

## ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2011

### 1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

- Los resultados de la Compañía presentan al tercer trimestre de 2011 (3T11) una ganancia controladora de US\$17,9 millones, levemente inferiores a la ganancia de US\$19,3 millones del 3T10 y una evolución positiva respecto a la pérdida de US\$16,1 millones del trimestre anterior (2T11).  
En términos acumulados, el resultado al 30 de septiembre de 2011 (Sep11) presenta una pérdida controladora de US\$27,1 millones, cifra inferior a la ganancia de US\$97,6 millones de igual período del año anterior (Sep10).
- El EBITDA<sup>1</sup> del 3T11 alcanzó los US\$105,8 millones, una evolución positiva cuando se compara con US\$41,2 millones del 3T10 y con US\$7,9 millones del 2T11.  
En términos acumulados, el EBITDA a Sep11 alcanzó a US\$130,6 millones en comparación con US\$261,3 millones a Sep10. Si bien las ventas valoradas de energía y potencia a Sep11 aumentaron respecto a igual período del año anterior, no alcanzaron a compensar los mayores costos asociados a la mayor generación térmica y mayores compras en el mercado spot producto de la condición hidrológica seca en la zona centro-sur del país durante el invierno del 2010 y los primeros meses del año hidrológico 2011.
- El margen EBITDA del 3T11 experimentó un mejoramiento importante alcanzando 29,2% comparado con 2,4% el 2T11 y 15,7% el 3T10. Sin embargo el margen EBITDA a nivel acumulado aún se encuentra bajo con respecto al acumulado del año anterior (12,9% a Sep11 vs. 34,7% a Sep10). Esta compresión del margen se explica por una secuencia de dos años hidrológicos secos a lo cual se agregó un mayor nivel de compromisos comerciales del año 2011, los cuales estaban planificados que fueran respaldados por la generación de la central térmica a carbón Santa María. La puesta en marcha de dicha central se encuentra postergada hasta el último trimestre del año 2011, por efecto de atrasos del contratista principal y del terremoto de Feb-10.
- Las ventas físicas durante el 3T11 alcanzaron 2.744 GWh, un 14,1% superiores a las del 3T10 debido principalmente a un aumento en el consumo de clientes regulados producto de la entrada en vigencia del contrato con Chilectra, contrato que comenzó a regir desde Ene-11, parcialmente compensado por una menor venta a clientes libres y al mercado CDEC. Respecto al trimestre anterior, las ventas aumentaron en un 3,8% principalmente explicado por el aumento de la demanda eléctrica observada en el sistema durante el periodo.
- La generación hidráulica del 3T11 alcanzó 1.552 GWh, un aumento de 39,6% y 48,0% en comparación al 3T10 y al 2T11, respectivamente. La generación térmica alcanzó a 979 GWh un 22,5% inferior a la generación térmica del 3T10 (1.263 GWh) y un 38,7% inferior a la del 2T11 (1.597 GWh). Del total de generación térmica 3T11, 570 GWh fueron generados con gas y 409 GWh fueron generados con diesel. En términos acumulados, la generación hidráulica a Sep11 alcanzó los 3.766 GWh, un 12,5% inferior a lo generado a Sep10. La generación térmica a Sep11 alcanzó a 4.004 GWh, un 43,6% superior a la generación térmica a Sep10.

---

<sup>1</sup> EBITDA = Ingresos de actividades ordinarias - Materias primas y consumibles utilizados - Gastos por beneficios a los empleados - Otros gastos por naturaleza.

- El mix de generación del 3T11 significó que el 58,1% de los compromisos fuese cubierto con generación hidroeléctrica (vs. 48,5% del 3T10 y 40,9% del 2T11) y 36,7% con generación térmica (vs. 55,1% del 3T10 y 62,2% del 2T11).  
En términos acumulados, la generación hidroeléctrica representó el 47,5% de los compromisos del período (vs. 65,4% a Sep10) y la generación térmica representó el 50,5% de estos (vs. 42,4% a Sep10). Del total de generación térmica, 60,1% fue producto de generación con gas y un 39,9% producto de generación con diesel. A Sep11, Colbún ha sido un comprador neto de energía en el mercado CDEC por 379 GWh. De haber contado con la generación de la Central Santa María durante el 2011, la generación base (hidráulica y carbón) habría representado aproximadamente 70% de los compromisos del período.
- El costo marginal del 3T11 promedió 176,3 US\$/MWh en Alto Jahuel, un 13,5% mayor comparado con los 155,3 US\$/MWh promedio durante el 3T10 y un 27,3% menor en comparación al 2T11. El aumento del costo marginal con respecto al mismo periodo del año pasado se debe principalmente al aumento en el precio del WTI durante el año 2011. Como referencia, el precio promedio del WTI a Sep11 fue de US\$95,4 por barril, un 22,8% mayor al promedio de US\$77,7 de igual período del año anterior.
- El agua caída en el periodo abril 2011 a septiembre 2011 (el año hidrológico se extiende desde abril a marzo del año siguiente), en las cuatro cuencas relevantes para Colbún: Aconcagua, Maule, Laja y Chapo, registraron una desviación negativa respecto a las precipitaciones medias de -69%, -22%, -3% y -3%, respectivamente, lo que señala una mejora en la zona sur del país, pero un mayor déficit hidrológico en la zona centro-sur.
- El proyecto Santa María (342 MW) continúa en etapa de comisionamiento y pruebas. El día 17 de septiembre se realizó la primera sincronización al SIC y a la fecha se ha alcanzado potencias máximas de 125 MW operando tanto con petróleo diesel como con carbón. Se estima la entrada en operación comercial de la central durante el último trimestre del 2011.
- El proyecto hidroeléctrico Angostura (316 MW), sigue avanzando en la etapa de construcción en obras tales como túneles de desvío, caverna de máquinas, túneles de aducción y pretil. A la fecha se encuentra prácticamente completado la excavación de la Caverna de Máquinas.
- El proyecto hidroeléctrico San Pedro (150 MW) continúa realizando la nueva campaña de prospecciones y estudios de terreno iniciada a principios de año, la cual se espera se prolongue hasta el primer trimestre del 2012. Con la información recabada a la fecha, se prevé la realización de adecuaciones a las obras civiles. El cronograma de la construcción del proyecto se tendrá una vez terminada la referida campaña.
- Al cierre del 3T11, Colbún cuenta con una liquidez de US\$247,6 millones, monto que agregado el efecto de las coberturas financieras vigentes usadas para re-denominar a dólares y euros ciertas inversiones, alcanza a US\$254,5 millones<sup>2</sup>. Esta liquidez es un elemento importante del plan de financiamiento del programa de inversiones y además una reserva ante condiciones hidrológicas menos favorables.

