

## ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2014

### 1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

---

■ La compañía presentó en el tercer trimestre de 2014 (3T14) una **utilidad de US\$18,2 millones** (vs. una pérdida de US\$10,1 millones el 3T13 y una utilidad de US\$71,6 millones el 2T14).

En términos acumulados, el resultado al 30 de septiembre de 2014 (Sep14) presenta una ganancia de US\$141,3 millones, que se compara positivamente con la ganancia de US\$56,0 millones de igual período del año anterior (Sep13).

■ El **EBITDA** del 3T14 alcanzó **US\$117,0 millones**, superior al EBITDA de US\$25,9 millones del 3T13, e inferior al EBITDA de US\$140,8 millones del 2T14.

En términos acumulados, el EBITDA a Sep14 alcanzó US\$377,6 millones en comparación con los US\$245,6 millones a Sep13. El incremento con respecto al mismo período del año anterior se explica principalmente por una mayor generación hidroeléctrica. Además, cabe destacar que el año 2013 estuvo afectado por la falla en la central termoeléctrica Nehuenco II (398 MW).

■ El **resultado no operacional** al 3T14 presentó una **pérdida de US\$21,3 millones** (vs. una pérdida de US\$3,9 millones el 3T13 y una pérdida de US\$17,8 millones el 2T14).

En términos acumulados, el resultado no operacional a Sep14 presenta una pérdida de US\$45,8 millones vs. una pérdida de US\$44,7 millones a Sep13. Esta mayor pérdida se explica principalmente por mayores gastos financieros asociados a un crédito bancario por US\$250,0 millones suscrito en Oct13 y la emisión de un bono internacional por US\$ 500,0 millones realizada en Jul14, así como una menor activación de gastos financieros debido al comienzo de la operación comercial de Angostura en Abr14. A lo anterior se suman mayores pérdidas por diferencia de cambio debido a la depreciación del tipo de cambio durante el año. Lo anterior fue compensando 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\$31,1 millones** (vs. un ingreso de US\$8,0 millones el 3T13 y un gasto de US\$5,2 millones el 2T14).

En términos acumulados, a Sep14 se registran gastos por impuestos a las ganancias de US\$56,0 millones, vs. gastos de US\$24,9 millones a Sep13. Este mayor gasto en impuestos se explica principalmente por un mayor resultado antes de impuestos, y en menor medida 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 3T14 alcanzaron **3.046 GWh**, un 9% menor a las ventas físicas bajo contratos de igual período del año anterior, explicado principalmente por la finalización de dos contratos con clientes libres a fines del 2013. Además, durante el trimestre hubo **ventas netas al mercado CDEC por 123 GWh**, en comparación a las compras netas de 821 GWh el 3T13 y las ventas netas de 425 GWh el 2T14.

En términos acumulados, las ventas físicas a clientes bajo contrato a Sep14 alcanzaron 9.028 GWh, en línea respecto a Sep13, explicado principalmente por la finalización en Dic13 de los contratos mencionados anteriormente, compensado por un contrato con Codelco que comenzó en Mar13 y otro que comenzó en May13. Por su parte, las ventas netas al mercado CDEC totalizaron 767 GWh a Sep14, en comparación a las compras netas de 854 GWh a Sep13.

■ La **generación hidráulica** del 3T14 alcanzó **1.816 GWh**, un 56% mayor respecto a lo generado el 3T13. Esto se debe principalmente a la entrada en operación de la central Angostura y a

las mejores condiciones hidrológicas en comparación al año anterior. La generación del trimestre respecto al 2T14 aumentó un 12%, explicado principalmente por mayores precipitaciones en las cuencas relevantes para Colbún, y por la generación de Angostura durante todo el período, que comenzó su operación comercial en Abr14. Cabe destacar que la nueva central Angostura ha operado desde el inicio de forma confiable y al cierre del trimestre ha generado 923 GWh, incluyendo la producción durante su período de puesta en marcha.

En términos acumulados, la generación hidráulica a Sep14 alcanzó 4.546 GWh, un 33% mayor a lo generado a Sep13.

■ La **generación a carbón** durante el 3T14 fue de 672 GWh, en línea con los 646 GWh producidos en 3T13. La generación a carbón durante el trimestre disminuyó un 6% respecto al 2T14, debido principalmente a que en los últimos días de septiembre la central Santa María I estuvo en mantenimiento mayor, por lo que no estuvo generando durante 4 días del mes. Respecto a su mantención, ésta tuvo una duración de 15 días, retornando a operación normal el día 12 de octubre. En términos acumulados, la generación a carbón a Sep14 alcanzó 2.096 GWh, mayor en 4% a lo generado a Sep13.

Considerando la generación base (hidroeléctrica y térmica a carbón), esta representó un 82% de los compromisos propios contractuales durante el 3T14 (vs. 54% del 3T13 y un 78% del 2T14). El remanente no cubierto por la generación base se cubrió con generación térmica con gas natural competitivo.

■ 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 caratula de 4,5%, tasa de colocación de 4,675% y vencimiento bullet a 10 años.

