

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 31 DE MARZO DE 2012

1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

- La compañía presentó en el primer trimestre de 2012 (1T12) una ganancia de US\$9,2 millones (vs. una pérdida de US\$28,9 millones el 1T11 y una ganancia de US\$32,3 millones el 4T11).
- El EBITDA del 1T12 alcanzó US\$27,4 millones, un aumento de 62,8% en comparación con el EBITDA de US\$16,9 millones del 1T11 y una disminución de 63% en comparación con el EBITDA de US\$74,2 millones del 4T11. El incremento con respecto al mismo periodo del año anterior se explica principalmente por la mayor generación hidroeléctrica y el margen reconocido por la energía inyectada proveniente de la puesta en marcha de la central Santa María I, efectos que fueron parcialmente compensados por los mayores costos térmicos incurridos para cumplir con el incremento del consumo de los clientes. La disminución respecto al último trimestre del año 2011 se explica principalmente por la caída en la generación hidroeléctrica durante el periodo, que normalmente ocurre durante los primeros meses del año como consecuencia del término del periodo de deshielo.
- El resultado no operacional presentó una pérdida de US\$3,4 millones (vs. una pérdida de US\$12,1 millones el 1T11 y una pérdida de US\$18,9 millones el 4T11), y se registraron utilidades por impuestos de US\$16,3 millones (vs. un gasto de US\$2,4 millones el 1T11 y una utilidad de US\$8,4 millones el 4T11).
- Las ventas físicas durante el 1T12 alcanzaron 2.935 GWh, un 8,8% mayor a las ventas físicas de igual periodo del año anterior, explicado principalmente por el crecimiento en el consumo de los clientes regulados y la porción de los suministros regulados comprometidos por Campanario que fue re-asignado a Colbún.
- La generación hidráulica del 1T12 alcanzó 1.426 GWh, un 22,3% superior a lo generado en 1T11. Este aumento se explica principalmente por un mayor despacho tanto de las centrales que aprovechan los recursos hídricos del embalse Colbún, como de la central Canutillar. El mayor despacho de la central Colbún se debe a que transitoriamente esta central se encuentra conectada directamente a Santiago en la subestación Cerro Navia, para resolver problemas de congestión presentes en el sistema de transmisión. Durante el 1T12 se inyectaron 145 GWh provenientes de la puesta en marcha de nuestra central a carbón Santa María I, generación que fue menor a la prevista. Considerando la generación base (hidroeléctrica y térmica a carbón), esta representó 55% de los compromisos contractuales durante el 1T12 (vs. 43 % del 1T11 y 65% del 4T11). De haber contado con la generación normal de la central Santa María, la generación base habría representado cerca de un 75% de los compromisos comerciales. El remanente no cubierto por la generación base, se cubrió con generación térmica con GNL y petróleo diesel o bien con compras en el mercado spot.
- El proyecto Santa María I (342 MW) continúa en etapa de pruebas. Las obras de construcción han prácticamente concluido, pero todavía resta por poner en servicio algunos equipos, hacer algunas pruebas funcionales y calibrar algunos parámetros de operación. Durante el trimestre se generaron 145 GWh con un mix de carbón y en menor medida petróleo diesel, generación menor a la esperada a la fecha, a pesar de haber alcanzando durante algunas horas potencia máxima con plena carga a carbón. Si bien durante los próximos meses se espera alcanzar niveles de generación más estables (a capacidad

máxima y sólo con carbón), aún se proyectan interrupciones en la generación tanto para la realización de pruebas pendientes en ciertos equipos de la central, como para efectuar reparaciones en caso de desperfectos y ajustes de parámetros de operación. Como se aprecia, la etapa de comisionamiento ha sido más extensa de lo que Colbún estimó inicialmente dado lo establecido en el contrato EPC y el estándar en este tipo de proyectos. Este mayor tiempo se agrega a los importantes atrasos ya acumulados durante la construcción del proyecto y que se explican principalmente por los reiterados incumplimientos del consorcio contratista a cargo de la construcción de la central bajo la modalidad EPC derivados de un desempeño y comportamiento gravemente negligente.