---

<sup>2</sup> Para efectos de IFRS, los derivados se presentan separadamente en la cuenta Activo o Pasivo de Cobertura. Para mayor detalle revisar nota 7 de los Estados Financieros.

## 2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 1 muestra un resumen del Estado de Resultados de los trimestres 3T11, 2T11 y 3T10 y los resultados acumulados para Sep11 y Sep10.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
sep-10	sep-11		3T10	2T11	3T11
<b>752,4</b>	<b>1.012,9</b>	<b>INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS</b>	<b>261,9</b>	<b>335,4</b>	<b>362,3</b>
316,1	496,2	Venta a Clientes Regulados	114,4	169,5	182,5
293,5	349,0	Venta a Clientes Libres	112,9	111,1	122,5
0,1	-	Ventas a Clientes Sin Contrato	(0,5)	-	-
78,0	43,4	Ventas otras generadoras	17,3	17,0	17,6
64,6	124,4	Otros ingresos	17,8	37,8	39,6
<b>(448,6)</b>	<b>(834,0)</b>	<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>(206,3)</b>	<b>(310,6)</b>	<b>(240,6)</b>
(51,6)	(82,4)	Peajes	(16,8)	(29,0)	(27,1)
(20,6)	(111,6)	Compras de Energía y Potencia	(12,4)	(11,2)	(49,9)
(55,6)	(294,8)	Consumo de Gas	(2,3)	(100,7)	(73,1)
(285,8)	(303,9)	Consumo de Petróleo	(161,6)	(155,5)	(75,2)
(35,1)	(41,4)	Trabajos y suministros de terceros	(13,1)	(14,3)	(15,3)
<b>303,8</b>	<b>178,9</b>	<b>MARGEN BRUTO</b>	<b>55,7</b>	<b>24,8</b>	<b>121,7</b>
(26,8)	(33,4)	Gastos por beneficios a empleados	(9,9)	(12,4)	(10,1)
(15,7)	(14,9)	Otros gastos, por naturaleza	(4,5)	(4,5)	(5,7)
(92,7)	(93,3)	Gastos por depreciación y amortización	(30,9)	(31,0)	(31,0)
<b>168,6</b>	<b>37,3</b>	<b>RESULTADO DE OPERACIÓN</b>	<b>10,3</b>	<b>(23,1)</b>	<b>74,8</b>
<b>261,3</b>	<b>130,6</b>	<b>EBITDA</b>	<b>41,2</b>	<b>7,9</b>	<b>105,8</b>
9,3	7,3	Ingresos financieros	3,2	0,9	1,5
(39,4)	(22,5)	Gastos financieros	(9,2)	(7,6)	(6,6)
4,3	4,5	Resultados por unidades de reajuste	1,0	2,9	1,0
13,5	(18,5)	Diferencias de cambio	39,8	7,2	(16,7)
0,9	2,6	Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	(0,1)	3,0	(0,5)
(72,5)	(5,4)	Otras ganancias (pérdidas)	(49,2)	(4,2)	(0,9)
<b>(84,0)</b>	<b>(32,0)</b>	<b>RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN</b>	<b>(14,5)</b>	<b>2,2</b>	<b>(22,1)</b>
<b>84,6</b>	<b>5,3</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>(4,2)</b>	<b>(20,9)</b>	<b>52,7</b>
<b>16,6</b>	<b>(32,4)</b>	<b>Gasto por impuesto a las ganancias</b>	<b>23,8</b>	<b>4,8</b>	<b>(34,8)</b>
<b>101,2</b>	<b>(27,1)</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) DE ACTIVIDADES CONTINUADAS DESPUES DE IMPUESTOS</b>	<b>19,6</b>	<b>(16,1)</b>	<b>17,9</b>
<b>101,2</b>	<b>(27,1)</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>19,6</b>	<b>(16,1)</b>	<b>17,9</b>
<b>97,6</b>	<b>(27,1)</b>	<b>GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA</b>	<b>19,3</b>	<b>(16,1)</b>	<b>17,9</b>
3,6	(0,0)	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	0,4	(0,0)	-

## 2.1 RESULTADO DE OPERACIÓN

El EBITDA del 3T11 ascendió a US\$105,8 millones, una mejora significativa con respecto a los US\$41,2 millones del 3T10 y a los US\$7,9 millones del 2T11. En términos acumulados, el EBITDA a Sep11 ascendió a US\$130,6 millones.

Las ventas de energía y potencia del 3T11 ascendieron a US\$322,6 millones, un aumento de 31,9% respecto a igual trimestre del año anterior, debido a mayores ventas físicas de energía de 14,1% y a mayores precios de venta a clientes libres.

En términos acumulados, las ventas de energía y potencia a Sep11 ascendieron a US\$888,6 millones mostrando un aumento de 29,2% respecto a Sep10, explicado por los mismos efectos de mayores ventas físicas de 13,8% y al efecto de precio ya mencionado.

Los costos de materias primas y consumibles utilizados durante el 3T11 ascendieron a US\$240,6 millones, mayores en un 16,6% a los registrados durante el 3T10, debido principalmente a mayores compras de energía en el mercado spot y costos por peajes, parcialmente compensado por un menor consumo de combustibles para la generación.

En términos acumulados, los consumos de materias primas y materiales secundarios durante el periodo Ene-Sep11 fueron un 85,9% mayores a los registrados durante el mismo periodo del año anterior, principalmente por la mayor generación térmica con petróleo diesel y gas, y mayores compras de energía y potencia en el mercado spot.

