

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS AL 30 DE JUNIO DE 2014

1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

■ La compañía presentó en el segundo trimestre de 2014 (2T14) una **utilidad de US\$71,6 millones** (vs. una utilidad de US\$41,7 millones el 2T13 y de US\$51,5 millones el 1T14).

En términos acumulados, el resultado al 30 de Junio de 2014 (Jun14) presenta una ganancia de US\$123,1 millones, que se compara positivamente con la ganancia de US\$66,1 millones de igual período del año anterior (Jun13).

■ El **EBITDA** del 2T14 alcanzó **US\$140,8 millones**, que se compara favorablemente tanto con el EBITDA de US\$130,4 millones del 2T13 como con el EBITDA de US\$119,8 millones del 1T14. Es importante destacar que el EBITDA del 2T14 no incluye ingresos extraordinarios, a diferencia de los valores de 2T13 y 1T14 que incluyen ingresos no recurrentes por indemnizaciones de seguros por US\$63,9 millones y US\$32,5 millones respectivamente, lo que da cuenta del positivo resultado operacional alcanzado en este trimestre.

En términos acumulados, el EBITDA a Jun14 alcanzó US\$260,6 millones en comparación con los US\$219,6 millones a Jun13. El incremento con respecto al mismo periodo del año anterior se explica principalmente por una mayor generación hidroeléctrica que permitió disminuir las compras de energía y potencia al CDEC.

■ El **resultado no operacional** al 2T14 presentó una **pérdida de US\$17,8 millones** (vs. una pérdida de US\$11,3 millones el 2T13 y una pérdida de US\$6,6 millones el 1T14).

En términos acumulados, el resultado no operacional a Jun14 presenta una pérdida de US\$24,5 millones vs. una pérdida de US\$40,8 millones a Jun13. Esta menor pérdida se explica principalmente por dos cargos no recurrentes asociados a los siniestros en las centrales Nehuenco II y Los Pinos, originados en Mar13 y Abr13 respectivamente.

■ Los **gastos por impuestos** ascendieron a **US\$5,2 millones** (vs. un gasto de US\$38,1 millones el 2T13 y un gasto de US\$19,6 millones el 1T14).

En términos acumulados, a Jun14 se registran gastos por impuestos a las ganancias de US\$24,9 millones, vs. gastos de US\$32,9 millones a Jun13. Este menor gasto en impuestos se explica en gran parte por la depreciación del tipo de cambio CLP/US\$ que influye en el cálculo de los impuestos diferidos dado que tanto el activo fijo tributario como las pérdidas tributarias son llevados en pesos chilenos.

■ Las **ventas físicas a clientes bajo contrato** durante el 2T14 alcanzaron **2.978 GWh**, un 7% menor a las ventas físicas bajo contratos de igual periodo del año anterior, explicado principalmente por la finalización de dos contratos con clientes libres. Además, durante el trimestre hubo **ventas netas al mercado CDEC por 425 GWh**, en comparación a las compras netas de 462 GWh el 2T13 y las ventas netas de 219 GWh el 1T14.

En términos acumulados, las ventas físicas a clientes bajo contrato a Jun14 alcanzaron 5.982 GWh, un 3% mayor que a Jun13, explicado principalmente por un contrato con Codelco que comenzó en Marzo de 2013, compensado en parte por la finalización de los otros contratos mencionados en Diciembre de 2013. Por su parte, las ventas netas al mercado CDEC totalizaron 644 GWh a Jun14, en comparación a las compras netas de 33 GWh a Jun13.

■ La **generación hidráulica** del 2T14 alcanzó **1.621 GWh**, un 36% mayor respecto a lo generado el 2T13. Esto se debe principalmente a la entrada en operación de la central Angostura y a las mejores condiciones hidrológicas en comparación al año anterior.

En términos acumulados, la generación hidráulica a Jun14 alcanzó 2.730 GWh, un 22% mayor a lo generado a Jun13, debido principalmente a lo explicado anteriormente.

■ La **generación a carbón** durante el 2T14 fue de 718 GWh, un 11% superior en comparación a los 646 GWh del 2T13. La generación a carbón durante el trimestre aumentó un 2% respecto al 1T14.

En términos acumulados, la generación a carbón a Jun14 alcanzó 1.424 GWh, mayor en 3% a lo generado a Jun13.

Considerando la generación base (hidroeléctrica y térmica a carbón), esta representó un 79% de los compromisos propios contractuales durante el 2T14 (vs. 57% del 2T13 y un 60% del 1T14). El remanente no cubierto por la generación base se cubrió en su mayoría con generación térmica con gas natural competitivo.

■ La **central hidroeléctrica Angostura (316 MW)** inició su operación comercial durante abril. En lo que va del año 2014, esta unidad ha mostrado un nivel de generación creciente, alcanzando los 390 GWh al 30 de Junio 2014. Angostura es la central hidroeléctrica más grande construida en la última década en Chile.

■ Al cierre del 2T14 Colbún cuenta con una **liquidez de US\$337,4 millones**.

■ Con posterioridad al cierre trimestral, en la primera semana de Julio, **Colbún emitió un bono en los mercados internacionales** por un monto de US\$500 millones, con tasa de interés de 4,5% (tasa efectiva 4,675%) y vencimiento bullet a 10 años.