Parte de los fondos provenientes de la emisión fueron destinados al prepago total de un crédito bancario internacional por US\$150 millones durante Oct14. El vencimiento original de dicha obligación era en agosto de 2015. El saldo del monto recaudado en la emisión del bono internacional será destinado al financiamiento de futuros proyectos de expansión.

■ Al cierre del 3T14 Colbún cuenta con una **liquidez de US\$878,3 millones**.

■ A fines de Sep14 se promulgó la reforma tributaria (ley 20.780) incrementando la tasa de impuestos de primera categoría. Producto de lo anterior, y considerando que la compañía estará sujeta al Sistema Integrado Parcial de Tributación, dicho aumento de tasa generó un aumento de pasivos netos por impuestos diferidos por US\$212,9 millones. Adicionalmente, y de acuerdo a la Oficio Circular N°856 de la Superintendencia de Valores y Seguros, dicho efecto se reconoció como un cargo en patrimonio por el mismo monto.

## 2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 1 muestra un resumen del Estado de Resultados de los trimestres 3T13, 2T14 y 3T14 y los resultados acumulados a Sep14 y Sep13.

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

CIFRAS ACUMULADAS			CIFRAS TRIMESTRALES		
sep-13	sep-14		3T13	2T14	3T14
<b>1.346,4</b>	<b>1.172,5</b>	<b>INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS</b>	<b>461,1</b>	<b>408,0</b>	<b>351,2</b>
557,6	541,1	Ventas a Clientes Regulados	181,4	188,5	186,6
515,2	395,4	Ventas a Clientes Libres	202,7	123,9	120,7
55,4	55,8	Ventas otras generadoras	0,1	49,9	4,4
145,8	125,4	Peajes	68,9	45,1	39,2
72,3	54,8	Otros Ingresos	7,9	0,6	0,3
<b>(1.037,4)</b>	<b>(734,7)</b>	<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>(413,6)</b>	<b>(245,6)</b>	<b>(213,8)</b>
(124,0)	(121,6)	Peajes	(46,6)	(36,5)	(36,2)
(361,4)	(41,8)	Compras de Energía y Potencia	(200,4)	(3,4)	(20,4)
(288,2)	(323,0)	Consumo de gas	(67,9)	(115,3)	(64,6)
(128,0)	(106,5)	Consumo de Petróleo	(53,7)	(43,0)	(40,6)
(79,7)	(73,1)	Consumo de Carbón	(26,3)	(25,5)	(24,2)
(56,1)	(68,7)	Trabajos y suministros de terceros	(18,6)	(21,9)	(27,7)
<b>309,0</b>	<b>437,8</b>	<b>MARGEN BRUTO</b>	<b>47,5</b>	<b>162,4</b>	<b>137,5</b>
(46,2)	(44,2)	Gastos por beneficios a los empleados	(15,9)	(15,7)	(14,9)
(17,2)	(16,1)	Otros gastos por naturaleza	(5,7)	(5,9)	(5,6)
(119,9)	(134,5)	Depreciación y amortizaciones	(40,1)	(46,2)	(46,3)
<b>125,7</b>	<b>243,1</b>	<b>RESULTADO DE OPERACIÓN</b>	<b>(14,2)</b>	<b>94,6</b>	<b>70,6</b>
<b>245,6</b>	<b>377,6</b>	<b>E B I T D A</b>	<b>25,9</b>	<b>140,8</b>	<b>117,0</b>
3,8	4,4	Ingresos financieros	0,8	1,2	1,7
(38,0)	(51,8)	Gastos financieros	(10,7)	(18,9)	(22,2)
3,0	6,7	Resultados por unidades de reajuste	2,2	3,3	1,0
2,3	(17,6)	Diferencias de cambio	(1,9)	(4,3)	(4,4)
4,1	3,9	Resultado de sociedades por el método de participación	1,1	1,6	1,0
(20,0)	8,6	Otras ganancias (pérdidas)	4,6	(0,6)	1,6
<b>(44,7)</b>	<b>(45,8)</b>	<b>RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN</b>	<b>(3,9)</b>	<b>(17,8)</b>	<b>(21,3)</b>
<b>81,0</b>	<b>197,3</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>(18,1)</b>	<b>76,8</b>	<b>49,3</b>
(24,9)	(56,0)	Gasto por impuesto a las ganancias	8,0	(5,2)	(31,1)
<b>56,0</b>	<b>141,3</b>	<b>RESULTADO DE ACT. CONTINUADAS DESPUES DE IMP.TOS.</b>	<b>(10,1)</b>	<b>71,6</b>	<b>18,2</b>
<b>56,0</b>	<b>141,3</b>	<b>GANANCIA (PÉRD) CONTROLADORA</b>	<b>(10,1)</b>	<b>71,6</b>	<b>18,2</b>

(\*): 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 3T14 ascendió a US\$117,0 millones**, cifra superior a los US\$25,9 millones del 3T13, pero inferior a los US\$140,8 millones del 2T14. El alza respecto al mismo período del año pasado se explica por mayor generación hidroeléctrica y menores compras de energía y potencia al mercado spot, dado que el período pasado estuvo afectado por la falla de la central termoeléctrica Nehuenco II y su consecuente reducción en generación. La disminución respecto al trimestre anterior se explica principalmente por menores ventas de energía y potencia al CDEC, por menor acceso a gas natural.