### Ventas Físicas y Generación

La Tabla 2 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 3T10, 2T11 y 3T11 y para Sep11 y Sep10.

**Tabla 2:** Ventas Físicas y Generación

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		
sep-10	sep-11		3T10	2T11	3T11
<b>7.103</b>	<b>8.083</b>	<b>Total Ventas Físicas (GWh)</b>	<b>2.405</b>	<b>2.644</b>	<b>2.744</b>
2.860	4.498	Clientes Regulados	925	1.484	1.538
3.721	3.424	Clientes Libres	1.367	1.081	1.133
521	161	Ventas CDEC	113	79	73
<b>1.292</b>	<b>1.474</b>	<b>Potencia (MW)</b>	<b>1.367</b>	<b>1.453</b>	<b>1.549</b>

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		
sep-10	sep-11		3T10	2T11	3T11
<b>7.093</b>	<b>7.770</b>	<b>Total Generación (GWh)</b>	<b>2.375</b>	<b>2.645</b>	<b>2.531</b>
4.304	3.766	Hidráulica	1.112	1.048	1.552
575	2.405	Térmica Gas	26	850	570
2.214	1.599	Térmica Diesel	1.237	746	409
<b>86</b>	<b>379</b>	<b>Compras CDEC</b>	<b>46</b>	<b>29</b>	<b>224</b>

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

Los *Ingresos de actividades ordinarias* del 3T11, ascendieron a US\$362,3 millones, un 38,3% mayor con respecto al 3T10 y un 8,0% mayores a los registrados el 2T11. En términos acumulados, a Sep11 ascienden a US\$1.012,9 millones, un 34,6% mayores a los obtenidos en igual período del año anterior.

*Clientes Regulados:* Las ventas a clientes regulados alcanzaron US\$182,5 millones el 3T11, mayores en 59,5% con respecto al 3T10 y en 7,7% con respecto al 2T11. En términos acumulados, las ventas valoradas a Sep11 alcanzaron US\$496,2 millones, mayores en 57,0% con respecto a igual período del año anterior. Este aumento se debe principalmente a mayores ventas físicas de 57,2%, principalmente por la entrada en vigencia del contrato con Chilectra en Enero 2011.

*Clientes Libres:* Las ventas a clientes libres alcanzaron US\$122,5 millones en el 3T11. En términos acumulados, las ventas valoradas a Sep 11 alcanzaron US\$349,0 millones, un aumento de 18,9% respecto a Sep10. Este aumento se explica por un incremento en los precios monómicos promedio de 21,8% impulsado por la indexación al costo marginal de algunos contratos, y por la modificación del contrato con un cliente de esta categoría que implicó reconocer ingresos no recurrentes por US\$20 millones.

*Mercado Spot:* Durante el 3T11 hubo ventas por 73 GWh al CDEC (US\$ 17,6 millones), menores a las del 3T10 que alcanzaron 113 GWh (US\$17,3 millones) y menores a las del 2T11 que alcanzaron 79 GWh (US\$17,0 millones). En términos acumulados, las ventas físicas al CDEC ascendieron a 161 GWh (US\$43,4 millones), menores a las ventas de igual período del año anterior, las cuales totalizaron 521 GWh (US\$78,0 millones). Cabe aclarar que este ítem también registra los ingresos por la venta de potencia al CDEC y efectos del decreto de racionamiento. Cabe recordar que en febrero 2011 entró en vigencia el Decreto de Racionamiento promulgado por el Ministerio de Energía que, entre otras cosas, exige al CDEC-SIC alcanzar una reserva de agua embalsada de 500 GWh. Este nivel se alcanzó durante el primer semestre del año y todas las compañías generadoras del SIC incurrieron en el costo correspondiente al valor del agua reservada y al sobre costo resultante de la mayor generación térmica en reemplazo de dicha agua durante ese período. Para Colbún, esto ha resultado en un efecto negativo de US\$28 millones sobre el resultado operacional a la fecha.

*Otros Ingresos:* Los otros ingresos ordinarios alcanzaron los US\$39,6 millones el 3T11, mayores con respecto al 3T10 y muy similares al trimestre anterior. En términos acumulados, los otros ingresos a Sep11 alcanzaron US\$124,4 millones, un aumento con respecto a igual período del año anterior explicado por varias razones tales como: reliquidaciones de peajes de sub-transmisión, mayores ingresos tarifarios en la zona central, reliquidaciones de peajes correspondientes al año 2010, una indemnización por parte de un cliente regulado y la recuperación de peajes pagados por la central Canutillar.

## Mix de Generación

El 3T11 mostró una pluviometría superior al año normal en todas las cuencas de Colbún excepto Aconcagua, lo que permitió revertir en parte el patrón de generación del primer semestre del 2011, pasando a ser la generación hidráulica la principal fuente de energía durante el 3T11. La generación hidroeléctrica aumentó en un 39,6% respecto al 3T10 y en un 48,0% respecto al 2T11. Como contrapartida, la generación térmica disminuyó en un 22,5% con respecto al 3T10 y en un 38,7% respecto al 2T11.

Con respecto al mix de generación del 3T11, el 58,1% de los compromisos fue cubierto con generación hidro (vs. 48,5% del 3T10 y 40,9% del 2T11) y 36,7% con generación termo (vs. 55,1% del 3T10 y 62,2% del 2T11). En términos acumulados, la tecnología hidro representó el 47,5% de los compromisos del período (vs. 65,4% a Sep10), y la tecnología termo representó el 50,5% de estos (vs. 42,4% a Sep10). La generación térmica a Sep11 fue un 43,6% superior a la de Sep10. Del total de generación térmica, 60,1% fue producto de generación con gas y un 39,9% producto de generación con diesel. La mayor generación con gas se debió a un acuerdo alcanzado con ENAP, para el suministro de gas natural para la operación a plena capacidad de una unidad de ciclo combinado del complejo Nehuenco, que estuvo vigente hasta agosto 2011. Cabe señalar que el mayor nivel de compromisos comerciales que la compañía presenta el 2011 respecto del 2010, y que han amplificado la exposición a condiciones hidrológicas secas, estaba previsto que fueran respaldados por la generación de la central Santa María. En efecto, de haber contado con la generación de la Central Santa María durante el 2011 la generación base (hidráulica y carbón) habría representado cerca de un 70% de los compromisos del período. La puesta en marcha de dicha central se encuentra postergada hasta el último trimestre del año 2011 por efecto de atrasos del contratista principal y del terremoto.