- El proyecto hidroeléctrico Angostura (316 MW) trabaja simultáneamente en todos los frentes del proyecto: obras civiles, instalación de equipos, reposición de infraestructura y el cumplimiento de las medidas comprometidas con las comunidades. Habiéndose realizado el desvío del río a fines de 2011, actualmente está en plena construcción la presa de hormigón rodillado y se trabaja en la instalación de los dispositivos hidráulicos en los primeros niveles de la casa de máquina subterránea.
- El proyecto hidroeléctrico San Pedro (150 MW) está concluyendo la campaña de prospecciones y estudios de terreno iniciada a principios del año 2011. La etapa que corresponde a continuación incluye la lectura y análisis de los resultados, estudios adicionales que de ello puedan surgir, así como los estudios de ingeniería necesarios para determinar las adecuaciones a las obras civiles que se prevén dada la información recabada a la fecha. Se espera que esta etapa se prolongue hasta el segundo semestre del 2012. El cronograma de la construcción del proyecto se tendrá una vez terminada la etapa referida.
- En materia de resultado no operacional, la compañía presenta un cargo no recurrente por US\$10,7 millones correspondiente al pago a GasAndes por el ejercicio de las opciones contempladas en la transacción realizada durante 4T11, para dar término anticipado a contratos de transporte de gas argentino. Tomando en cuenta este pago, y otros pagos ya realizados, 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, en las líneas de Diferencias de Cambio y de Impuestos a las Ganancias se registran ingresos por US\$10,3 millones y US\$16,3 millones, respectivamente. Estos ingresos se explican principalmente por la apreciación en términos reales del tipo de cambio durante el periodo.
- Finalmente, al cierre del 1T12 Colbún cuenta con una liquidez de US\$203,0 millones, monto que producto del efecto de las coberturas financieras vigentes usadas para redenominar a dólares y euros ciertas inversiones, alcanza a US\$203,2 millones¹.

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 1T12, 4T11 y 1T11 y los resultados acumulados a Mar12 y Mar11.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
mar-11	mar-12		1T11	4T11	1T12
315,2	361,1	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	315,2	319,8	361,1
144,2	187,8	Venta a Clientes Regulados	144,2	179,7	187,8
115,4	114,9	Venta a Clientes Libres	115,4	105,4	114,9
8,7	9,3	Ventas otras generadoras	8,7	(1,7)	9,3
46,9	49,1	Otros ingresos	46,9	36,4	49,1
(282,8)	(316,3)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(282,8)	(227,3)	(316,3)
(26,3)	(34,9)	Peajes	(26,3)	(27,8)	(34,9)
(50,5)	(47,4)	Compras de Energía y Potencia	(50,5)	(117,8)	(47,4)
(120,9)	(99,6)	Consumo de Gas	(120,9)	(8,8)	(99,6)
(73,2)	(120,4)	Consumo de Petróleo	(73,2)	(53,4)	(120,4)
(11,9)	(13,9)	Trabajos y suministros de terceros	(11,9)	(19,5)	(13,9)
32,4	44,8	MARGEN BRUTO	32,4	92,5	44,8
(10,9)	(12,1)	Gastos por beneficios a empleados	(10,9)	(12,3)	(12,1)
(4,7)	(5,3)	Otros gastos, por naturaleza	(4,7)	(6,0)	(5,3)
(31,2)	(31,1)	Gastos por depreciación y amortización	(31,2)	(31,4)	(31,1)
(14,4)	(3,7)	RESULTADO DE OPERACIÓN	(14,4)	42,8	(3,7)
16,9	27,4	EBITDA	16,9	74,2	27,4
4,8	1,4	Ingresos financieros	4,8	1,6	1,4
(8,3)	(4,6)	Gastos financieros	(8,3)	(5,3)	(4,6)
0,6	2,2	Resultados por unidades de reajuste	0,6	2,3	2,2
(9,0)	10,3	Diferencias de cambio	(9,0)	4,3	10,3
0,0	1,8	Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	0,0	1,7	1,8
(0,3)	(14,6)	Otras ganancias (pérdidas)	(0,3)	(23,5)	(14,6)
(12,1)	(3,4)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(12,1)	(18,9)	(3,4)
(26,5)	(7,1)	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	(26,5)	23,9	(7,1)
(2,4)	16,3	Gasto por impuesto a las ganancias	(2,4)	8,4	16,3
(28,9)	9,2	GANANCIA (PÉRDIDA) DE ACTIVIDADES CONTINUADAS DESPUES DE IMPUESTOS	(28,9)	32,3	9,2
(28,9)	9,2	GANANCIA (PÉRDIDA)	(28,9)	32,3	9,2
(28,9)	9,2	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	(28,9)	32,3	9,2
(0,0)	-	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	(0,0)	-	-