El destino de los fondos será el pago parcial de deuda financiera y el financiamiento de futuros proyectos de expansión.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 1 muestra un resumen del Estado de Resultados de los trimestres 2T14, 1T14 y 2T13 y los resultados acumulados a Jun14 y Jun13.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
jun-13	jun-14		2T13	1T14	2T14
885,3	821,3	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	518,3	413,2	408,0
376,2	354,5	Ventas a Clientes Regulados	187,5	166,0	188,5
312,5	274,7	Ventas a Clientes Libres	227,8	150,8	123,9
55,3	51,4	Ventas otras generadoras	-	1,5	49,9
76,9	86,2	Peajes	39,0	41,2	45,1
64,4	54,4	Otros Ingresos	64,0	53,8	0,6
(623,8)	(520,9)	MATERIAS PRIMAS CONSUMIBLES UTILIZADOS	(367,2)	(275,4)	(245,6)
(77,3)	(85,4)	Peajes	(36,4)	(48,9)	(36,5)
(160,9)	(21,4)	Compras de Energía y Potencia	(139,3)	(18,0)	(3,4)
(220,3)	(258,3)	Consumo de gas	(80,5)	(143,1)	(115,3)
(74,3)	(65,9)	Consumo de Petróleo	(65,9)	(22,9)	(43,0)
(53,4)	(48,9)	Consumo de Carbón	(25,7)	(23,4)	(25,5)
(37,5)	(41,0)	Otros	(19,5)	(19,1)	(21,9)
261,5	300,3	MARGEN BRUTO	151,1	137,9	162,4
(30,4)	(29,2)	Gastos por beneficios a los empleados	(15,4)	(13,5)	(15,7)
(11,5)	(10,5)	Otros gastos por naturaleza	(5,3)	(4,6)	(5,9)
(79,8)	(88,1)	Depreciación y amortizaciones	(39,4)	(42,0)	(46,2)
139,8	172,4	RESULTADO DE OPERACIÓN	91,0	77,8	94,6
219,6	260,6	E B I T D A	130,4	119,8	140,8
3,1	2,6	Ingresos financieros	1,4	1,5	1,2
(27,3)	(29,5)	Gastos financieros	(12,1)	(10,6)	(18,9)
0,8	5,7	Resultados por unidades de reajuste	0,2	2,4	3,3
4,2	(13,2)	Diferencias de cambio	7,1	(8,9)	(4,3)
3,1	2,9	Resultado de sociedades contabilizadas método de participación	0,9	1,3	1,6
(24,5)	7,0	Otras ganancias (pérdidas)	(8,7)	7,7	(0,6)
(40,8)	(24,5)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(11,3)	(6,6)	(17,8)
99,0	148,0	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	79,8	71,2	76,8
(32,9)	(24,9)	Gasto por impuesto a las ganancias	(38,1)	(19,6)	(5,2)
66,1	123,1	RESULTADO DE ACT. CONTINUADAS DESPUES DE IMPTOS.	41,7	51,5	71,6
66,1	123,1	GANANCIA (PÉRD) CONTROLADORA	41,7	51,5	71,6

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

2.1 RESULTADO DE OPERACIÓN

El **EBITDA del 2T14 ascendió a US\$140,8 millones**, cifra superior a los US\$130,4 millones del 2T13, y a los US\$119,8 millones del 1T14. El incremento del EBITDA se explica principalmente por la mayor generación hidroeléctrica y en base a GNL que permitieron disminuir significativamente las compras de energía y potencia al CDEC. En términos acumulados, el EBITDA a Jun14 ascendió a US\$260,6 millones, que se compara positivamente con los US\$219,6 millones a Jun13, principalmente por los mismos efectos mencionados anteriormente.

Los **ingresos por ventas de energía y potencia a clientes bajo contrato** del 2T14 ascendieron a **US\$312,4 millones**, un disminución de 25% respecto a igual trimestre del año anterior. Esta disminución se explica principalmente por menores ventas físicas a clientes libres por el término de dos contratos con este tipo de clientes.

En términos acumulados, los ingresos por ventas de energía y potencia a clientes bajo contrato a Jun14 ascendieron a US\$629,2 millones, un 9% inferior a los US\$688,7 millones a Jun13. Esta disminución se explica principalmente por el término de los contratos mencionados anteriormente.

Los **costos de materias primas y consumibles** utilizados durante el 2T14 ascendieron a **US\$245,6 millones**, menores en un 33% a los registrados durante el 2T13, debido principalmente a menores compras en el mercado CDEC y a un menor consumo de diesel, parcialmente compensado por un mayor consumo de gas natural para la generación.

En términos acumulados, los costos de materias primas y consumibles alcanzaron US\$520,9 millones a Jun14, menores en un 16% a los US\$623,8 millones a Jun13, dado principalmente por los efectos explicados anteriormente.

La Tabla 2 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 2T14, 1T14 y 2T13 y acumulado a Jun14 y Jun13.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		
jun-13	jun-14		2T13	1T14	2T14
6.297	6.625	Total Ventas Físicas (GWh)	3.216	3.223	3.402
3.643	3.589	Clientes Regulados	1.853	1.771	1.819
2.142	2.392	Clientes Libres	1.363	1.233	1.159
511	644	Ventas CDEC	0	219	425
1.685	1.717	Potencia (MW)	1.806	1.757	1.677

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		
jun-13	jun-14		2T13	1T14	2T14
5.856	6.767	Total Generación (GWh)	2.802	3.268	3.499
2.245	2.730	Hidráulica	1.193	1.109	1.621
1.956	2.286	Térmica Gas	713	1.357	929
278	327	Térmica Diesel	250	96	231
1.378	1.424	Térmica Carbón	646	706	718
544	0	Compras CDEC	462	0	0

Mix de Generación

A partir de Abr14 comenzó el nuevo año hidrológico el cual ha estado marcado por condiciones hidrológicas que siguen siendo secas aun cuando son más favorables que el año anterior. La **generación hidroeléctrica fue un 36% mayor con respecto a la del 2T13** y un 46% mayor al

primer trimestre del año, producto principalmente de la entrada en operación de la central Angostura que generó 274 GWh durante el trimestre.

La **generación a carbón** aumentó un 11% respecto al 2T13, y aumentó un 2% respecto al trimestre anterior producto de la mayor disponibilidad de esta unidad durante el segundo trimestre de 2014.