Durante el 3T11 se concretaron compras de energía y potencia en el mercado spot por US\$49,9 millones, lo que significó un aumento de US\$37,5 millones con respecto al 3T10 y un aumento de US\$38,7 millones respecto al 2T11. En términos acumulados, las compras en el mercado spot a Sep11 ascendieron a US\$111,6 millones, un aumento de US\$91,1 millones en comparación a igual período del año anterior. Este aumento se debió a mayores compromisos contractuales adquiridos a partir del año 2011, los cuales se esperaba cumplir con la generación de la central a carbón Santa María, generación que debió ser reemplazada por centrales térmicas de respaldo a generación diesel o en su defecto comprando energía en el mercado spot a un precio similar al costo variable de este tipo de centrales. El aumento también se explica en parte por el término del contrato de suministro de gas a fines de agosto, lo cual, combinado con los niveles de costos marginales del período, incrementó la posición de Colbún como comprador del mercado spot.

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

Los costos de materias primas y consumibles utilizados el 3T11 fueron de US\$240,6 millones, aumentando en un 16,6% con respecto a los del 3T10, y disminuyendo en un 22,5% con respecto al 2T11. En términos acumulados a Sep11, los costos alcanzaron US\$834,0 millones, un 85,9% mayor a los registrados en igual período del año anterior.

Los costos de combustibles durante el 3T11 alcanzaron los US\$148,3 millones, inferior en un 9,5% con respecto al 3T10 y en un 42,1% respecto al 2T11. En términos acumulados, los costos de combustibles a Sep11 ascendieron a US\$598,6 millones, un aumento de 75,3% respecto a igual período del año anterior. Este aumento es producto de la menor generación hidráulica que presenta la compañía a Sep11 vs. Sep10 a raíz de las desfavorables condiciones hidrológicas durante el invierno 2010 y los primeros meses del invierno 2011, de un aumento en los precios internacionales del petróleo y de los mayores compromisos vigentes para el año 2011. El costo en compras de petróleo diesel a Sep11 fue de US\$303,9 millones lo que representa un alza de 6,3% en comparación a igual período de 2010. En cuanto al gas natural, el costo fue de US\$294,8 millones, superior en comparación a Sep10, explicado por el contrato de suministro para el periodo Ene-Ago 2011.

Como referencia, el precio promedio del WTI durante el periodo Ene-Sep 2011 fue de US\$95,4 por barril, un 22,8% mayor al promedio de US\$77,7 durante el mismo periodo del 2010.

Los costos de peajes registrados en el 3T11 alcanzan a US\$27,1 millones, un aumento de 61,1% con respecto al 3T10 y una disminución de 6,5% respecto al 2T11. En términos acumulados, los costos de peajes a Sep11 fueron de US\$82,4 millones, superiores en un 59,7% a los registrados en igual período del año anterior. Las diferencias a nivel acumulado son consecuencia de mayores costos de sub-transmisión y reliquidaciones registradas durante el período. Cabe destacar que a nivel acumulado, el aumento de los ingresos por peajes (registrados en la línea "otros ingresos" ya analizada anteriormente) más que compensa el aumento de los costos por peajes.

Los costos por trabajos y suministros de terceros del 3T11 fueron de US\$15,3 millones, un aumento de 16,5% respecto al 3T10 y de 7,1% respecto al 2T11. En términos acumulados, estos costos a Sep11 ascendieron a US\$41,4 millones, un 18,2% superiores a los registrados a Sep10. La principal causa del aumento son los costos de mantención por mayor uso de las centrales térmicas que a Sep11 presentan un aumento 43,6% en su generación.

## 2.2 ANÁLISIS DE ÍTEMS NO OPERACIONALES

Los ítems no operacionales del 3T11 registraron pérdidas por US\$22,1 millones, que se compara negativamente con la pérdida de US\$14,5 millones del 3T10 y con la ganancia de US\$2,2 millones del 2T11. La diferencia se explica principalmente por el ítem Diferencias de Cambio. En términos acumulados, los ítems no operacionales mostraron una pérdida por US\$32,0 millones a Sep11, que se compara positivamente con la pérdida de US\$84,0 millones a Sep10.

*Gastos Financieros:* Los gastos financieros durante el 3T11 fueron de US\$6,6 millones, menores en US\$2,6 millones a los registrados el 3T10 y en US\$1,0 millones a los del 2T11. En términos acumulados, los gastos financieros a Sep11 alcanzaron a US\$22,5 millones, inferiores en US\$17,0 millones a los registrados a Sep10. La variación se debe principalmente a una mayor activación de gastos financieros por un monto de US\$12 millones - producto de los proyectos que está llevando a cabo la Compañía - y a que durante febrero del año anterior se prepagó un crédito sindicado por el cual se debió amortizar gastos activados, situación que fue no recurrente.

*Ingresos Financieros:* Los ingresos financieros durante el 3T11 alcanzaron los US\$1,5 millones, inferiores en US\$1,7 a los registrados el 3T10 y mayores en US\$0,6 millones a los del 2T11. En términos acumulados, los ingresos financieros a Sep11 alcanzaron a US\$7,3 millones, inferiores en US\$2,0 millones a los registrados a Sep10.

*Otras ganancias (pérdidas):* Las Otras ganancias (pérdidas) durante el 3T11 registraron una pérdida de US\$0,9 millones, comparada con la pérdida de US\$49,2 millones del 3T10 y de US\$4,2 millones del 2T11. En términos acumulados, las Otras ganancias (pérdidas) a Sep11 alcanzaron pérdidas por US\$5,4 millones, en comparación a pérdidas de US\$72,5 millones registradas a Sep10. La diferencia se explica por el reconocimiento en resultados en 1T10 del valor negativo del *mark to market* (US\$15,7 millones) de derivados de tasa de interés asociados al crédito sindicado que se prepagó durante ese periodo; y por el pago (US\$41,7 millones) realizado durante 3T10 para dar término anticipado a contratos de transporte de gas.