2.1 RESULTADO DE OPERACIÓN

El EBITDA del 1T12 ascendió a US\$27,4 millones, un incremento con respecto a los US\$16,9 millones del 1T11 y menor que los US\$74,2 millones del 4T11.

Las ventas de energía y potencia del 1T12 ascendieron a US\$312,0 millones, un aumento de 16,3% respecto a igual trimestre del año anterior, debido principalmente a mayores ventas físicas de energía a clientes regulados de 16,6%.

En tanto, la inyección de la central Santa María se ajustó del balance de inyecciones y retiros del CDEC. El margen resultante entre las inyecciones valorizadas acumuladas a la fecha y los costos de producción acumulados, se registra en la línea "Otros Ingresos", por un monto de US\$11,5 millones. Este tratamiento contable asociado al período de puesta en marcha se aplicará hasta que se active contablemente la central (NIC16 y NIC18).

Los costos de materias primas y consumibles utilizados durante el 1T12 ascendieron a US\$316,3 millones, mayores en un 11,8% a los registrados durante el 1T11, debido principalmente a un mayor consumo de petróleo para la generación.

La Tabla 2 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 1T12, 4T11 y 1T11 y acumulado a Mar12 y Mar11.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		
mar-11	mar-12		1T11	4T11	1T12
2.698	2.935	Total Ventas Físicas (GWh)	2.698	2.766	2.935
1.476	1.721	Clientes Regulados	1.476	1.588	1.721
1.209	1.156	Clientes Libres	1.209	1.178	1.156
13	59	Ventas CDEC	13	0	59
1.419	1.523	Potencia (MW)	1.419	1.536	1.523

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		
mar-11	mar-12		1T11	4T11	1T12
2.594	2.911	Total Generación (GWh)	2.594	2.106	2.911
1.166	1.426	Hidráulica	1.166	1.696	1.426
984	690	Térmica Gas	984	14	690
444	650	Térmica Diesel	444	302	650
0	145	Térmica Carbón ⁽¹⁾	-	95	145
126	72	Compras CDEC	126	715	72

(1): Corresponde a la generación de la puesta en marcha de la central Santa María I.

Mix de Generación

El 1T12 se caracterizó por presentar un debilitamiento de la disponibilidad de afluentes hídricos consistente con la estacionalidad. Sin embargo, en comparación al mismo periodo del año anterior, el trimestre se vio caracterizado por un mayor aporte de energía hidroeléctrica producto del mayor despacho de las centrales que aprovechan los recursos hídricos del embalse Colbún como de la central Canutillar; y por el aporte de generación proveniente de la puesta en marcha de la central Santa María. Cabe mencionar que el mayor despacho de la central Colbún se debe a que transitoriamente esta central se encuentra conectada directamente a Santiago en la subestación Cerro Navia, para resolver problemas de congestión presentes en el sistema de transmisión.