En términos acumulados, el EBITDA a Sep14 ascendió a US\$377,6 millones, que se compara positivamente con los US\$245,6 millones a Sep13, principalmente por una mayor generación hidroeléctrica, lo que permitió disminuir las compras de energía y potencia al CDEC. Además, como ya se mencionó anteriormente, el año 2013 estuvo afectado por la falla en la central termoeléctrica Nehuenco II, lo que implicó mayores compras en el mercado spot en un período de sequía y con costos marginales altos (costo marginal promedio Ene13-Sep13 de US\$180/MWh vs. US\$148/MWh en el período Ene14-Sep14).

Los **ingresos por ventas de energía y potencia a clientes bajo contrato** del 3T14 ascendieron a **US\$307,3 millones**, una disminución de 20% respecto a igual trimestre del año anterior pero en línea respecto al 2T14. La disminución respecto a 3T13 se explica principalmente por menores ventas físicas a clientes libres por el término de dos contratos a finales de 2013.

En términos acumulados, los ingresos por ventas de energía y potencia a clientes bajo contrato a Sep14 ascendieron a US\$936,5 millones, un 13% inferior a los US\$1.072,8 millones a Sep13. Esta disminución se explica principalmente por el término de los contratos mencionados anteriormente y por un menor precio monómico tanto de clientes libres como regulados.

Los **costos de materias primas y consumibles** utilizados durante el 3T14 ascendieron a US\$213,8 millones, menores en un 48% a los registrados durante el 3T13, debido principalmente a menores compras en el mercado CDEC. Respecto al trimestre anterior se registró una disminución de 13%, explicada por un menor consumo de gas, parcialmente compensado por un alza en las compras de energía y potencia al CDEC.

En términos acumulados, los costos de materias primas y consumibles alcanzaron US\$734,7 millones a Sep14, menores en un 29% a los US\$1.037,4 millones a Sep13, dado principalmente por los efectos explicados anteriormente de menores compras en el mercado spot, además de un menor consumo de petróleo diésel, compensado en parte por un mayor consumo de gas.

La Tabla 2 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 3T14, 2T14 y 3T13 y acumulado a Sep14 y Sep13.

**Tabla 2:** Ventas Físicas y Generación

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		
sep-13	sep-14		3T13	2T14	3T14
<b>9.641</b>	<b>9.818</b>	<b>Total Ventas Físicas (GWh)</b>	<b>3.343</b>	<b>3.422</b>	<b>3.193</b>
5.516	5.439	Clientes Regulados	1.872	1.838	1.849
3.613	3.589	Clientes Libres	1.471	1.159	1.197
511	791	Ventas CDEC	0	425	147
<b>1.725</b>	<b>1.715</b>	<b>Potencia (MW)</b>	<b>1.898</b>	<b>1.677</b>	<b>1.717</b>

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		
sep-13	sep-14		3T13	2T14	3T14
<b>8.428</b>	<b>10.007</b>	<b>Total Generación (GWh)</b>	<b>2.571</b>	<b>3.499</b>	<b>3.240</b>
3.411	4.546	Hidráulica	1.166	1.621	1.816
2.455	2.822	Térmica Gas	499	929	536
538	543	Térmica Diesel	260	231	216
2.024	2.096	Térmica Carbón	646	718	672
<b>1.365</b>	<b>24</b>	<b>Compras CDEC</b>	<b>821</b>	<b>0</b>	<b>24</b>

### Mix de Generación

El año hidrológico iniciado en Abr14 continúa exhibiendo condiciones hidrológicas desfavorables respecto a un año hidrológico medio por quinto año consecutivo. Sin embargo, en comparación al año 2013, **las precipitaciones en las cuencas relevantes de Colbún han sido más favorables**. Esto ha significado una baja en los costos marginales de 18% en comparación al año calendario anterior (US\$148/MWh versus US\$180/MWh) y de un 33% respecto al mismo trimestre del año pasado.

La **generación hidroeléctrica fue un 56% mayor con respecto a la del 3T13**, producto principalmente de la entrada en operación de la central Angostura que generó 533 GWh durante el trimestre; y un 12% mayor al 2T14, principalmente por mayores precipitaciones en las cuencas relevantes para Colbún, y por la generación de Angostura durante todo el período, que comenzó su operación comercial en Abr14.

La **generación a carbón se mantuvo en línea respecto al 3T13**, y disminuyó un 6% respecto al trimestre anterior, producto del mantenimiento mayor de Santa María I que comenzó el día 27 de septiembre y se extendió por 15 días.

La **generación térmica con gas natural aumentó un 7% respecto al 3T13; y cayó en 42% comparado al 2T14**. La disminución respecto al trimestre anterior se debió a menor requerimiento de este combustible producto de las condiciones hidrológicas más favorables. Este trimestre la compañía operó un ciclo combinado entre la última semana de julio y la segunda semana de septiembre producto de una extensión del contrato con ENAP vigente al trimestre anterior, a diferencia del 2T14 donde se operaron dos ciclos combinados durante abril, y uno para los meses de mayo y junio.