*Diferencia de Cambio:* La diferencia de cambio generada durante el 3T11 registró una pérdida de US\$16,7 millones, en comparación a la ganancia de US\$39,8 millones registrado el 3T10 y de US\$7,2 millones el 2T11. En términos acumulados, la diferencia de cambio a Sep11 registró una pérdida de US\$18,5 millones, inferior en US\$32,0 millones a lo registrado a Sep10. La variación es debido a una depreciación en 11,5% del tipo de cambio CLP/USD durante el período, y como consecuencia de un balance que tiene un exceso de activos sobre pasivos en moneda local.

*Gasto por Impuesto a las Ganancias:* El impuesto a las ganancias presenta un gasto a Sep11 de US\$32,4 millones, producto principalmente de la depreciación en términos reales del tipo de cambio. Este factor influye en el cálculo de los impuestos diferidos dado que tanto el activo fijo tributario como las pérdidas tributarias son llevados en pesos chilenos.

Con relación a la depreciación del tipo de cambio, si bien tiene un efecto negativo a nivel contable en los dos ítems anteriores (debido a la posición larga de activos en CLP), produce un efecto positivo a nivel de flujo económico. En efecto, dado que una porción importante de los proyectos que está desarrollando Colbún están denominados UF/CLP, un tipo de cambio más alto disminuye el costo de esos proyectos medidos en dólares.



### 3. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

La Tabla 3 presenta un análisis de algunas cuentas relevantes del Balance al 31 de diciembre de 2010 y al 30 de septiembre de 2011.

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

	dic-10	sep-11
<b>Activo corriente en operación</b>	1.088,9	767,3
Efectivo y equivalentes al efectivo	554,5	247,6
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	308,4	242,6
<i>Ventas normales</i>	132,6	156,1
<i>Ventas distribuidores sin contrato</i>	104,0	9,0
<i>Deudores varios</i>	71,8	77,5
Activos por impuestos corrientes	178,4	188,8
Otros activos corrientes	47,5	88,3
<b>Activos no corrientes</b>	4.675,0	4.859,0
Propiedades, planta y equipo, neto	4.431,6	4.596,1
Otros activos	243,5	262,8
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>5.763,9</b>	<b>5.626,3</b>
Pasivos corrientes en operación	351,0	328,8
Pasivos no corrientes	1.936,6	1.870,3
Patrimonio neto	3.476,3	3.427,1
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>	<b>5.763,9</b>	<b>5.626,3</b>

*Efectivos y Equivalentes al efectivo:* El rubro 'Efectivo y Equivalentes al Efectivo' alcanzó US\$247,6 millones, monto que agregado el efecto de las coberturas financieras vigentes usadas para re-denominar a dólares y euros ciertas inversiones, alcanza a US\$254,5 millones. Durante el periodo Ene-Sep 2011 la compañía vio disminuida su caja debido principalmente a desembolsos producto de los proyectos de inversión que actualmente lleva a cabo.

*Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar:* El rubro 'Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar' alcanzó US\$242,6 millones, una disminución de 21,3% respecto a Dic10. Al analizar los distintos componentes de esta cuenta por cobrar se aprecian menores 'Ventas distribuidores sin contrato' de US\$95,0 millones producto de la recaudación de las ventas bajo RM88 durante los primeros nueve meses del año – cuenta que se estima será cobrada en su totalidad durante este año siguiendo el patrón histórico de cobro que ha exhibido. El ítem 'Deudores Varios' presenta una variación positiva de US\$5,7 millones, y por último, las 'Ventas Normales' presentan una variación positiva de US\$23,5 millones producto de una mayor venta a clientes con contrato durante el año 2011.

*Activos por Impuestos Corrientes:* Las cuentas por cobrar impuestos corrientes registran un saldo de US\$188,8 millones al 30 de septiembre de 2011, un aumento de 5,9% respecto al cierre del año 2010, lo cual se debe principalmente al crédito fiscal generado por la compra de diesel durante el periodo, impuesto específico que se está acumulando desde Abr11 en el balance, producto del término en Mar11 de la franquicia tributaria que permitía a las empresas generadoras con capacidad instalada mayor a 1.500 kW recuperar dicho impuesto (ley 20.258), y al IVA Crédito generado por los proyectos de inversión que actualmente está llevando a cabo la compañía, parcialmente compensado por el efecto de la variación del tipo de cambio sobre cuentas de activos por impuestos.

*Activos No Corrientes:* La cuenta de Propiedades, Plantas y Equipos, neto registró un saldo de US\$4.596 millones al cierre de septiembre de 2011, un aumento de 3,7% respecto a Dic10, explicado por los proyectos de inversión que está ejecutando la Compañía.

*Pasivos Corrientes en Operación:* Los Pasivos Corrientes en Operación alcanzaron a US\$328,8 millones, una disminución de 6,3% a Sep11 en comparación al cierre de Dic10. Esta variación se explica principalmente por menores impuestos a la renta por pagar de US\$35,2 millones y menores dividendos mínimos provisionados, y parcialmente compensado por el traspaso hacia la porción de corto plazo de un bono en UF y de un crédito en pesos. Cabe destacar que también existe un efecto de la variación del tipo de cambio sobre los pasivos en pesos o UF, cuando son contabilizados en USD.

*Pasivos No Corrientes en Operación:* Los Pasivos No Corrientes en Operación totalizaron US\$1.870 millones al cierre de Sep11, una disminución de 3,4% en comparación a Dic10, debido principalmente al traspaso desde la porción de largo plazo del bono y crédito mencionado anteriormente y menores gastos activados por US\$10 millones, parcialmente compensados por mayores impuestos diferidos por pagar por US\$38,2 millones. Cabe destacar que también existe un efecto de la variación del tipo de cambio sobre los pasivos en pesos o UF, cuando son contabilizados en USD.