Con respecto al mix de generación del 1T12, el 49,6% de los compromisos fue cubierto con generación hidro (vs. 43,4% del 1T11 y 61,3% del 4T11) y 46,6% con generación térmica con gas natural y diesel (vs. 53,2% del 1T11 y 11,4% del 4T11). El restante de los compromisos fue cubierto por el aporte de energía inyectada por la central Santa María y por compras en el mercado spot, que totalizaron 72 GWh durante 1T12 (vs. 126 GWh en 1T11 y 715 GWh en 4T11).

La generación hidroeléctrica aumentó en un 22,3% respecto al 1T11 y disminuyó en un 15,9% respecto al 4T11. A su vez, la generación térmica (con gas natural y diesel) disminuyó en un 6,2% con respecto al 1T11 y aumentó en más de cuatro veces con respecto al 4T11. De este total de generación térmica, 51,5% fue producto de generación con gas natural y un 48,5% de generación con diesel. Al igual que el año pasado, la generación con gas se debió a un acuerdo alcanzado con ENAP. Este acuerdo contempla el suministro de gas natural para la operación de una unidad de ciclo combinado del complejo Nehuenco durante los primeros meses del año 2012.

Ingresos de Actividades Ordinarias de la Operación

Los *Ingresos de actividades ordinarias* del 1T12, ascendieron a US\$361,1 millones, un 14,5% mayor con respecto al 1T11 y 12,9% mayor a los registrados el 4T11. Los ingresos se desglosan de la siguiente forma:

Clientes Regulados: Las ventas a clientes regulados alcanzaron US\$187,8 millones el 1T12, mayores en 30,2% con respecto al 1T11 y en 4,5% con respecto al 4T11. El aumento con respecto al mismo periodo del año anterior se debe principalmente a mayores ventas físicas de energía de 16,6%, principalmente por el alto crecimiento de la demanda observado en el sistema en general y la porción de los suministros comprometidos por Campanario que fue re-assignado a Colbún, y en menor medida por un mayor precio monómico promedio en 11,7%, de acuerdo a la aplicación de la formulas de indexación de estos contratos. Cabe destacar que el suministro de potencia a Chilectra asociado al contrato de suministro de energía que entró en vigencia en Enero 2011, comenzó a regir a partir del segundo trimestre del año pasado, situación que levemente "altera" la base de comparación del precio monómico promedio. Incorporando este efecto, el precio monómico promedio creció en aproximadamente 7% con respecto al mismo periodo del año anterior.

Clientes Libres: Las ventas a clientes libres alcanzaron US\$114,9 millones el 1T12, levemente menor con respecto al 1T11 y un 9,0% mayor con respecto al 4T11. La diferencia con respecto al mismo periodo del año anterior se debe a un mayor precio monómico promedio en 4,2%, efecto que fue compensado por menores ventas físicas en 4,4%, explicado por el término de un contrato con un cliente de esta categoría a finales del 1T11.

Mercado Spot: Durante el 1T12 se vendieron 59 GWh al mercado CDEC (equivalentes a US\$9,3 millones). El trimestre anterior no se realizaron ventas en este mercado, y en 1T11 se vendieron 13 GWh (equivalentes a US\$8,7 millones). Cabe mencionar que este ítem también registra los ingresos por la venta de potencia al CDEC y, para el año 2011, efectos del decreto de racionamiento.

Otros Ingresos: Los otros ingresos ordinarios alcanzaron US\$49,1 millones el 1T12, un aumento de 4,7% con respecto al 1T11 y de 34,8% con respecto al 4T11. Este incremento se explica principalmente por el margen de US\$11,5 millones reconocido por la energía inyectada proveniente de la puesta en marcha de la central Santa María I, que durante el trimestre totalizaron 145 GWh.

Costo de Materias Primas y Consumibles utilizados en la Operación

Los costos de materias primas y consumibles utilizados el 1T12 fueron de US\$316,3 millones, aumentando en un 11,8% con respecto a los del 1T11, y en un 39,1% con respecto al 4T11.