La **generación térmica con gas natural aumentó un 30% respecto al 2T13**; y cayó en 32% comparado al 1T14. El aumento respecto al mismo periodo del año anterior se debe al mayor acceso a este combustible producto de suministros contratados con Enap Refinerías S.A. y Metrogas S.A. para las dos unidades del complejo Nehuenco durante Abr14 y luego para una unidad de ciclo combinado durante el resto del trimestre, a diferencia de lo ocurrido durante el 2T13 en que sólo una unidad de ciclo combinado generó con gas natural. Cabe destacar que durante este trimestre la compañía negoció suministro adicional para abastecer una unidad de ciclo combinado desde la segunda quincena de julio a la primera quincena de septiembre del año en curso.

La **generación con diesel disminuyó respecto al 2T13 (19 GWh)** y aumentó respecto al 1T14 (135 GWh). La menor generación con diesel respecto al mismo periodo del año anterior se debe a la mayor disponibilidad de generación hidroeléctrica y de generación térmica eficiente antes mencionada. En relación al primer trimestre del año, el aumento se debe a pruebas de CEMS (Sistema de Monitoreo de Emisiones en Línea) en unidades de este tipo y al despacho económico de estas centrales. Como referencia, el costo marginal promedio durante el trimestre fue de \$157 USD/MWh, un 27% menor que el mismo periodo del año pasado. Cabe destacar que durante el trimestre, las condiciones hidrológicas han presentado una evolución favorable en gran parte del SIC respecto al mismo período del año anterior, no obstante no permiten superar el déficit en precipitaciones respecto a un año medio.

Con respecto al mix de generación del 2T14, **el 79% de los compromisos comerciales fue cubierto con generación base eficiente**: hidroeléctrica y carbón (vs. 57% del 2T13 y 60% del 1T14). El restante de los compromisos fue abastecido mayoritariamente con generación a gas natural. Adicionalmente, la Compañía tuvo ventas netas en el mercado CDEC por 425 GWh (vs. compras netas 462 GWh el 2T13 y ventas netas de 219 GWh el 1T14).

En términos acumulados, la generación base representó el 69% de los compromisos a Jun14, mayor al 63% a Jun13. Si además se incorpora en el mix base de generación al gas natural, este porcentaje alcanza al 100%. A Jun14 se registraron ventas al mercado CDEC por 644 GWh (vs. compras por 33 GWh a Jun13).

En términos acumulados, la generación hidroeléctrica a Jun14 aumentó en un 22% respecto a Jun13, mientras que la generación térmica con carbón aumentó un 3%. Por su parte, la generación térmica con diesel aumentó un 18%, mientras que el gas natural aumentó muy similar un 17%. Del total de generación térmica a Jun14, el 57% fue producto de generación con gas natural, un 35% de generación con carbón y el restante fue con diesel.

Ingresos de Actividades Ordinarias de la Operación

Los **Ingresos de actividades ordinarias del 2T14, ascendieron a US\$408,0 millones**, disminuyendo un 21% y un 1% respecto al 2T13 y al 1T14.

En términos acumulados, a Jun14 ascienden a US\$821,3 millones, un 7% menor a los obtenidos en igual periodo del año anterior. Los ingresos se desglosan de la siguiente forma:

Clientes Regulados: Los ingresos por ventas a clientes regulados alcanzaron US\$188,5 millones el 2T14, en línea con respecto al 2T13 y mayores en un 14% respecto al 1T14. El aumento respecto al 1T14 se debe a mayores ventas físicas de 3% y un mayor precio monómico en el período.

En términos acumulados, las ventas valoradas a Jun14 alcanzaron US\$354,5 millones, menores en 6% respecto a Jun13, principalmente por menores ventas físicas de 2% y un menor precio monómico.

Clientes Libres: Las ventas a clientes libres alcanzaron US\$123,9 millones el 2T14, disminuyendo un 46% y 18% respecto al 2T13 y al trimestre recién pasado. La baja respecto al mismo periodo del año anterior se explica principalmente por el menor volumen de ventas físicas durante el 2T14 y por un menor precio monómico promedio dado por un cambio en la estructura de indexación de precios de un contrato con este tipo de cliente. La disminución respecto al 1T14 se debe a una reducción de 6% en las ventas físicas y un menor precio monómico.

En términos acumulados, las ventas valoradas a Jun14 alcanzaron US\$274,7 millones, menores en 12% con respecto al mismo periodo del año anterior, debido a los efectos explicados anteriormente.

Mercado CDEC: Durante el 2T14 se vendieron 425 GWh al mercado CDEC equivalentes a US\$ 49,9 millones (vs. ventas por 0 GWh equivalentes a US\$0 millones en 2T13 y ventas de 219 GWh equivalentes a US\$1,5 millones en 1T14).

En términos acumulados, a Jun14 las ventas físicas al mercado CDEC ascendieron a 644 GWh (US\$51,4 millones), en comparación a 511 GWh durante mismo periodo del año anterior (US\$55,3 millones).

Peajes: Los ingresos por peajes alcanzaron US\$45,1 millones el 2T14, un 16% y un 9% mayor que el 2T13 y el 1T14 respectivamente, dado principalmente por mayores ingresos tarifarios asociados a la transmisión troncal.

En términos acumulados, a Jun14 estos ingresos alcanzaron US\$86,2 millones, mayores en 12% con respecto al mismo periodo del año anterior por la razón explicada previamente.

Otros Ingresos: Los otros ingresos ordinarios alcanzaron US\$0,6 millones el 2T14, en comparación a US\$64 millones el 2T13 y US\$53,8 millones el 1T14. Esta disminución se explica principalmente por el resultado favorable a Colbún en el arbitraje por la liquidación de seguro por el incendio ocurrido en Nehuenco I en Dic07, el cual ascendió a US\$63,9 millones para el 2T13, y debido a la indemnización por lucro cesante asociado al siniestro en la central Nehuenco II, el cual fue de US\$32,5 millones en el 1T14, sumado al margen resultante entre inyecciones y retiros valorizados acumulados durante el período de prueba de la central Angostura.

En términos acumulados, a Jun14 los otros ingresos ordinarios ascendieron a US\$54,4 millones, en comparación a US\$64,4 millones a Jun13. Esta diferencia se explica por los efectos mencionados anteriormente.

Costo de Materias Primas y Consumibles utilizados en la Operación

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados el 2T14 fueron de US\$245,6 millones**, disminuyendo en un 33% con respecto a los del 2T13, y en un 11% con respecto al 1T14. En términos acumulados a Jun14, alcanzaron US\$520,9 millones, un 16% menor a los registrados a Jun13.

Costos de peajes: registrados en el 2T14 alcanzan a US\$36,5 millones, en línea respecto al 2T13 y una disminución de 25% respecto al 1T14. La disminución respecto al primer trimestre es porque la estimación de generación para el 2T14 (que sirve como base para el cálculo del costo de peajes) consideraba un menor despacho de algunas unidades térmicas dado que no se contemplaba operación con gas natural.

En términos acumulados, los costos de peajes a Jun14 fueron de US\$85,4 millones, en comparación a los US\$77,3 millones a Jun13. La diferencia a nivel acumulado se explica principalmente por mayores costos por uso de líneas troncales debido a la puesta en servicio de la central Angostura durante el período.

Mercado CDEC: Durante el 2T14 no se realizaron compras físicas de energía en el mercado spot, correspondiendo los desembolsos del periodo por US\$3,4 millones a compras de potencia. Lo anterior representa una disminución en comparación a los US\$139,3 millones del 2T13 (462 GWh) y los US\$18,0 millones del 1T14 (0 GWh).

En términos acumulados, los desembolsos a Jun14 son US\$21,4 millones y corresponden sólo a compras de potencia producto principalmente de la reducción de potencia firme por indisponibilidad de la central Nehuenco II, que tuvo una falla durante parte del periodo de control de potencia firme (mayo a septiembre de cada año). Esta cifra representa una reducción respecto al mismo periodo del año anterior donde se desembolsaron US\$160,9 millones, equivalentes a 544 GWh.

Costos de combustibles: Durante el 2T14 alcanzaron los US\$183,8 millones, mayores en un 7% con respecto al 2T13 y menores en un 3% con respecto al trimestre anterior.

En términos acumulados, los costos de combustibles a Jun14 ascendieron a US\$373,2 millones, aumentando un 7% respecto a Jun13. La diferencia con respecto al mismo periodo del año anterior se debe a una mayor generación con gas natural.

Costos por trabajos y suministros de terceros: del 2T14 fueron de US\$21,9 millones, en comparación con los US\$19,5 millones del 2T13 y a los US\$19,1 millones del 1T14.

En términos acumulados, los costos por trabajos y suministros de terceros a Jun14 ascendieron a US\$41,0 millones, desde US\$ 37,5 millones a Jun13.

2.2 ANÁLISIS DE ITEMS NO OPERACIONALES

El **Resultado fuera de Operación del 2T14 registró pérdidas por US\$17,8 millones**, mayor a las pérdidas de US\$11,3 millones del 2T13 y menor comparado a las pérdidas de US\$6,6 millones del 1T14.

En términos acumulados el Resultado fuera de Operación a Jun14 registró pérdidas por US\$24,5 millones, que se compara positivamente con las pérdidas de US\$40,8 millones a Jun13. Los principales componentes de este resultado son:

Ingresos Financieros: los ingresos financieros durante el 2T14 alcanzaron los US\$1,2 millones, en comparación a los US\$1,4 millones del 2T13 y a los US\$1,5 millones del 1T14.

En términos acumulados, los ingresos financieros a Jun14 alcanzaron US\$2,6 millones, un 16% inferiores a los US\$3,1 millones a Jun13.

Gastos Financieros: los gastos financieros durante el 2T14 fueron de US\$18,9 millones, mayores a los US\$12,1 millones registrados el 2T13 y a los US\$10,6 millones del 1T14. Este aumento respecto a ambos periodos se debe a una menor activación de gastos financieros luego de la activación contable de la central Angostura por el inicio de su operación comercial en Abr14.

En términos acumulados, los gastos financieros a Jun14 alcanzaron US\$29,5 millones vs. US\$27,3 millones a Jun13.

Diferencia de Cambio: la diferencia de cambio generada durante el 2T14 registró una pérdida de US\$4,3 millones, en comparación a la ganancia de US\$7,1 millones registrada el 2T13 y a la pérdida de US\$8,9 millones el 1T14. El resultado de esta línea es debido principalmente al efecto de la inflación acumulada durante el trimestre sobre pasivos denominados en unidades de fomento.

En términos acumulados, esta línea registró a Jun14 una pérdida de US\$13,2 millones, en comparación a la utilidad de US\$4,2 millones a Jun13. Este resultado es debido a una depreciación de 5% del tipo de cambio CLP/USD durante el periodo Enero-Junio 2014, y como consecuencia de un balance que tiene un exceso de activos sobre pasivos en moneda local.

Otras ganancias (pérdidas): durante el 2T14 se registró en esta línea una pérdida de US\$0,6 millones, que se compara positivamente con la pérdida de US\$8,7 millones del 2T13 que incluye una pérdida no recurrente de US\$8,6 millones, por concepto de deterioro de activos producto de la falla en la turbina de la central térmica Los Pinos, y negativamente a la ganancia de US\$7,7 millones del 1T14, debido a un ingreso no recurrente producto de la indemnización por daño físico de la central Nehuenco II.

En términos acumulados, esta línea registró a Jun14 una utilidad de US\$7,0 millones, mayor a la pérdida de US\$24,5 millones a Jun13. La diferencia se explica principalmente por los efectos no recurrentes antes mencionados. Cabe mencionar que Colbún S.A. mantiene vigentes seguros de cobertura de todo riesgo de bienes físicos y perjuicios por paralización, que incluye avería de maquinaria. La póliza contempla como es habitual, deducibles estándares.

Gasto por Impuesto a las Ganancias: presenta un gasto a Jun14 de US\$24,9 millones, producto principalmente de la depreciación 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 2013 y al 30 de junio de 2014.

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

	dic-13	jun-14
Activo corriente en operación	744,1	803,6
Efectivo y equivalentes al efectivo	260,5	337,4
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	328,6	327,7
<i>Ventas normales</i>	<i>128,9</i>	<i>162,1</i>
<i>Deudores varios</i>	<i>199,7</i>	<i>165,6</i>
Cuentas por cobrar impuestos corrientes	44,0	41,8
Otros activos corrientes	111,0	96,8
Activos no corrientes	5.313,9	5.268,3
Propiedades, planta y equipo, neto	5.033,0	4.993,0
Otros activos no corrientes	281,0	275,4
TOTAL ACTIVOS	6.058,1	6.072,0
Pasivos corrientes	341,9	232,3
Pasivos no corrientes	2.159,9	2.170,1
Patrimonio neto	3.556,3	3.669,6
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	6.058,1	6.072,0

Efectivos y Equivalentes al efectivo: el rubro 'Efectivo y Equivalentes al Efectivo' alcanzó US\$337,4 millones, superior al cierre de año 2013 debido a flujos provenientes de actividades de operación, compensada en parte por desembolsos de los proyectos de inversión y por amortizaciones de deuda financiera.

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar: el rubro 'Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar' alcanzó US\$327,7 millones, en línea con respecto a Dic13. Las "Ventas normales" se ven incrementadas producto de mayores ventas a otras generadoras; dicho aumento es compensado por la disminución de la cuenta "Deudores varios", lo cual se debe principalmente a reembolsos solicitados bajo el artículo 27 Bis del DL825, donde parte del IVA crédito que se ha estado acumulando producto de los desembolsos de proyectos que la Compañía se encuentra realizando son recuperados en forma anticipada, y a una disminución por la depreciación del tipo de cambio.

Activos por Impuestos Corrientes: los activos por impuestos corrientes registran un saldo de US\$41,8 millones al cierre de Jun14, en línea con el cierre de año a 2013.

Otros Activos Corrientes: Otros activos corrientes registraron una disminución de US\$14,2 millones en relación al cierre de 2013, causado principalmente por amortizaciones en las primas de

seguros, menores inventarios de carbón y compensado en parte por aumento en materiales y repuestos.

Propiedades, Plantas y Equipos, neto: registró un saldo de US\$4.993 millones al cierre de Jun14, una disminución de US\$40 millones con respecto a Dic13, explicado principalmente por la depreciación del periodo, efecto que es parcialmente compensado por los proyectos de inversión que está ejecutando la Compañía (principalmente el proyecto Angostura).

Pasivos Corrientes: los pasivos corrientes alcanzaron US\$232,3 millones, una disminución de US\$109,6 millones en comparación al cierre de Dic13. Esta variación se explica principalmente por el pago de la última cuota de un crédito nacional de largo plazo y por una disminución de la deuda "revolving".

Pasivos No Corrientes: los pasivos no corrientes totalizaron US\$2.170 millones al cierre de Jun14, un aumento de US\$10,2 millones en comparación a Dic13. Esta variación se debe principalmente al aumento de los pasivos por impuestos diferidos asociados a los activos fijos, producto de la depreciación del tipo de cambio en el mismo período.

Patrimonio: la Compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.670 millones, un incremento de 3,2% durante el periodo Enero-Junio 2014.

4. INDICADORES

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

Tabla 4: Índices Financieros

Indicador	jun-13	dic-13	jun-14
Liquidez Corriente: Activo corriente en operación / Pasivos corrientes en operación	1,42	2,18	3,46
Razón Ácida: (Activo corriente-Inventarios-Pagos anticipados) / Pasivos corrientes en operación	1,30	1,97	3,14
Razón de Endeudamiento: (Pasivos corrientes en operación + Pasivos no corrientes) / Total Patrimonio neto	0,68	0,71	0,65
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos corrientes en operación / (Pas. corrientes en operación + Pas. no corrientes)	21,95%	13,62%	9,67%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no corrientes en operación / (Pas. corrientes en operación + Pas. no corrientes)	78,05%	86,38%	90,33%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de impuestos + Gastos financieros) / Gastos financieros	5,62	3,37	4,21
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas despues de impto / Patrim. neto promedio	3,58%	1,78%	3,31%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (perdida) controladora / Tot. Activo promedio	2,12%	1,04%	1,99%
Rendimientos Activos Operacionales (%): Resultado de Operación / Prop., planta y equipo neto (Promedio)	6,12%	3,82%	4,47%

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

5. ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO

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

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

jun-13	jun-14		2T13	1T14	2T14
217,7	260,4	EFFECTIVO EQUIVALENTE INICIAL	237,5	260,4	208,3
307,8	279,8	De la Operación	152,3	83,1	196,7
(109,1)	(130,2)	De Financiamiento	(71,5)	(83,1)	(47,1)
(192,7)	(66,7)	De Inversión	(92,8)	(48,0)	(18,7)
5,9	82,9	FLUJO NETO DEL PERÍODO	(12,0)	(48,0)	130,9
223,0	337,4	EFFECTIVO EQUIVALENTE FINAL	223,0	208,3	337,4

Durante el 2T14, la Compañía presentó un **flujo de efectivo neto positivo de US\$130,9 millones**, y en términos acumulados presenta a Jun14 un flujo neto positivo de US\$82,9 millones, el cual se compara favorablemente respecto a igual periodo del año pasado.

Actividades de la operación: durante el 2T14 generaron un flujo neto positivo de US\$196,7 millones, una mejora importante respecto al flujo neto de US\$83,1 millones del 1T14 producto de un mix de generación más favorable durante 2T14.

En términos acumulados, las actividades de la operación generaron un flujo neto positivo a Jun14 de US\$279,8 millones, inferior a lo acumulado a Jun13 porque este último incluye un monto superior en indemnizaciones de seguros operacionales por siniestros en instalaciones de la Compañía.

Actividades de financiamiento: generaron un flujo neto negativo de US\$47,1 millones durante el 2T14 y en términos acumulados a Jun14, un flujo neto negativo de US\$130,2 millones. Esto se explica principalmente por el vencimiento de un crédito local y por la disminución de la deuda "revolving".

Actividades de inversión: generaron un flujo neto negativo de US\$18,7 millones durante el 2T14, una disminución respecto con el 1T14 que se explica principalmente por el comienzo de la operación comercial de la central Angostura.

En términos acumulados, las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$66,7 millones a Jun14, menor al mismo período del año pasado, por las mismas razones explicadas anteriormente.

6. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 3.278 MW, conformada por 1.689 MW en unidades térmicas y 1.589 MW en unidades hidráulicas. Opera en el Sistema Interconectado Central (SIC), donde representa cerca del 21% del mercado en términos de capacidad instalada.

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

6.1 Perspectiva de mediano plazo

El año hidrológico iniciado en Abr14 continúa exhibiendo condiciones hidrológicas desfavorables y secas, por quinto año consecutivo, en las zonas norte y centro-sur del país mostrando menores precipitaciones respecto a un año normal pero superiores respecto al año anterior. Pese a la sequía, los resultados operacionales de la Compañía durante los últimos 12 meses presentaron una mejora que se explica por un incremento en su producción térmica base e hidroeléctrica (La central Santa María I operando satisfactoriamente, mayor acceso a gas a través de acuerdos de corto plazo y al inicio de operación comercial de la central Angostura).

Uno de los pilares más relevantes del negocio es la política comercial de la Compañía que define el nivel de contratación, el nivel de los precios y sus factores de indexación, y cláusulas comerciales ad-hoc para compartir riesgo con los clientes. La política comercial de Colbún procura un nivel de contratación que se adecúe a su capacidad de generación competitiva. Ello se complementa con precios de suministro que se ajustan a la estructura de costos de la Compañía y con mecanismos de mitigación de riesgos de precios en periodos de transición (entrada de nuevos contratos/construcción de nuevos proyectos). Aunque esta política no elimina por completo la exposición de los resultados de Colbún a hidrologías extremadamente secas, la experiencia acumulada, muestra una reducción de dichos efectos. Con todo, la política comercial no tiene como único propósito disminuir la exposición a hidrologías secas, sino que también busca generar un perfil de márgenes comerciales en periodos largos de tiempo que permita rentabilizar la base de activos en operación y en construcción.

Con respecto a los años anteriores, la Compañía se encuentra en una posición más balanceada entre compromisos comerciales y su capacidad de producción propia competitiva, considerando incluso una situación hidrológica adversa. Por el lado de los compromisos a fines de 2013 se terminó el contrato con un cliente libre que representaba aproximadamente 6% de las ventas físicas del año 2013. Y por el lado de la capacidad, la entrada en operación comercial de la Central Angostura agrega 1.500 GWh de energía base en condiciones hidrológicas medias, lo que representa aproximadamente un 13% de las ventas a clientes registradas en el año 2013. Cabe recordar que durante el 2T13 se acordó un suministro adicional de respaldo de mediano plazo con Codelco, el cual estará vigente hasta Dic14. Este último no presenta riesgo para la Compañía, dado que los costos asociados a este suministro son traspasados al cliente.

Los resultados de la Compañía para los próximos meses estarán determinados principalmente por un nivel más balanceado entre generación propia eficiente y nivel de contratación. Esto se explica por el vencimiento de ciertos contratos con clientes libres; por las inyecciones de energía al sistema

de la central hidroeléctrica Angostura; y finalmente por la operación tanto de nuestras centrales térmicas eficientes como Santa María I a carbón, como con las Nehuenco I y II operando con gas natural en la medida que se cuente con acceso al combustible. Respecto a esto último, la Compañía cuenta con dos acuerdos de suministro de gas natural. El primer acuerdo es uno de mediano plazo con Metrogas S.A., el cual contempla el suministro para una unidad del Complejo Nehuenco para el periodo entre enero a abril, de los años 2013 (ya utilizado), 2014 (ya utilizado) y 2015. El segundo acuerdo, alcanzado con ENAP Refinerías S.A. durante el 3T13, contemplaba el suministro para la otra unidad de ciclo combinado del Complejo Nehuenco para el periodo entre Oct13 y Mar14. Adicionalmente durante el presente año la compañía negoció suministro adicional con ENAP para abastecer una unidad de ciclo combinado durante los meses de Abril a Junio de 2014, el que recientemente fue extendido hasta el mes de Septiembre.

Cabe mencionar que tras la entrada de la central hidroeléctrica Angostura, la Compañía ha incorporado sobre 900 MW de capacidad eficiente al sistema desde el año 2006, invirtiendo más de US\$ 2.000 millones. Angostura completará esta fase de crecimiento donde Colbún habrá sido la empresa que más capacidad ha incorporado al sistema, representando un 38% del total. Con esto, esperamos continuar con el progreso de nuestros resultados de forma tal que converjan a las rentabilidades esperadas de este plan de inversiones.

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

6.2 Plan de crecimiento y acciones de largo plazo

Colbún tiene en ejecución un plan de desarrollo consistente en aumentar su capacidad instalada manteniendo una relevante participación hidroeléctrica, con un complemento térmico eficiente que permita incrementar su seguridad de suministro en forma competitiva diversificando sus fuentes de generación.

Proyectos en Desarrollo

La Compañía busca oportunidades de crecimiento en Chile y en países de la región como Colombia y Perú, para mantener una relevante posición en la industria de generación eléctrica y diversificar sus fuentes de ingresos. Estos países tienen un atractivo ambiente económico y sus sectores eléctricos tienen un marco regulatorio bien establecido. En adición, participar de mercados como estos puede mejorar la diversificación en términos de condiciones hidrológicas, tecnologías de generación y acceso a combustibles.

En Chile, Colbún tiene un número de potenciales proyectos actualmente en desarrollo, incluyendo proyectos hidrológicos, térmicos y de transmisión.

- **Proyecto hidroeléctrico San Pedro (150 MW):** este proyecto, ubicado en las comunas de Panguipulli y Los Lagos, aprovechará energéticamente las aguas del río San Pedro. La compañía ha concluido el análisis de las prospecciones y estudios de terreno recopilados durante los últimos 2 años. Con estos antecedentes se está finalizando la etapa de ingeniería de las adecuaciones y optimizaciones que los expertos consultados han recomendado, las que no afectan los principales parámetros ambientales del proyecto ya aprobado. Durante el primer semestre, se inició un proceso de información de estas modificaciones a las autoridades e instituciones nacionales y regionales competentes, y también se someterán gradualmente estos cambios a un proceso de socialización con la comunidad durante el segundo semestre del año. Se reingresarán los antecedentes nuevos al Sistema de Evaluación Ambiental en Diciembre.

- **Proyecto hidroeléctrico La Mina (34 MW):** este proyecto, ubicado en la comuna de San Clemente, aprovechará energéticamente las aguas del río Maule. El proyecto, que califica como central mini-hidro ERNC, obtuvo su Resolución de Calificación Ambiental en noviembre de 2011 y en mayo de 2013, recibió su aprobación la DIA de optimización. En abril, la DGA otorgó el permiso de obras hidráulicas. A la fecha se encuentra en fase de evaluación de las ofertas recibidas por las licitaciones de construcción de las obras civiles y equipos electromecánicos. Se continúa a la espera de la adjudicación de una porción de derechos de agua que están pendientes.

- **Proyecto térmico a carbón Santa María II (350 MW):** Colbún cuenta con el permiso ambiental para desarrollar una segunda unidad, similar a la primera ya en operación. Se optimizó su diseño, incorporando tecnología para cumplir con la nueva y exigente norma de emisiones. Asimismo se están analizando las dimensiones técnicas, medioambientales, sociales y financieras del proyecto, para definir oportunamente el inicio de su desarrollo.

- **Hidroaysén:** Colbún en conjunto con Endesa-Chile a través de la sociedad Hidroaysén S.A. participan en el desarrollo de proyectos hidroeléctricos en los ríos Baker y Pascua de la región de Aysén. Estas plantas hidroeléctricas contarían con una capacidad instalada total de aproximadamente 2.750 MW, capacidad que una vez en operación, sería comercializada en forma independiente por ambas compañías.

El 30 de enero de 2014 el Comité de Ministros resolvió la reclamación presentada por el titular Hidroaysén y 16 reclamaciones PAC, sin embargo respecto de las restantes 18 reclamaciones PAC pendientes dispuso medidas para mejor resolver encomendando dos estudios adicionales. Posteriormente un nuevo Comité de Ministros se reunió el 19 de Marzo de 2014 y resolvió iniciar un proceso de invalidación de las resoluciones dictadas por el Comité de Ministros del mes de enero referido. Hidroaysén se hizo parte en este proceso de invalidación insistiendo con fundamento en la legalidad de la RCA del Proyecto.

En Junio de 2014, el Comité de Ministros determinó invalidar la decisión adoptada por el Comité de Ministros anterior y revocar la RCA del Proyecto, acogiendo algunas de las reclamaciones presentadas en contra de Hidroaysén. Sin embargo, Hidroaysén está actualmente revisando las alternativas legales para revertir esta decisión, incluyendo la interposición de recursos ante el Tribunal Medioambiental, debido a que las razones que la autoridad ha esgrimido para revocar la RCA, a juicio de Colbún, no son consistentes con los antecedentes y estudio técnicos existentes en la RCA, el EIA y lo resuelto por la Corte Suprema.

Más allá de la contingencia propiamente jurisdiccional, Colbún coincide con lo declarado públicamente por el Directorio de Hidroaysén en Mayo de 2014 en cuanto a que: (i) sin perjuicio de las resoluciones que adopte el referido Comité de Ministros e instancias posteriores previstas en la Institucionalidad vigente, la empresa esperará los tiempos de la política energética de largo plazo y el proceso de planificación territorial energética para el desarrollo hidroeléctrico futuro, ambos procesos anunciados como parte de la Agenda Energética dada a conocer recientemente por el gobierno; y (ii) que la referida RCA, los derechos de aprovechamiento de aguas, concesiones, solicitudes, estudios, ingeniería, autorizaciones e inmuebles, entre otros, son activos adquiridos y desarrollados por Hidroaysén durante los últimos 8 años al amparo de la Institucionalidad vigente y conforme a estándares internacionales técnicos y ambientales, representan elementos necesarios y valiosos para el desarrollo del potencial hidroeléctrico de los ríos Baker y Pascua de la región de Aysén.

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, como es la hidroelectricidad, con un complemento térmico eficiente de manera de lograr un suministro seguro, competitivo y sustentable para nuestros clientes.

6.4 Riesgos del Negocio Eléctrico

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

6.4.1. Riesgo hidrológico

Aproximadamente el 60% de la potencia instalada de Colbún corresponde a centrales hidroeléctricas y térmicas eficientes, las que permiten suministrar los compromisos de la empresa a bajos costos operativos. Sin embargo, en condiciones hidrológicas secas, Colbún debe operar sus plantas térmicas de ciclo combinado principalmente con diesel o con compras de gas natural, lo que permite suplir la menor generación hidráulica y complementar la generación a carbón eficiente. En condiciones muy extremas puede ser necesario recurrir a centrales de ciclo abierto operando con diesel.

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

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

6.4.2. Riesgo de precios de los combustibles

Como se mencionó en la descripción del riesgo hidrológico, en situaciones de bajos afluentes a las plantas hidráulicas, Colbún debe hacer uso principalmente de sus plantas térmicas o efectuar compras muy 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. Parte de este riesgo se mitiga con contratos cuyos precios de venta también se indexan con las variaciones de los precios de los combustibles. Adicionalmente, con el objeto de acotar los riesgos de precio de combustibles y teniendo en consideración factores tales como: condiciones hidrológicas; evolución de los mercados

de commodities; nivel de correlación de los precios de contratos con precios commodities; se implementan programas de cobertura, con diversos instrumentos derivados tales como opciones call, opciones put, etc.

6.4.3 Riesgos de suministro de combustibles

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

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

6.4.4 Riesgos de fallas en equipos y mantención

La disponibilidad y confiabilidad de las unidades de generación y de las instalaciones de transmisión es fundamental para garantizar los niveles de producción que permiten cubrir adecuadamente los compromisos comerciales. Es por esto que Colbún tiene como política realizar mantenimientos programados, preventivos y predictivos a sus equipos acorde a las recomendaciones de sus proveedores. Se ha visto que los equipos para generación térmica que pueden operar con gas o diesel (originalmente diseñados para operar con gas natural), aumentan sus horas equivalentes de operación si utilizan diesel en comparación a si las unidades usan gas. Como resultado, si los equipos operan con diesel requieren de mantenimientos con mayor frecuencia a la habitual y presentan menores niveles de disponibilidad. Dado esto, se han adoptado las políticas de mantención, los procesos y procedimientos, así como las inversiones necesarias para aumentar los niveles de confiabilidad y disponibilidad de las unidades térmicas.

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

Pese a los mantenimientos realizados y a la gestión diaria operacional que se realiza, el 12 de Enero se registró una falla en la central Blanco (60 MW) ubicada en la cuenca del río Aconcagua, cuyo origen está en proceso de determinación. Dicha falla provocó daños en el equipamiento del generador-turbina y equipos anexos, lo que la ha mantenido fuera de operación. Con la información disponible a la fecha, se estima la puesta en marcha de la unidad para el primer trimestre del año 2015.

6.4.5 Riesgos de construcción de proyectos

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

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

Adicionalmente, la exposición de la Compañía a este riesgo se encuentra parcialmente cubierta con la contratación de pólizas del tipo "Todo Riesgo de Construcción" que cubren tanto daño físico como

pérdida de beneficio por efecto de atraso en la puesta en servicio producto de un siniestro, ambos con deducibles estándares para este tipo de seguros.

6.4.6 Riesgos del mercado

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

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

Entre las causas de esta situación podemos señalar:

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

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

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

6.4.7 Riesgos regulatorios

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

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

La agenda energética impulsada por el gobierno contempla diversos cambios regulatorios, los que dependiendo de la forma que se implementen podrían representar una oportunidad o riesgo para la compañía.

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.

6.5.1 Riesgo de tipo de cambio

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

En términos de calce de monedas, el balance a Jun14 de la Compañía muestra un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos. Esta posición "larga" se traduce en un resultado de diferencia de cambio de aproximadamente US\$2,0 millones por cada \$10 de variación en la paridad peso dólar.

6.5.2 Riesgo de tasa de interés

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

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

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

Tasa de interés	jun-14	dic-13	jun-13
Fija	100%	90%	89%
Variable	0%	10%	11%
Total	100%	100%	100%

6.5.3 Riesgo de crédito

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

Con respecto a las colocaciones en tesorería y derivados que se realizan, Colbún efectúa las transacciones con entidades de elevados ratings crediticios, reconocidas nacional e internacionalmente, de modo que minimicen el riesgo de crédito de la empresa. Adicionalmente, la

Compañía ha establecido límites de participación por contraparte, los que son aprobados por el Directorio de la Sociedad y revisados periódicamente.

A Jun14 las inversiones de excedentes de caja se encuentran invertidas en fondos mutuos (de filiales bancarias) y en depósitos a plazo en bancos locales e internacionales. Los primeros corresponden a fondos mutuos de corto plazo con duración menor a 90 días, conocidos como "money market". En el caso de los bancos, los locales tienen clasificación de riesgo local igual o superior a AA- y los extranjeros tienen clasificación de riesgo internacional grado de inversión. Al cierre del trimestre, la institución financiera que concentra la mayor participación de excedentes de caja alcanza un 21%. Respecto a los derivados existentes, las contrapartes internacionales de la compañía tienen riesgo equivalente a BBB o superior y las contrapartes nacionales tienen clasificación local AA- o superior. Cabe destacar que ninguna contraparte concentra más del 14% en términos de nacional.

6.5.4 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 Jun14 Colbún cuenta con excedentes de caja de US\$337,4 millones, invertidos en Depósitos a Plazo con duración promedio menor a 90 días y en fondos mutuos de corto plazo con duración menor a 90 días. Asimismo, la Compañía tiene como fuentes de liquidez adicional disponibles al día de hoy: (i) una línea comprometida de financiamiento con entidades locales por UF 4 millones, (ii) dos líneas de bonos inscritas en el mercado local por un monto conjunto de UF 7 millones, (iii) una línea de efectos de comercio inscrita en el mercado local por UF 2,5 millones y (iv) líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones.

En los próximos doce meses, la compañía deberá desembolsar aproximadamente US\$95,2 millones por concepto de intereses y amortizaciones de deuda de largo plazo. Dichos desembolsos esperan cubrirse con la generación de flujos propia de la empresa.

A Jun14 Colbún cuenta con clasificaciones de riesgo nacional A+ por Fitch Ratings y AA- por Humphreys, ambas con perspectivas estables. A nivel internacional la clasificación de la Compañía es BBB con perspectiva estable por Fitch Ratings y BBB- con perspectiva negativa por Standard & Poor's.