*Patrimonio:* La Compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.427 millones, una variación negativa de 1,4% durante el periodo Ene-Sep 2011. Esta baja se explica principalmente por menores ganancias acumuladas.

#### 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-10	sep-11
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	4,03	2,33
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	3,98	2,19
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,63	0,64
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	11,98%	14,95%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	88,02%	85,05%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	3,15	1,24
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) después de imptos. Actividades continuadas / Patrimonio Neto Promedio	2,92%	-0,78%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	1,75%	-0,48%
Rendimientos Activos Operacionales (%) Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	3,96%	0,83%

- Patrimonio promedio: Patrimonio a Sep11 más el patrimonio a Sep10 dividido por dos.
- Total activo promedio: Total activo de Sep11 más el total de activo a Sep10 dividido por dos.
- Activos operacionales promedio: Total de Propiedad, planta y equipo de Sep11 más el total de Propiedad, planta y equipo a Sep10 dividido por dos.

## 5. ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO

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

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
sep-10	sep-11		3T10	2T11	3T11
484,4	554,5	<b>Efectivo Equivalente Inicial</b>	611,7	441,2	352,0
0,3	0,0	Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente saldo inicial	0,0	0,0	0,0
234,0	28,9	Flujo Efectivo de la Operación	19,5	(26,7)	15,8
137,3	(5,6)	Flujo Efectivo de Financiamiento	(3,4)	9,2	15,8
(333,6)	(312,9)	Flujo Efectivo de Inversión	(121,6)	(79,9)	(118,5)
<b>37,7</b>	<b>(289,6)</b>	<b>Flujo Neto del Período</b>	<b>(105,5)</b>	<b>(97,4)</b>	<b>(86,9)</b>
25,6	(17,3)	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	41,8	8,2	(17,5)
<b>548,0</b>	<b>247,6</b>	<b>Efectivo Equivalente Final</b>	<b>548,0</b>	<b>352,0</b>	<b>247,6</b>

Las actividades de la operación durante el 3T11 generaron un flujo neto positivo de US\$15,8 millones en comparación al flujo neto negativo de US\$26,7 millones del 2T11. Esta alza se explica por el EBITDA y menores desembolsos por 'Impuestos a las Ganancias'.

En términos acumulados, las actividades de la operación generaron un flujo neto positivo a Sep11 de US\$28,9 millones, el que se explica fundamentalmente por la recaudación neta de las cuentas por cobrar a clientes de aproximadamente US\$1.241 millones - monto que incluye la recaudación efectuada por concepto de RM88 - parcialmente compensado por pagos a proveedores y empleados por US\$1.109 millones, desembolsos por gastos financieros netos de US\$48,8 millones y pago de impuestos por US\$57,2 millones.

Las actividades de financiamiento generaron un flujo neto positivo de US\$15,8 millones durante el 3T11, que se explica principalmente por operaciones de confirming.

En términos acumulados, las actividades de financiamiento originaron un flujo neto negativo a Sep11 de US\$5,6 millones principalmente debido al pago de dividendos por un monto de US\$37,6 millones, parcialmente compensados por operaciones de confirming efectuadas durante el periodo.

Las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$118,5 millones durante el 3T11, que se explica principalmente por las incorporaciones de propiedades, plantas y equipos por US\$112,2 millones - que se comparan con las incorporaciones del 3T10 de US\$89,1 millones y las del 2T11 de US\$76,7 millones - y los aportes entregados a la coligada Hidroaysén por US\$10,0 millones.

En términos acumulados, las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$312,9 millones a Sep11, principalmente debido a incorporaciones de propiedades, planta y equipos por US\$313,2 millones producto de los proyectos en etapa de construcción, y a los aportes entregados a la coligada Hidroaysén por US\$19,2 millones, parcialmente compensados por la devolución del IVA referente a desembolsos en proyectos de inversión por US\$14,9 millones.

## **6. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS**

Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 2.620 MW, conformada por 1.347 MW en unidades térmicas y 1.273 MW en unidades hidráulicas. Opera en el Sistema Interconectado Central (SIC), donde representa cerca del 25% del mercado en términos de capacidad instalada.

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

### **6.1 Perspectiva de mediano plazo**

La Compañía presentó para el periodo Ene-Sep 2011 resultados operacionales muy inferiores a los de igual período del año anterior, principalmente producto de la mayor generación térmica con diesel y gas - a consecuencia de la hidrología seca que el SIC (Sistema Interconectado Central) ha enfrentado durante el invierno pasado y los primeros seis meses del año - y a la acumulación de la reserva hídrica decretada por el Ministerio de Energía, situaciones que han provocado una menor generación hidráulica comparado a un año normal. Junto con lo anterior, Colbún aumentó su nivel de compromisos comerciales en el año 2011 los que estarían respaldados por un aumento de la capacidad de generación base dada por la puesta en marcha de la central térmica a carbón Santa María. La puesta en marcha de dicha central se encuentra postergada hasta el último trimestre del año 2011 por efecto de atrasos del contratista principal y del terremoto. El aumento de compromisos comerciales y el atraso de la puesta en marcha de Santa María, implicaron que el impacto de una hidrología seca como la que ha ocurrido desde el invierno del 2010, fuera mucho mayor que en una condición media.

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

Si bien el invierno 2011 presentó condiciones hidrológicas más favorables que las del invierno 2010, lo que explica en parte los mejores resultados de la compañía durante el tercer trimestre del año, estas condiciones favorables se concentraron en los meses de julio y agosto y en las cuencas de la zona sur de Chile. Dicho esto, cabe distinguir que el año hidrológico 2011-12, al igual que el anterior, muestra un déficit significativo en las cuencas de la compañía debido a los dos años secos consecutivos. Es por esta razón que los resultados de la compañía, en particular hasta el inicio del próximo año hidrológico, dependerán de las condiciones de deshielo y de la disponibilidad de la central Santa María. A partir del año 2012, con Santa María operando ya en régimen la Compañía presentará una posición comercial más equilibrada.