Los costos de combustibles durante el 1T12 alcanzaron los US\$220,1 millones, mayor en un 13,4% con respecto al 1T11 y en más de tres veces con respecto al trimestre anterior. El aumento con respecto al mismo periodo del año anterior es producto de la mayor generación con petróleo diesel y del alza en los precios internacionales del petróleo. La mayor generación con diesel se explica 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 de gas natural durante el periodo, parcialmente compensado por un mayor despacho de las centrales hidroeléctricas. Como referencia, el precio promedio del WTI durante el 1T12 fue de US\$103,0 por barril, un 8,9% mayor al promedio de US\$94,6 por barril durante el 1T11.

Los costos de peajes registrados en el 1T12 alcanzan a US\$34,9 millones, un aumento de 33,0% con respecto al 1T11 y de 25,6% respecto al 4T11, y que se explica principalmente por mayores costos por uso de líneas troncales y de sub-transmisión durante el período.

Los costos por trabajos y suministros de terceros del 1T12 fueron de US\$13,9 millones, en línea con los US\$11,9 millones del 1T11 y menores que los US\$19,5 millones del 4T11.

Durante el 1T12 se realizaron compras de energía y potencia en el mercado spot por 72 GWh, equivalentes a US\$47,4 millones (monto ajustado por la valorización de la energía inyectada proveniente de la puesta en marcha de la central Santa María I), lo que significó una leve disminución de US\$3,1 millones con respecto al 1T11 (126 GWh) y una disminución de US\$70,4 millones respecto al 4T11 (715 GWh). Como referencia, el costo marginal promedio del sistema (medido en Alto Jahuel) durante el 1T12 fue de US\$205,7/MWh, en comparación a US\$226,5/MWh durante el 1T11 y US\$154,0/MWh el 4T11.

2.2 ANÁLISIS DE ITEMS NO OPERACIONALES

Los ítems no operacionales del 1T12 registraron pérdidas por US\$3,4 millones, que se compara positivamente con la pérdida de US\$12,1 millones del 1T11 y con la pérdida de US\$18,9 millones del 4T11.

Gastos Financieros: los gastos financieros durante el 1T12 fueron de US\$4,6 millones, menores en US\$3,7 millones a los registrados el 1T11 y en US\$0,7 millones a los del 4T11. La variación se debe principalmente a una mayor activación de gastos financieros por un monto de US\$3,8 millones producto de los proyectos que está llevando a cabo la Compañía.

Ingresos Financieros: los ingresos financieros durante el 1T12 alcanzaron los US\$1,4 millones, inferiores en US\$3,4 millones a los registrados el 1T11 y prácticamente igual a los registrados el 4T11.

Otras ganancias (pérdidas): durante el 1T12 registraron una pérdida de US\$14,6 millones, comparada con la pérdida de US\$0,3 millones del 1T11 y la pérdida de US\$23,5 millones del 4T11. La diferencia del 1T12 con respecto al mismo periodo del año anterior se explica principalmente por el pago de US\$10,7 millones a GasAndes por el ejercicio de las opciones contenidas en la transacción realizada durante 4T11 para dar término anticipado a contratos de transporte de gas argentino. Tomando en cuenta este pago y otros pagos ya realizados, 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.

Diferencia de Cambio: la diferencia de cambio generada durante el 1T12 registró una ganancia de US\$10,3 millones, en comparación a la pérdida de US\$9,0 millones registrado el 1T11 y a la ganancia de US\$4,3 millones el 4T11. Este resultado es debido a una apreciación de 6,1% del tipo de cambio CLP/USD durante el 1T12, 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 ingreso a Mar12 de US\$16,3 millones, producto principalmente de la apreciación en términos reales del tipo de cambio. Este factor influye en el cálculo de los impuestos diferidos dado que tanto el activo fijo tributario como las pérdidas tributarias son llevados en pesos chilenos.

3. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

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

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

	dic-11	mar-12
Activos corrientes	771,2	764,0
Efectivo y equivalentes al efectivo	295,8	203,0
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	214,1	213,2
<i>Ventas normales</i>	157,0	157,6
<i>Ventas distribuidores sin contrato</i>	0,4	0,0
<i>Deudores varios</i>	56,6	55,7
Activos por impuestos corrientes	182,7	239,8
Otros activos corrientes	78,7	107,9
Activos no corrientes	4.848,3	4.941,1
Propiedades, planta y equipo, neto	4.594,7	4.659,8
Otros activos	253,6	281,3
TOTAL ACTIVOS	5.619,5	5.705,1
Pasivos corrientes	338,9	400,6
Pasivos no corrientes	1.818,3	1.821,2
Patrimonio neto	3.462,2	3.483,3
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	5.619,5	5.705,1

Efectivos y Equivalentes al efectivo: el rubro 'Efectivo y Equivalentes al Efectivo' alcanzó US\$203,0 millones, monto que agregado el efecto de las coberturas financieras vigentes usadas para re-denominar a dólares y euros ciertas inversiones, alcanza a US\$203,2 millones. Durante el primer trimestre del año, 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\$213,2 millones, una leve disminución respecto a Dic11.

Activos por Impuestos Corrientes: los activos por impuestos corrientes registran un saldo de US\$239,8 millones al cierre de Mar12, un aumento de US\$57,1 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; y por la acumulación de IVA Crédito generado por los proyectos de inversión que actualmente está llevando a cabo la compañía.

Otros Activos Corrientes: los otros activos corrientes registraron un saldo de US\$107,9 millones a Mar12, un aumento de US\$29,2 millones respecto a Dic11. Este incremento es

explicado principalmente por el pago de US\$17,2 millones 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\$4.660 millones al cierre de Mar12, un aumento de US\$65,1 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: los pasivos corrientes en operación alcanzaron a US\$400,6 millones, un aumento de US\$61,6 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, el efecto de la variación del tipo de cambio sobre los pasivos en pesos o UF cuando son contabilizados en dólares, y operaciones de financiamiento de corto plazo realizadas durante el trimestre. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una amortización del mismo crédito mencionado anteriormente.

Pasivos No Corrientes: los pasivos no corrientes en operación totalizaron US\$1.821 millones al cierre de Mar12, un leve incremento en comparación a Dic11. Esta variación se debe principalmente al efecto de la variación del tipo de cambio sobre los pasivos en pesos o UF cuando son contabilizados en dólares, parcialmente compensado por el efecto de la variación del tipo de cambio sobre la línea de pasivos por impuestos diferidos y el traspaso desde la porción de largo plazo del crédito mencionado anteriormente.

Patrimonio: la Compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.483 millones, un leve incremento de 0,6% durante el 1T12.

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	mar-11	mar-12
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	2,62	1,91
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	2,57	1,78
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,65	0,64
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	17,06%	18,03%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	82,94%	81,97%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	-2,24	-0,56
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) después de imptos. Actividades continuadas / Patrimonio Neto Promedio	-0,82%	0,26%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	-0,50%	0,16%
Rendimientos Activos Operacionales (%): Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	-0,32%	-0,08%

- Patrimonio promedio: Patrimonio a Mar12 más el patrimonio a Mar11 dividido por dos.
- Total activo promedio: Total activo de Mar12 más el total de activo a Mar11 dividido por dos.
- Activos operacionales promedio: Total de Propiedad, planta y equipo de Mar12 más el total de Propiedad, planta y equipo a Mar11 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		
mar-11	mar-12		1T11	4T11	1T12
554,5	295,8	Efectivo Equivalente Inicial	554,5	247,6	295,8
39,8	(10,1)	Flujo Efectivo de la Operación	39,8	78,6	(10,1)
(30,6)	18,9	Flujo Efectivo de Financiamiento	(30,6)	(46,1)	18,9
(114,5)	(110,0)	Flujo Efectivo de Inversión	(114,5)	6,8	(110,0)
(105,3)	(101,2)	Flujo Neto del Periodo	(105,3)	39,3	(101,2)
(8,0)	8,4	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	(8,0)	8,9	8,4
441,2	203,0	Efectivo Equivalente Final	441,2	295,8	203,0