La **generación con diésel disminuyó respecto al 2T13 (44 GWh) y al 2T14 (15 GWh)**. La disminución respecto al mismo período del año anterior se debe a la mayor disponibilidad de generación hidroeléctrica antes mencionada. En relación al 2T14, la menor generación se debe a una mejor hidrología durante el período.

Con respecto al mix de generación del 3T14, **el 82% de los compromisos comerciales fue cubierto con generación base eficiente**: hidroeléctrica y carbón (vs. 54% del 3T13 y 78% del 2T14). El resto de los compromisos fue abastecido con generación a gas natural. Adicionalmente, la compañía tuvo ventas netas en el mercado CDEC por 123 GWh (vs. compras netas por 821 GWh el 3T13 y ventas netas de 425 GWh el 2T14).

En términos acumulados, la generación base representó el 73% de los compromisos a Sep14, mayor al 60% a Sep13. Si además se incorpora en el mix base de generación al gas natural, este porcentaje alcanza el 100%. A Sep14 se registraron ventas netas al mercado CDEC por 767 GWh (vs. compras por 854 GWh a Sep13).

En términos acumulados, la generación hidroeléctrica a Sep14 aumentó en un 33% respecto a Sep13, principalmente producto de la entrada en operación de la central Angostura. Por su parte la generación térmica acumulada con carbón y gas natural aumentaron un 4% y un 15% respectivamente, mientras la generación térmica con diésel se mantuvo en línea. Del total de generación térmica a Sep14, el 52% fue generación con gas natural, un 38% de generación con carbón y el restante 10% fue con diésel.

### **Ingresos de Actividades Ordinarias de la Operación**

Los **Ingresos de actividades ordinarias del 3T14, ascendieron a US\$351,2 millones**, disminuyendo un 24% y un 14% respecto al 3T13 y al 2T14.

En términos acumulados, a Sep14 ascienden a US\$1.172,5 millones, un 13% menor a los obtenidos en igual período del año anterior, explicado principalmente por una disminución de ventas a clientes libres. Los ingresos se desglosan de la siguiente forma:

**Clientes Regulados:** Los ingresos por ventas a clientes regulados alcanzaron US\$186,6 millones el 3T14, en línea con respecto al 3T13 y al 2T14.

En términos acumulados, las ventas valoradas a Sep14 alcanzaron US\$541,1 millones, menores en 3% respecto a Sep13, principalmente por menores ventas físicas y por un precio monómico promedio levemente inferior.

**Clientes Libres:** Las ventas a clientes libres alcanzaron US\$120,7 millones el 3T14, disminuyendo un 40% respecto al 3T13 y en línea respecto al trimestre recién pasado. La baja respecto al mismo período del año anterior se explica principalmente por el término de dos contratos con este tipo de clientes a partir de Dic13, en conjunto con un menor precio monómico promedio dado por un cambio en la estructura de indexación de contratos con este tipo de clientes.

En términos acumulados, las ventas valoradas a Sep14 alcanzaron US\$395,4 millones, menores en 23% con respecto al mismo período del año anterior, debido principalmente a lo explicado anteriormente.

**Mercado CDEC:** Durante el 3T14 se vendieron 147 GWh al mercado CDEC equivalentes a US\$4,4 millones (vs. ventas por 0 GWh en 3T13 y ventas de 425 GWh equivalentes a US\$49,9 millones en 2T14).

En términos acumulados, a Sep14 las ventas físicas al mercado CDEC ascendieron a 791 GWh (US\$55,8 millones), en comparación a 511 GWh durante mismo período del año anterior (US\$55,4 millones). Cabe mencionar que este ítem incluye la generación en fase de pruebas de la central Angostura por 118 GWh previo al inicio de su operación comercial en Abr14 (US\$19,7 millones que fueron registrados en "Otros Ingresos").

**Peajes:** Los ingresos por peajes alcanzaron US\$39,2 millones el 3T14, un 43% y un 13% menor que el 3T13 y el 2T14 respectivamente. La diferencia respecto al trimestre del año anterior se debe a que durante los meses de Jul13-Ago13 se generó congestión en la línea Charrúa-Ancoa, lo que generó un alza en los ingresos tarifarios de US\$25,0 millones a favor de Colbún. En relación al 2T14, la disminución se debe a reliquidaciones retroactivas realizadas debido a la aplicación del Decreto Supremo 14 de Subtransmisión (DS14) durante el trimestre.

En términos acumulados, a Sep14 estos ingresos alcanzaron US\$125,4 millones, menores en 14% con respecto al mismo período del año anterior por las razones explicadas previamente.

**Otros Ingresos:** Los otros ingresos ordinarios alcanzaron US\$0,3 millones el 3T14, en comparación a US\$7,9 millones en el 3T13 y US\$0,6 millones el 2T14. Esta disminución se explica principalmente por el ingreso durante el 3T13 de la venta de bonos de carbono por US\$7,2 millones de las centrales Hornitos y Quilleco.

En términos acumulados, a Sep14 los otros ingresos ordinarios ascendieron a US\$54,8 millones, en comparación a US\$72,3 millones a Sep13. Esta diferencia se explica principalmente porque el valor a Sep14 incorpora la indemnización por lucro cesante asociado al siniestro en la central Nehuenco II por US\$32,5 millones en el 1T14 y US\$19,7 millones por el margen durante el período de prueba de la central Angostura a principios de este año. A su vez, el monto acumulado a Sep13 considera el resultado favorable a Colbún en el arbitraje por la liquidación de seguro por el incendio ocurrido en Nehuenco I en Dic07 por US\$63,9 millones para el 2T13 y la venta de bonos de carbono por US\$7,2 millones antes mencionada.

### **Costo de Materias Primas y Consumibles utilizados en la Operación**

Los **costos de materias primas y consumibles utilizados el 3T14 fueron de US\$213,8 millones**, disminuyendo en un 48% con respecto a los del 3T13, y en un 13% con respecto al 2T14. En términos acumulados a Sep14, alcanzaron US\$734,7 millones, un 29% menor a los registrados a Sep13, dado principalmente por una mayor generación propia y más eficiente.

**Costos de peajes:** registrados en el 3T14 alcanzan a US\$36,2 millones, una disminución de 22% respecto al 3T13 y en línea con respecto al 2T14. La disminución respecto al 3T13 se debe a menores costos de peajes de subtransmisión por aplicación del DS14.

En términos acumulados, los costos de peajes a Sep14 fueron US\$121,6 millones, en línea con los US\$124,0 millones a Sep13.

**Mercado CDEC:** Durante el 3T14 se realizaron compras físicas de energía y potencia en el mercado spot equivalentes a US\$20,4 millones. Lo anterior representa una disminución en comparación a los US\$200,4 millones del 3T13 y a los US\$3,4 millones del 2T14.

En términos acumulados, los desembolsos a Sep14 son US\$41,8 millones, cifra inferior a los US\$361,4 millones a Sep13, principalmente explicados por la indisponibilidad de la central Nehuenco II.

**Costos de combustibles:** Durante el 3T14 alcanzaron los US\$129,5 millones, menores en un 12% con respecto al 3T13 y en un 30% con respecto al trimestre anterior. La disminución respecto al 3T13 se debe principalmente a una menor generación con diésel producto de una mejor hidrología; y la diferencia respecto al 2T14 se debe a una menor generación con gas natural.

En términos acumulados, los costos de combustibles a Sep14 ascendieron a US\$502,6 millones, levemente superiores a Sep13. Esto es dado por una mayor generación con gas natural durante el año 2014, compensado por una menor generación diésel.

**Costos por trabajos y suministros de terceros:** En el 3T14 alcanzaron US\$27,7 millones, en comparación con los US\$18,6 millones del 3T13 y los US\$21,9 millones del 2T14. El aumento respecto al 3T13 y al 2T14 se debe principalmente a provisiones por aplicación del DS14.

En términos acumulados, los costos por trabajos y suministros de terceros a Sep14 ascendieron a US\$68,7 millones, desde US\$56,1 millones a Sep13, debido principalmente al DS14 ya mencionado.

## 2.2 ANÁLISIS DE ITEMS NO OPERACIONALES

---

El **Resultado fuera de Operación del 3T14 registró pérdidas por US\$21,3 millones**, mayor a las pérdidas de US\$3,9 millones del 3T13 y de US\$17,8 millones del 2T14.

En términos acumulados el Resultado fuera de Operación a Sep14 registró pérdidas por US\$45,8 millones, en línea con las pérdidas de US\$44,7 millones a Sep13. Los principales componentes de este resultado son:

**Ingresos Financieros:** los ingresos financieros durante el 3T14 alcanzaron los US\$1,7 millones, en comparación a los US\$0,8 millones del 3T13 y a los US\$1,2 millones del 2T14. El aumento respecto a ambos períodos se debe principalmente a un mayor nivel de caja producto del bono internacional por US\$500 millones emitido en Jul14, además de una mayor generación de caja.

En términos acumulados, los ingresos financieros a Sep14 alcanzaron US\$4,4 millones, un 16% superiores a los US\$3,8 millones a Sep13. Este aumento se explica por las mismas razones anteriores

**Gastos Financieros:** los gastos financieros durante el 3T14 fueron de US\$22,2 millones, mayores a los US\$10,7 millones registrados el 3T13 y a los US\$18,9 millones del 2T14. Este aumento respecto al 3T13 se debe principalmente al aumento de deuda financiera por la suscripción de un crédito bancario internacional en Oct13 por US\$250,0 millones y a la emisión del bono internacional en Jul14 por US\$500,0 millones, a lo que se suma una menor activación de gastos financieros producto de la puesta en marcha de la central Angostura. La diferencia respecto al 2T14 se explica por el bono ya mencionado.

En términos acumulados, los gastos financieros a Sep14 alcanzaron US\$51,8 millones vs. US\$38,0 millones a Sep13, explicado principalmente por las razones ya mencionadas.

**Diferencia de Cambio:** la diferencia de cambio durante el 3T14 registró una pérdida de US\$4,4 millones, en comparación a la pérdida de US\$1,9 millones registrada el 3T13 y a la pérdida de US\$4,3 millones el 2T14. El resultado de esta línea se explica principalmente por el efecto de la depreciación del tipo de cambio CLP/US\$ de 8% durante el trimestre, en un balance con más activos que pasivos denominados en pesos.

En términos acumulados, esta línea registró a Sep14 una pérdida de US\$17,6 millones, en comparación a la utilidad de US\$2,3 millones a Sep13. Este resultado es debido a una depreciación de 15% del tipo de cambio CLP/US\$ durante el período Ene14-Sep14, sobre un balance que tiene un exceso de activos sobre pasivos en moneda local.

**Otras ganancias (pérdidas):** durante el 3T14 se registró en esta línea una ganancia de US\$1,6 millones, menor a la ganancia de US\$4,6 millones del 3T13. La diferencia respecto al año anterior está dada por el anticipo parcial de US\$14,0 millones pagado por el seguro asociado al siniestro de la central Nehuenco II ocurrido en Mar13, compensado por la reclasificación de la venta de bonos de carbono por US\$7,2 millones, los cuales se registraban en esta partida y a partir de Sep13 se registran en la línea "Otros Ingresos".

En términos acumulados, esta línea registró a Sep14 una utilidad de US\$8,6 millones, mayor a la pérdida de US\$20,0 millones a Sep13. La diferencia se explica principalmente por una pérdida no recurrente de US\$8,6 millones en el 2T13 por concepto de deterioro de activos producto de la falla en la turbina de la central Los Pinos; versus un ingreso no recurrente de US\$7,7 millones en el 1T14 producto de la indemnización por daño físico de la central Nehuenco II.

**Gasto por Impuesto a las Ganancias:** presenta un gasto a Sep14 de US\$56,0 millones, en comparación a los US\$ 24,9 millones a Sep13. Este mayor gasto en impuestos se explica principalmente por un mayor resultado antes de impuestos, y en menor medida 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 contabilizados 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 septiembre de 2014.

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

	dic-13	sep-14
<b>Activo corriente en operación</b>	<b>744,1</b>	<b>1.301,2</b>
Inversiones financieras	260,5	878,3
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	328,6	254,8
<i>Ventas normales</i>	<i>128,9</i>	<i>124,8</i>
<i>Deudores varios</i>	<i>199,7</i>	<i>130,0</i>
Activos por cobrar impuestos corrientes	44,0	59,7
Otros activos corrientes	111,0	108,5
<b>Activos no corrientes</b>	<b>5.313,9</b>	<b>5.231,0</b>
Propiedades, planta y equipo, neto	5.033,0	4.967,6
Otros activos no corrientes	281,0	263,3
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>6.058,1</b>	<b>6.532,2</b>
Pasivos corrientes en operación	341,9	316,4
Pasivos no corrientes	2.159,9	2.749,3
Patrimonio neto	3.556,3	3.466,5
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>	<b>6.058,1</b>	<b>6.532,2</b>

**Efectivos y Equivalentes al efectivo:** el rubro 'Efectivo y Equivalentes al Efectivo' alcanzó US\$878,3 millones, superior al cierre de año 2013 debido a flujos provenientes de actividades de operación y a la emisión de un bono internacional por US\$500 millones en Jul14, 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\$254,8 millones, un 22% inferior respecto a Dic13. Las "Ventas normales" se ven reducidas producto de menores ventas a clientes libres; la disminución de la cuenta "Deudores varios" 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 durante 2014.

**Activos por Impuestos Corrientes:** los activos por impuestos corrientes registran un saldo de US\$59,7 millones al cierre de Sep14, lo que implica un alza de 35% respecto al cierre de año 2013. Esto se debe principalmente a un alza en el PPUA por la depreciación del tipo de cambio.

**Otros Activos Corrientes:** Otros activos corrientes alcanzaron US\$108,5 millones al cierre de Sep14, en línea respecto a Dic13.

**Propiedades, Plantas y Equipos, neto:** registró un saldo de US\$4.967,6 millones al cierre de Sep14, una disminución de US\$65,3 millones con respecto a Dic13, explicado principalmente por la depreciación del período, efecto que es parcialmente compensado por los proyectos de inversión que está ejecutando la compañía (principalmente el proyecto Angostura hasta Abr14).

**Pasivos Corrientes:** los pasivos corrientes alcanzaron US\$316,4 millones, una disminución de US\$25,5 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, el pago total de la deuda "revolving" y menores compras de energía, compensado en parte por un crédito bancario internacional con vencimiento en Ago15 que se traspasó de pasivos no corrientes a pasivos corrientes.

**Pasivos No Corrientes:** los pasivos no corrientes totalizaron US\$2.749,3 millones al cierre de Sep14, un aumento de US\$589,5 millones en comparación a Dic13. Esta variación se debe principalmente al aumento de la deuda financiera por la emisión de un bono internacional en Jul14 y al aumento de pasivos por impuestos diferidos por US\$212,9 millones debido al aumento de tasa de impuestos de primera categoría, producto de la reforma tributaria promulgada en Sep14 (ley 20.780). Este aumento fue compensado en parte por un crédito bancario internacional con vencimiento en Ago15 que como se explicó anteriormente se traspasó al pasivo corriente.

**Patrimonio:** la compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.466,5 millones, una disminución de 3% durante el período Ene14-Sep14. Esta variación se explica principalmente por el cargo por US\$212,9 millones registrado en esta partida por la aplicación de la reforma tributaria (ley 20.780) mencionada anteriormente y cuya contabilización se realizó en base a lo indicado en el Oficio Circular N°856 emitido por la Superintendencia de Valores y Seguros. Lo anterior fue compensado por las utilidades acumuladas de US\$141,3 millones durante el período.

## 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	sep-13	Dic.13	sep-14
Liquidez Corriente: Activo corriente en operación / Pasivos corrientes en operación	1,26	2,18	4,11
Razón Ácida: (Activo corriente-Inventarios-Pagos anticipados) / Pasivos corrientes en operación	1,14	1,97	3,85
Razón de Endeudamiento: (Pasivos corrientes en operación + Pasivos no corrientes) / Total Patrimonio neto	0,69	0,71	0,88
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos corrientes en operación / (Pas. corrientes en operación + Pas. no corrientes)	22,16%	13,62%	10,32%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no corrientes en operación / (Pas. corrientes en operación + Pas. no corrientes)	77,84%	86,38%	89,68%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de impuestos (*) + Gastos financieros (*)) / Gastos financieros (*)	3,66	3,37	4,68
Rentabilidad Patrimonial (Últimos 12 meses) (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas despues de impto (*) / Patrim. neto promedio	3,23%	1,78%	4,21%
Rentabilidad del Activo (Últimos 12 meses) (%): Ganancia (perdida ) controladora (*) / Tot. Activo promedio	1,92%	1,04%	2,36%
Rendimientos Activos Operacionales (%): Resultado de Operación (*) / Prop., planta y equipo neto (Promedio)	4,18%	3,82%	6,16%

(\*) Valor Últimos 12 meses

- 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)

sep-13	sep-14		3T13	2T14	3T14
217,7	260,4	<b>EFFECTIVO EQUIVALENTE INICIAL</b>	<b>223,0</b>	<b>208,3</b>	<b>337,4</b>
336,4	428,8	De la Operación	28,6	196,8	148,9
(80,0)	300,7	De Financiamiento	29,2	(47,1)	430,9
(265,1)	(87,0)	De Inversión	(72,3)	(18,7)	(20,3)
<b>(8,7)</b>	<b>642,5</b>	<b>FLUJO NETO DEL PERÍODO</b>	<b>(14,5)</b>	<b>131,0</b>	<b>559,5</b>
<b>208,0</b>	<b>878,3</b>	<b>EFFECTIVO EQUIVALENTE FINAL</b>	<b>208,0</b>	<b>337,4</b>	<b>878,3</b>

Durante el 3T14, la compañía presentó un **flujo de efectivo neto positivo de US\$559,5 millones**, y en términos acumulados presenta a Sep14 un flujo neto positivo de US\$642,5 millones, el cual se compara favorablemente respecto a igual período del año pasado.

**Actividades de la operación:** durante el 3T14 se generó un flujo neto positivo de US\$148,9 millones, una disminución respecto al flujo neto de US\$196,8 millones del 2T14 producto principalmente de menores ventas en el mercado spot.

En términos acumulados, las actividades de la operación generaron un flujo neto positivo a Sep14 de US\$428,8 millones, superior a lo acumulado a Sep13 debido principalmente a un mix de generación más eficiente.

**Actividades de financiamiento:** generaron un flujo neto positivo de US\$430,9 millones durante el 3T14, explicado principalmente por la emisión de un bono internacional, compensado en parte por el pago total de la deuda "revolving".

En términos acumulados a Sep14, se generó flujo neto positivo de US\$300,7 millones, debido principalmente a las razones ya explicadas, sumado al vencimiento de un crédito local a inicios de 2014.

**Actividades de inversión:** generaron un flujo neto negativo de US\$20,3 millones durante el 3T14, una disminución respecto con el 3T13 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\$87,0 millones a Sep14, 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 gas o petróleo diésel, 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 diésel si su capacidad propia le es insuficiente.

### 6.1 Perspectiva de mediano plazo

---

Al cierre de Sep14, el año hidrológico (iniciado en Abr14) exhibe valores inferiores a los de un año hidrológico medio, sin embargo en comparación a misma fecha del año 2013, las precipitaciones en las cuencas relevantes de Colbún han sido más favorables. Esto ha significado una baja en los costos marginales de 18% en comparación al año calendario anterior (US\$148/MWh versus US\$180/MWh). Por su parte, los informes de deshielos para los próximos meses publicados por el CDEC-SIC, si bien todavía no muestran estadísticas normales, son más alentadores que lo esperado a esta fecha el año pasado.

En términos de resultados operacionales, durante los últimos 12 meses han presentado una mejora que se explica por un incremento en la producción térmica base e hidroeléctrica. La central Santa María I operando satisfactoriamente, acceso a gas a través de acuerdos de corto plazo y al inicio de operación comercial de la central Angostura. Ésta última ha tenido desde ese inicio una operación confiable y al cierre del trimestre ha generado 923 GWh, incluyendo la producción durante su período de puesta en marcha.

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, con factores de indexación compatibles con la estructura de costos de un año medio-seco. 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 períodos largos de tiempo que permita rentabilizar la base de activos en operación y en desarrollo.

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 un acuerdo de suministro de gas natural de mediano plazo con Metrogas S.A., el cual contempla el suministro para una unidad del Complejo Nehuenco para el período entre enero a abril, de los años 2013 (ya utilizado), 2014 (ya utilizado) y 2015. Durante el mes de septiembre este acuerdo se extendió hasta el año 2019. Adicionalmente durante este año, Colbún contó con un acuerdo con ENAP Refinerías S.A. para la otra unidad de ciclo combinado del Complejo Nehuenco para el período entre Oct13 y Sep14.

Cabe mencionar que tras la entrada de la central hidroeléctrica Angostura, la compañía ha completado la incorporación de sobre 900 MW de capacidad eficiente al sistema desde el año 2006, invirtiendo más de US\$ 2.000 millones. Angostura completa 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 nuestras 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 desarrollo un plan 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 posición relevante en la industria de generación eléctrica y diversificar sus fuentes de ingresos. Dichos países extranjeros 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 varios potenciales proyectos actualmente en desarrollo, incluyendo proyectos hidroeléctricos, térmicos y de líneas de transmisión.

- **Proyecto hidroeléctrico San Pedro (150 MW):** este proyecto, ubicado en las comunas de Panguipulli y Los Lagos, aprovechará las aguas del río San Pedro. La compañía ha concluido el análisis de las prospecciones y estudios geotécnicos y de terreno efectuados durante los últimos 4 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 durante el segundo semestre, se continuó un proceso gradual de socialización con la comunidad. Se espera reingresar los antecedentes nuevos al Sistema de Evaluación Ambiental durante el primer trimestre de 2015.

- **Proyecto hidroeléctrico La Mina (34 MW):** este proyecto, ubicado en la comuna de San Clemente, aprovechará 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, la aprobación de la DIA de optimización. En abril del 2014, la DGA otorgó el permiso de obras hidráulicas. En septiembre recibió su aprobación la DIA de la línea de alta tensión que conectará el proyecto al SIC y se autorizó el inicio de la construcción del proyecto. En Directorio de septiembre se aprobó el Proyecto, sujeto solamente a la obtención de derechos de agua adicionales que están en su etapa final de otorgamiento y tramitación administrativa.

- **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 construcción.

- **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. Producto de lo anterior, en agosto de 2014 Hidroaysén interpuso recursos de reclamación ante los Tribunales Medioambientales de Santiago y Valdivia. A la fecha estas reclamaciones se encuentran pendientes de resolver.

En octubre de 2014 Hidroaysén reestructuró su equipo ejecutivo para focalizar a la empresa en el ámbito legal y en la preservación de los derechos y activos de la sociedad.

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 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, y 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, trabas 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 con compras de gas natural o con diésel, 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 diésel.

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 cuatro 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 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 y nivel de correlación de los precios de contratos con precios commodities, se llevan adelante programas de cobertura con diversos instrumentos derivados tales como opciones call y opciones put, entre otras.

#### **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 diésel (originalmente diseñados para operar con gas natural), aumentan sus horas equivalentes de operación si utilizan diésel en comparación a si las unidades usan gas. Como resultado, si los equipos operan con diésel 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. 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, así como de una gestión ambiental y social. 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 en centrales de base (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 perciban que están 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 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; en especial la compañía considera relevantes los cambios que actualmente se están discutiendo en el parlamento, como la modificación a la Ley Eléctrica en materia de licitaciones públicas para consumos regulados y las modificaciones al Código de Aguas. También son importantes los proyectos de ley que están en preparación para facilitar el desarrollo de nuevos proyectos eléctricos a nivel local, como la denominada ley de asociatividad. De la calidad de esta nueva regulación y de las señales que por ello entregue la autoridad, dependerá -en buena medida- el necesario y equilibrado desarrollo del mercado eléctrico en los próximos años.

## **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 Sep14 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.

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

Tasa de interés	sep-14	dic-13	sep-13
Fija	100%	90%	89%
Variable	0%	10%	11%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

### 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 Sep14 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, las instituciones locales tienen clasificación de riesgo local igual o superior a AA- y las entidades extranjeras tienen clasificación de riesgo internacional grado de inversión. Al cierre del período, la institución financiera que concentra la mayor participación de excedentes de caja alcanza un 16%. 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 en derivados 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 Sep14 Colbún cuenta con excedentes de caja de US\$887,4 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.

Cabe destacar que en el mes de octubre la compañía prepagó un crédito internacional con BBVA Bancomer por US\$ 150,0 millones cuyo vencimiento era en agosto de 2015.

En los próximos doce meses, la compañía deberá desembolsar aproximadamente US\$127 millones por concepto de intereses y amortizaciones de deuda de largo plazo. Dichos desembolsos esperan cubrirse con la generación propia de flujos de caja.

A Sep14 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.