## **6.2 Plan de Crecimiento y acciones de largo plazo**

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

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

**Proyecto Santa María:** Este proyecto está considerado dentro de la categoría de generación térmica competitiva y consiste en la construcción de una central a carbón con una capacidad de aproximadamente 342 MW de potencia nominal neta. Se estima la entrada en operación de la central para el último trimestre del 2011. Actualmente el proyecto se encuentra en etapa de comisionamiento y pruebas. Durante el tercer trimestre del año se realizó la primera sincronización al SIC.

**Proyecto Angostura:** Este proyecto hidroeléctrico de 316 MW aprovechará los recursos hídricos de los ríos Bío Bío y Huequecura en la región del Biobío. Actualmente el proyecto se encuentra en plena etapa de ejecución con la construcción de los túneles de desvío, caverna de máquina, túneles de aducción y pretil, entre otras obras. A la fecha se ha prácticamente completado la excavación de la Caverna de Máquinas, entre otros hitos.

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

Además, la Compañía en conjunto con ENDESA - quien tiene un 51% - posee una participación de un 49% en Hidroaysén, sociedad que espera desarrollar proyectos hidroeléctricos en los ríos Baker y Pascua de la región de Aysén, los que contarán con una capacidad instalada de aproximadamente 2.750 MW, capacidad que una vez en operación, sería comercializada en forma independiente por ambas compañías. El Proyecto HidroAysén recibió la aprobación ambiental para construir cinco centrales hidroeléctricas en abril de 2011 y actualmente se encuentra en proceso de elaboración del Estudio de Impacto Ambiental y de la ingeniería del proyecto de transmisión.

### **6.3 Política Medioambiental y desarrollo con la comunidad**

En el desarrollo de sus proyectos Colbún ha puesto énfasis en su integración con sus comunidades vecinas. En este sentido se trabaja fuertemente con grupos de interés, organizaciones funcionales y autoridades locales con el fin de comprender sus dinámicas sociales y ser capaces de desarrollar proyectos que se orienten a las necesidades reales y generen valor compartido con las comunidades.

En términos medioambientales Colbún ha buscado acercarse cada vez más a una generación eléctrica con altos índices de “eco-eficiencia”, considerando en el diseño de sus proyectos criterios de eficiencia ambiental, además de los técnicos y económicos. El foco del desarrollo de la empresa está en las fuentes renovables de energía, con un complemento térmico eficiente de manera de lograr un suministro seguro, competitivo y sustentable para nuestros clientes.

### **6.4 Riesgos del Negocio Eléctrico**

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

#### **6.4.1. Riesgo hidrológico**

Aproximadamente el 50% de la potencia instalada de Colbún corresponde a centrales hidráulicas, las que permiten suministrar los compromisos de la empresa con una estructura de costos competitiva. Sin embargo, en condiciones hidrológicas secas, Colbún debe operar sus plantas térmicas de ciclo combinado o ciclo abierto principalmente con diesel o realizar compras de energía en el mercado CDEC para el suministro de sus compromisos con clientes, encareciendo los costos de Colbún y 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 un nivel de contratos consistente con su capacidad de generación competitiva dada por la generación hidráulica y térmica a carbón, cuando entre en operaciones la central Santa María. Adicionalmente se han incorporado en algunos contratos factores de indexación asociados a la condición hidrológica. 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 (contratación de seguro híbrido precio petróleo/hidrología, cobertura de precios de combustibles, suministro de combustibles alternativos como el GNL, etc.)

#### **6.4.2. Riesgo de precios de los combustibles**

Como se mencionó en la descripción del riesgo hidrológico, en condiciones hidrológicas adversas, Colbún debe aumentar la producción 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. Parte de este riesgo se ha mitigado a través de la incorporación a los contratos comerciales de índices de precio

asociados a combustibles como factores de indexación. Con el mismo objeto de reducir la exposición a precios elevados del petróleo durante el año 2011, Colbún ha ejecutado un programa de cobertura del precio del petróleo mediante la compra de opciones *call* sobre WTI y ha perfeccionado un acuerdo con ENAP para el suministro de gas natural para la operación a plena capacidad de una unidad de ciclo combinado del complejo Nehuenco y una unidad de ciclo abierto del complejo Candelaria durante el período Ene11 a May11. En el caso del complejo Nehuenco, este acuerdo se extendió hasta agosto 2011.

#### 6.4.3 Riesgos de fallas en equipos y mantención

La disponibilidad y confiabilidad de las unidades de generación y transmisión es fundamental para garantizar los niveles de producción que permiten cubrir adecuadamente los compromisos comerciales. Es por esto que Colbún tiene como política realizar mantenimientos regulares a sus equipos acorde a las recomendaciones de sus proveedores y a la experiencia acumulada acerca de fallas y accidentes a lo largo de su historia operacional. Durante los últimos años, y producto de la mayor generación con petróleo diesel, los equipos para generación térmica – que originalmente estaban diseñados para operar con gas natural – han aumentado sus horas equivalentes de operación en comparación a si las unidades hubiesen generado con gas. Como resultado los equipos han requerido un mantenimiento con mayor frecuencia al habitual y han presentado menores niveles de disponibilidad. Se han adoptado las políticas de mantención, los procesos y procedimientos así como las inversiones necesarias para aumentar los niveles de confiabilidad y disponibilidad de las unidades térmicas.

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

#### 6.4.4 Riesgos de construcción de proyectos

La construcción de nuevos proyectos puede verse afectada por factores tales como: retrasos en la obtención de aprobaciones ambientales, modificaciones al marco regulatorio, judicialización, aumento en el precio de los equipos, oposición de grupos de interés (*stakeholders*) locales e internacionales, condiciones geográficas adversas, desastres naturales, accidentes u otros imprevistos.

Actualmente Colbún se encuentra en etapa de construcción de tres proyectos de manera simultánea, por lo que cualquiera de estos factores puede repercutir negativamente en el avance programado y además aumentar el costo final estimado. Esta situación puede generar un efecto adverso en la operación habitual del negocio, pues significa aplazar la puesta en marcha de centrales de generación competitivas por un tiempo indeterminado y reemplazar su generación por mayor generación con petróleo diesel, o en su defecto por mayores compras en el mercado spot a un costo marginal que igualmente estaría marcado por esa misma tecnología.