Las actividades de la operación durante el 1T12 generaron un flujo neto negativo de US\$10,1 millones en comparación al flujo neto positivo de US\$78,6 millones del 4T11. Esta disminución se explica principalmente por mayores requerimientos de capital de trabajo durante el periodo debido al aumento de generación térmica tanto con gas natural como con diesel, y a la disminución de compras en el mercado spot (tomando en cuenta que el plazo de pago a proveedores de combustible es menor que al CDEC); y por el pago de aproximadamente US\$28 millones a GasAndes por el ejercicio de las opciones referidas en la transacción realizada durante 4T11.

Las actividades de financiamiento generaron un flujo neto positivo de US\$18,9 millones durante el 1T12, que se explica principalmente por operaciones de financiamiento de corto plazo, parcialmente compensado por la amortización de un crédito local.

Las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$110,0 millones durante el 1T12, que se explica principalmente por las incorporaciones de propiedades, plantas y equipos por US\$103,8 millones, y aportes entregados a la coligada HidroAysén por US\$5,1 millones.

6. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 2.620 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 ha presentado para el periodo 2011 y los primeros meses de 2012 resultados operacionales débiles, 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) que en conjunto configuran uno de los períodos bi-anales más secos de la historia hidrológica – y a la acumulación de la reserva hídrica decretada por el Ministerio de Energía, situaciones que provocaron una menor generación hidráulica comparado a un año normal. Junto con lo anterior, a partir del 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 en servicio de la central térmica a carbón Santa María I, cuya puesta en marcha ha experimentado atrasos relevantes, tal como se ha explicado anteriormente.

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. 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. Como se ha explicado anteriormente, el atraso en la puesta en marcha de Santa María se explica principalmente por los reiterados incumplimientos del contratista principal y en menor medida por efectos del terremoto de febrero del 2010. Respecto a lo primero, tal como se informó a fines del año 2011, Colbún ha cobrado un total de US\$102,7 millones en boletas de garantía. Respecto a los efectos del terremoto, estos se encuentran mitigados 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, y que se encuentra en proceso de liquidación.

Los resultados de la compañía esperados para los próximos meses, estarán determinados por el inicio de un nuevo año hidrológico, por las condiciones de operación de la central Santa María, y por el vencimiento a partir de abril de un contrato comercial suscrito con un cliente libre a principios de los años 2000. Respecto a los dos primeros puntos, se puede indicar que durante abril, el primer mes del año hidrológico 2012/2013, las precipitaciones en dos de las cuatro principales cuencas de generación hidroeléctrica, fueron muy inferiores a las de un año normal. Respecto al segundo factor, la generación de Santa María durante el mes de abril ha sido de sólo 39 GWh. Se espera que la generación de Santa María se normalice durante los

próximos meses, sin perjuicio de anticipar interrupciones en su generación tanto por la realización de pruebas pendientes en ciertos equipos de la central como por reparaciones que haya que realizar en caso de desperfectos y problemas, los que a la luz de la experiencia de los últimos meses de la etapa de comisionamiento, han sido más recurrentes que lo esperado y que lo estipulado en el contrato EPC.

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 libres y por la puesta en marcha del proyecto Angostura esperada para fines del 2013.

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 I (342 MW): este proyecto continúa en etapa de pruebas. Las obras de construcción han prácticamente concluido, pero todavía resta por poner en servicio algunos equipos, hacer algunas pruebas funcionales y calibrar algunos parámetros de operación. Durante el trimestre se generaron 145 GWh con un mix de carbón y en menor medida petróleo diesel, generación menor a la esperada a la fecha, a pesar de haber alcanzado durante algunas horas potencia máxima con plena carga a carbón. Si bien durante los próximos meses se espera alcanzar niveles de generación más estables (a capacidad máxima y sólo con carbón), aún se proyectan interrupciones en la generación tanto para la realización de pruebas pendientes en ciertos equipos de la central, como para efectuar reparaciones en caso de desperfectos y ajustes de parámetros de operación. Como se aprecia, la etapa de comisionamiento ha sido más extensa de lo que Colbún estimó inicialmente dado lo establecido en el contrato EPC y el estándar en este tipo de proyectos. Este mayor tiempo se agrega a los importantes atrasos ya acumulados durante la construcción del proyecto y que se explican principalmente por los reiterados incumplimientos del consorcio contratista a cargo de la construcción de la central bajo la modalidad EPC derivados de un desempeño y comportamiento gravemente negligente.
- Proyecto Angostura (316 MW): este proyecto hidroeléctrico aprovechará los recursos hídricos de los ríos Biobío y Huequecura en la región del Biobío. Actualmente el proyecto trabaja simultáneamente en todos los frentes del proyecto: obras civiles, instalación de equipos, reposición de infraestructura y el cumplimiento de las medidas comprometidas con las comunidades. Habiéndose realizado el desvío del río a fines de 2011, actualmente está en plena construcción la presa de hormigón rodillado y se trabaja en la instalación de los dispositivos hidráulicos en los primeros niveles de la casa de máquina subterránea.
- Proyecto San Pedro (150 MW): este proyecto está concluyendo la campaña de prospecciones y estudios de terreno iniciada a principios del año 2011. La etapa que corresponde a continuación incluye la lectura y análisis de los resultados, estudios adicionales que de ello puedan surgir, así como los estudios de ingeniería necesarios para determinar las adecuaciones a las obras civiles que se prevén dada la información recabada a la fecha. Se espera que esta etapa se prolongue hasta el segundo semestre del 2012. El cronograma de la construcción del proyecto se tendrá una vez terminada la etapa 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. Estos 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 recientemente demostrando así el profesionalismo y apego a la legalidad con que siempre ha trabajado Hidroaysén, está aún no se encuentra a firme por existir reclamaciones ante el Consejo de Ministros tanto del titular del proyecto como de opositores a él. En la actualidad Hidroaysén se encuentra en el 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 hidroeléctricas, 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 comprar pequeños volúmenes de energía en el mercado spot para el suministro de sus compromisos con clientes. 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 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 de los últimos dos años, se han

perfeccionado en distintas oportunidades acuerdos de suministro de gas natural con Enap Refinerías S.A. para la operación de una unidad de ciclo combinado del complejo Nehuenco. Dadas las condiciones de deshielo que se esperaban para el inicio del año 2012, en diciembre de 2011 se perfeccionó un nuevo acuerdo para los primeros meses del año.

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.

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 flexibles y competitivas para la operación de las centrales de ciclo combinado de la Compañía, para así agregar capacidad base competitiva a su portfolio de activos.

6.4.3 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 dos últimos años, las napas subterráneas de la V Región se han visto afectadas. Esto ha implicado que para suplir las necesidades de agua para refrigeración y para mitigar emisiones en los ciclos combinados del Complejo Nehuenco, ha sido necesario recurrir a otras fuentes adicionales de suministro diferente a los doce pozos propios localizados en el mismo complejo. Para estos efectos se han suscritos acuerdos con terceros que poseen derechos de aguas en diferentes puntos de la V Región. Para solucionar el suministro de agua para el largo plazo se están estudiando varias alternativas de suministros.

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 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 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.

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 de 2011 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.

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 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.

Un cambio regulatorio que se oficializó durante el año pasado 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 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, y que todos los contratos deben ser re-licitados a la brevedad posible, dado que la re-asignación forzada 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\$4,3 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	31.12.2011	31.03.2012
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 notional de US\$150 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 Mar12 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-, a excepción de una inversión en dólares que se encuentra con contrapartes internacionales con clasificación de riesgo internacional grado de inversión. Respecto a los derivados existentes, todas las contrapartes internacionales de la compañía tienen riesgo equivalente a grado de inversión y un 88% 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 Mar12 Colbún cuenta con excedentes de caja de US\$203,0 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.