La exposición de la compañía a este tipo de riesgos se gestiona a través de una política comercial que considera la generación de las centrales en construcción una vez que tengan elevados niveles de certidumbre en los plazos de puesta en marcha, para efectos de definir el nivel de compromisos comerciales. Alternativamente incorporamos altos niveles de holgura en las estimaciones de plazo y costo de construcción.

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



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

#### 6.4.5 Riesgos Regulatorios

La estabilidad regulatoria para un sector como el de generación de electricidad donde los proyectos de inversión tienen largos plazos de desarrollo y ejecución resulta fundamental. Ella ha sido una característica valiosa del sector eléctrico chileno y en general los cambios regulatorios de los últimos años la han fortalecido. Una prueba de ello es la fuerte reactivación en los últimos años de proyectos de inversión en nueva capacidad de generación con distintas tecnologías y por parte de distintos actores.

Cabe mencionar que durante el primer trimestre del año 2011 el Ministerio de Energía publicó un Decreto Preventivo de Racionamiento Eléctrico con el fin de tomar medidas de forma anticipada para evitar situaciones de estrechez energética y cortes de suministro durante el año 2011, producto de la hidrología seca del año 2010 y previendo que esta situación se pudiera repetir durante el año 2011. El Decreto en sus aspectos relevantes establece la autorización a las empresas generadoras y distribuidoras del SIC a adoptar medidas como promover disminuciones del consumo de electricidad y pactar con sus clientes reducciones de consumo. Además establece garantizar que la operación de las centrales hidroeléctricas de embalse del sistema debe permitir la constitución de una reserva hídrica efectivamente disponible equivalente a 500 GWh, reducir los plazos de conexión de nueva generación y permitir una operación más flexible del sistema de transmisión. En agosto 2011 se extendió la vigencia del decreto hasta abril 2012.

Un cambio regulatorio que se oficializó durante el año fue la publicación de la nueva norma de emisiones para termoeléctricas. La nueva norma fija límites para las emisiones y establece el plazo para cumplir con esos límites. La nueva regulación distingue dos categorías de plantas: las existentes y las nuevas. En el caso de Colbún, todas sus centrales térmicas (incluyendo la central Santa María) cumplen con esta nueva norma o bien se encuentran desarrollando las adaptaciones necesarias en los plazos previstos.

#### 6.5 Riesgos Financieros

*Riesgo de tipo de cambio:* El riesgo de tipo de cambio viene dado principalmente por los pagos que se deben realizar en monedas distintas al dólar para el proceso de generación de energía, por las inversiones en plantas de generación de energía ya existentes o nuevas plantas en construcción, y por la deuda contratada en moneda distinta a la moneda funcional de la compañía. Los instrumentos utilizados para gestionar el riesgo de tipo de cambio corresponden a swaps de moneda y forwards. En términos de calce de monedas a nivel de balance, la compañía presenta actualmente un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos. Esta posición "larga" en pesos se traduce en un resultado por diferencia de cambio positivo cuando el tipo de cambio se aprecia y negativo cuando se deprecia de aprox. US\$4,2 millones por cada \$10 de variación en la paridad peso dólar.

*Riesgo de tasa de interés:* Se refiere a las variaciones de las tasas de interés que afectan el valor de los flujos futuros referenciados a tasa de interés variable, y a las variaciones en el valor razonable de los activos y pasivos referenciados a tasa de interés fija que son contabilizados a valor razonable. El objetivo de la gestión de este riesgo es alcanzar un equilibrio en la estructura de deuda, disminuir los impactos en el costo motivados por fluctuaciones de tasas de interés y de esta forma poder reducir la volatilidad en la cuenta de resultados de la compañía. Para cumplir con los objetivos y de acuerdo a las estimaciones de

Colbún se contratan derivados de cobertura con la finalidad de mitigar estos riesgos. Los instrumentos utilizados son swaps de tasa de interés fija y *collars*.

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

Tasas de interés	31.12.2010	30.09.2011
Fija	100%	100%
Variable	0%	0%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Por otro lado, Colbún tiene una posición remanente de derivados que cubrían el riesgo de tasa de interés del crédito que fue parcialmente pre-pagado en febrero del año 2010. Estos instrumentos por un nocional de US\$250 millones generan una exposición activa a la tasa Libor, posición que es manejada de acuerdo a las políticas de la Compañía, de manera de minimizar el impacto económico de deshacer estas posiciones.

*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 (SIC), entidades de elevada solvencia. Sin perjuicio de lo anterior, durante los últimos meses se han observado problemas puntuales de insolvencia en algunos integrantes del CDEC. Con respecto a las colocaciones de excedentes de caja y de derivados financieros que se realizan, Colbún efectúa estas 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 Sep11 la totalidad de las inversiones de excedentes de caja se encuentran invertidas en bancos locales, con clasificación de riesgo local igual o superior a AA-, a excepción de una inversión en euros que se encuentra con contrapartes internacionales con clasificación de riesgo internacional grado de inversión. Respecto a los derivados existentes, todas las contrapartes internacionales de la compañía tienen riesgo equivalente a grado de inversión y sobre un 85% de éstas poseen clasificación de riesgo internacional A o superior.

*Riesgo de liquidez:* Este riesgo viene dado 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 periodo.

A Sep11 Colbún cuenta con excedentes de caja de US\$247,6 millones, invertidos en Fondos Mutuos con liquidez diaria y depósitos a plazo con duración promedio menor a 90 días. Asimismo, la compañía tiene como fuentes de liquidez adicional disponibles al día de hoy: (i) una línea comprometida de financiamiento con entidades locales por UF 5 millones, (ii) dos líneas de bonos inscritas en el mercado local por un monto conjunto de UF 7 millones, (iii) una línea de efectos de comercio inscrita en el mercado local por UF 2,5 millones y (iv) líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones.