

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 30 DE JUNIO DE 2010

1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

- Los resultados de la Compañía presentan al segundo trimestre 2010 (2T10) una ganancia controladora de US\$55,5 millones, un 143,5% mayor a la ganancia controladora del primer trimestre 2010 de US\$22,8 millones, y un 40,1% menor a la ganancia controladora de US\$92,7 millones en igual trimestre del año anterior. En términos acumulados, el resultado al 30 de junio de 2010 presenta una ganancia controladora de US\$78,3 millones, un 38,6% menor a la ganancia controladora del mismo periodo del año anterior de US\$127,5 millones.
- El EBITDA¹ del 2T10 alcanzó a US\$128,3 millones, un aumento de 39,7% en comparación con el 1T10, que fue de US\$91,8 millones, y un aumento de 47,1% con respecto al mismo trimestre del año anterior, que fue de US\$87,2 millones. En términos acumulados, el EBITDA del primer semestre 2010 alcanzó a US\$220,1 millones, un aumento de 56,4% en comparación con el primer semestre del año 2009, que fue de US\$140,8 millones. Las ventas a su vez alcanzaron los US\$272,9 millones para el 2T10, mayores en 25,4% a las ventas del trimestre anterior y un 6,6% menores en comparación al 2T09. De esta forma el margen EBITDA subió a 47% el 2T10, desde 42,2% el 1T10, y 29,8% el 2T09.
- Las ventas físicas durante el segundo trimestre 2010 alcanzaron 2.503 GWh, un 14,1% superiores al trimestre anterior debido a la recuperación a niveles normales del consumo de clientes afectados por el terremoto y la incorporación de nuevos consumos de clientes existentes, entre otros efectos. Sin embargo, al comparar las ventas con el mismo trimestre del año anterior, se verifica que éstas son un 15,7% menores, reflejando la reducción en el nivel de contratos dispuesta por la política comercial y el término del suministro a clientes sin contratos (RM88).
- La generación hidráulica del 2T10 alcanzó 1.649 GWh, mostrando un aumento de 6,9% en comparación al 1T10 y un aumento de 3,3% con respecto al 2T09. La generación térmica alcanzó a 869 GWh, un 32,4% superior a la generación térmica del 1T10, y un 35,9% inferior a la del 2T09. En términos acumulados, la generación hidráulica a junio 2010 alcanzó los 3.192 GWh, un 4,9% superior a lo generado a junio 2009. La generación térmica alcanzó a 1.526 GWh, un 18,2% inferior a la generación térmica del mismo periodo del año anterior. Durante el 2T10 no se realizaron compras en el mercado CDEC, comparados a los 49 GWh comprados durante el 1T10, y a los 106 GWh del segundo trimestre 2009.

¹ EBITDA = Ingresos de actividades ordinarias + Materias primas y consumibles utilizados + Gastos por beneficios a los empleados + Otros gastos por naturaleza – Gastos por depreciación y amortización.

Asimismo, las ventas realizadas en el mercado CDEC alcanzaron a 312 GWh en el 2T10, un 225% y 128% superiores a las del 1T10 (96 GWh) y 2T09 (137GWh), respectivamente.

- El costo marginal del 2T10 promedió 147,5 US\$/MWh en Alto Jahuel, un 11,3% mayor comparado con los 132,5 US\$/MWh promedio durante el 1T10, y un 33,2% mayor en comparación a igual trimestre del año anterior (110,7 US\$/MWh). Este aumento en el costo marginal fue producto de una disminución de la generación térmica con gas (2T10 v/s 1T10) – la cual disminuyó un 45,5% desde los 355 GWh generados el 1T10 - y un aumento en el precio promedio del diesel (2T10/2T09), el cual es el combustible que marca en mayor medida el costo marginal. Como referencia, el precio promedio del WTI durante el segundo trimestre 2010 fue de US\$78,1 por barril, un 1,1% menor al promedio de US\$78,9 durante el primer trimestre del presente y un 30,6% mayor al promedio del segundo trimestre 2009 de US\$59,8.
- En cuanto a los ítems no operacionales, éstos presentaron una pérdida de US\$23,5 millones durante el segundo trimestre del año 2010 impulsado por una pérdida por diferencia de cambio de US\$15,3 millones y gastos financieros de US\$10,8 millones.
- Durante el año hidrológico 2010-11, que comenzó en Abril 2010, el agua caída hasta Junio en las cuatro cuencas relevantes para Colbún, esto es: valle del Aconcagua, Armerillo en la cuenca del Maule, la cuenca del Laja y el Lago Chapo, registraron una desviación respecto a las precipitaciones medias de -50%, -35%, -32% y -23%, respectivamente. Este déficit durante el 2T10 ha significado una mayor generación térmica, la cual se traduce en mayores costos térmicos respecto a los planificados para un año de hidrología normal.
- Respecto al proyecto Santa María, estimamos la entrada en operación de la central para el segundo semestre del 2011, atendido los retrasos del Contratista y los impactos del terremoto. A junio 2010 se han registrado en la contabilidad gastos directos por reparaciones debido al terremoto por el equivalente a US\$16,6 millones, de los cuales un 10% - correspondiente al deducible del seguro de todo riesgo de construcción - ha sido reconocido como pérdida en el estado de resultados. Esta cifra incluye los estados de pago presentados a esa fecha por el Contratista y otros gastos directos de Colbún. A la fecha no se ha recibido el reclamo definitivo del Contratista por costos directos de reparación, gastos de prolongación y extensión de tiempo de construcción. Sin perjuicio de lo anterior, Colbún S.A. conjuntamente con sus asesores y el liquidador de seguros, continua en el proceso de determinación definitiva de los costos totales asociados al siniestro, incluidos tanto los gastos de reparación, físicos y de prolongación del periodo de construcción, como la pérdida de beneficio esperada por retraso en la puesta en servicio. Para estos efectos, Colbún S.A. tiene vigente una póliza de seguros con cobertura de "Todo Riesgo Construcción

y Montaje”, que incluye cobertura especial de perjuicios por paralización (“ALOP” - *advanced loss of profit*), encontrándose en curso el respectivo procedimiento de liquidación.

- En relación al proyecto hidroeléctrico San Pedro (150 MW), ubicado en las comunas de Los Lagos y Panguipulli, se están concluyendo las obras preliminares, tales como la construcción de los caminos de acceso, el despeje de la vegetación en las áreas del proyecto y la construcción de los túneles de desvío, los que se encuentran con un 60% de avance. Antes de iniciar la construcción de las obras definitivas, y con ocasión del despeje de las zonas del proyecto, se están realizando estudios adicionales para consolidar el conocimiento del terreno. Con la información recabada a la fecha, se prevé la realización de adecuaciones a las obras civiles con el objeto de cumplir con los factores de seguridad proyectados. Entre las adecuaciones se contempla principalmente la ampliación de la presa hacia la ladera norte y ajustes a las obras de aducción. Una vez concluidos los estudios de ingeniería asociados a los cambios, se presentarán debidamente a las autoridades competentes.
- Por su parte, el proyecto hidroeléctrico Angostura (316 MW), ubicado en las comunas de Santa Bárbara y Quilaco, se encuentra en plena etapa de desarrollo de las obras preliminares con la construcción de caminos de acceso y de sustitución de la vialidad existente. Además, se están construyendo los portales de entrada del túnel de desvío. Durante el mes de junio se firmaron los contratos de obras civiles y de equipamiento electromecánico para la central.
- Al cierre del semestre, la Compañía cuenta con una liquidez de US\$611,7 millones. Esta liquidez es un elemento importante del financiamiento del programa de inversiones y una reserva ante condiciones hidrológicas menos favorables.
- El día 30 de julio de 2010 la mini Central Hidroeléctrica San Clemente (5,4 MW) realizó su primera sincronización, acoplándose durante la prueba a la red del Sistema Interconectado Central.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 1 muestra un resumen del Estado de Resultados de los trimestres 2T10, 1T10 y 2T09 y los resultados acumulados para Jun10 y Jun09.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
Jun-09	Jun-10		2T09	1T10	2T10
601,1	490,5	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	292,3	217,6	272,9
249,9	201,8	Venta a Clientes Regulados	120,3	103,0	98,7
188,3	180,7	Venta a Clientes Libres	91,8	84,2	96,4
131,9	0,6	Ventas a Clientes Sin Contrato	57,8	0,6	(0,0)
18,4	60,6	Ventas otras generadoras	16,3	10,3	50,4
12,5	46,9	Otros ingresos	6,1	19,4	27,4
(440,3)	(242,4)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(195,2)	(112,1)	(130,3)
(16,2)	(34,8)	Peajes	(4,7)	(18,1)	(16,7)
(169,4)	(8,1)	Compras de Energía y Potencia	(21,7)	(7,2)	(1,0)
(5,4)	(39,0)	Consumo de Gas	(2,2)	(32,6)	(6,4)
(187,8)	(124,2)	Consumo de Petróleo	(130,5)	(36,7)	(87,5)
(61,5)	(36,3)	Otros	(36,1)	(17,5)	(18,7)
160,8	248,2	MARGEN BRUTO	97,1	105,5	142,6
(14,7)	(16,9)	Gastos por beneficios a empleados	(7,5)	(7,9)	(9,0)
(5,3)	(11,2)	Otros gastos, por naturaleza	(2,3)	(5,8)	(5,4)
(60,0)	(61,8)	Gastos por depreciación y amortización	(30,7)	(30,9)	(30,9)
80,7	158,3	RESULTADO DE OPERACIÓN	56,5	61,0	97,4
140,8	220,1	EBITDA	87,2	91,8	128,3
11,6	6,1	Ingresos financieros	4,3	3,4	2,7
(30,1)	(30,2)	Gastos financieros	(15,3)	(19,4)	(10,8)
(4,2)	3,2	Resultados por unidades de reajuste	0,1	1,6	1,6
46,0	(26,3)	Diferencias de cambio	15,9	(11,0)	(15,3)
1,2	1,0	Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	(0,3)	(0,0)	1,1
0,7	(23,4)	Otras ganancias (pérdidas)	(0,6)	(20,6)	(2,7)
25,1	(69,5)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	4,0	(46,0)	(23,5)
105,9	88,8	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	60,5	14,9	73,9
24,7	(7,2)	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	32,5	10,5	(17,7)
130,5	81,6	GANANCIA (PÉRDIDA) DE ACTIVIDADES CONTINUADAS DESPUES DE IMPUESTOS	93,0	25,5	56,1
130,5	81,5	GANANCIA (PÉRDIDA)	93,0	25,4	56,1
127,5	78,3	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	92,7	22,8	55,5
3,0	3,3	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	0,3	2,6	0,6

2.1 ANÁLISIS DEL RESULTADO DE OPERACIÓN

El EBITDA del 2T10 ascendió a US\$128,3 millones, un 39,7% mayor que los US\$91,8 millones del 1T10, y un 47,1% mayor que los US\$87,2 millones del 2T09. En términos acumulados, el EBITDA a Jun10 ascendió a US\$220,1 millones, un 56,4% mayor que los US\$140,8 millones a Jun09.

Las ventas de energía y potencia del 2T10 ascendieron a US\$245,5 millones, lo que significó un aumento de un 23,9% respecto al primer trimestre del año, debido a mayores ventas físicas de energía de 14,1%, lo cual fue acompañado de un alza de 5,7% en los precios promedio monómicos. En términos acumulados, las ventas de energía y potencia a Jun10 ascendieron a US\$443,7 millones mostrando una disminución de 24,6% respecto a igual período del año anterior, lo cual fue parcialmente compensado por una alza de 4,4% en los precios promedios monómicos.

Los costos de materias primas y consumibles utilizados durante el 2T10 fueron un 16,2% mayores a los registrados durante el 1T10, principalmente por un mayor consumo de combustibles para la generación térmica por US\$24,6 millones. En términos acumulados, los consumos de materias primas y materiales secundarios durante el semestre fueron un 45% menores a los registrados durante el mismo periodo del año anterior, principalmente por menores compras de Energía y Potencia producto de las menores ventas físicas, la menor generación térmica con petróleo diesel y la mayor disponibilidad de gas natural para generación propia durante el semestre.

2.1.1 Ventas Físicas

La Tabla 2 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía y potencia para los trimestres 2T10, 1T10 y 1T09 y para Jun10 y Jun09.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Semestrales		
Jun-09	Jun-10		2T09	1T10	2T10
5.921	4.698	Total Ventas Físicas (GWh)	2.970	2.195	2.503
2.441	1.935	Clientes Regulados	1.170	980	955
2.448	2.354	Clientes Libres	1.248	1.119	1.236
896	0	Distribuidoras s/Contratos	416	0	0
137	408	Ventas CDEC	137	96	312
1.497	1.232	Potencia (MW)	1.498	1.187	1.277

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Semestrales		
1T09	1T10		2T09	1T10	2T10
4.909	4.718	Total Generación (GWh)	2.951	2.200	2.518
3.044	3.192	Hidráulica	1.596	1.543	1.649
43	549	Térmica Gas	15	355	194
1.821	977	Térmica Diesel	1.340	301	675
1.144	49	Compras CDEC	106	49	0

2.1.2 Ingresos de actividades ordinarias de la Operación

Los *Ingresos de actividades ordinarias* del 2T10, ascendieron a US\$272,9 millones, un 25,4% mayores a los obtenidos durante el 1T10, y un 6,6% menores a los registrados para igual período del año anterior.

Ventas de Energía y Potencia

Ventas a Clientes Regulados: Las ventas valoradas del 2T10 alcanzaron los US\$98,7 millones, menores en 4,2% con respecto al 1T10, y en 17,9% con respecto al 2T09. Esta reducción se debe principalmente a menores precios promedio monómicos de 1,7% (1T10), y a la menor energía contratada producto de la reestructuración de contratos que hizo la compañía para el año 2010 parcialmente compensada por un aumento en los precios monómicos de 0,5% (2T09). Excluyendo reliquidaciones por US\$3,8 millones durante el 2T10, la baja en las ventas valoradas es de US\$8,1 millones con respecto al 1T10 y de US\$25,5 millones respecto al 2T09, lo cual repercute en una caída de los precios promedio monómicos de 5,6% y 3,47%, respectivamente.

Ventas a Clientes Libres: Las ventas valoradas alcanzaron los US\$96,4 millones en el 2T10, un aumento de un 14,5% respecto a los US\$ 84,2 millones del 1T10 y un aumento de un 5,1% respecto a los US\$91,8 millones del 2T09. Separando el efecto de reliquidaciones por US\$2,9 millones durante el 2T10, los precios promedio monómicos aumentan un 0,7% respecto al 1T10 y 2,9% respecto al 2T09. Las ventas físicas ascienden a 1.236 GWh para el 2T10, un 10,4% mayores con respecto a los 1.119 GWh comercializados durante el 1T10 y un 1% menores a los 1.248 GWh comercializados el 2T09. La baja en las ventas físicas para la comparación 2T10/2T09 se vio compensada por un aumento en los precios promedio monómicos, anteriormente mencionado, impulsados principalmente por la indexación al costo marginal de algunos contratos.

Ventas a Empresas Distribuidoras sin Contrato: Producto de las licitaciones realizadas por las empresas distribuidoras los últimos años, a partir de enero de 2010 ya no existe más este tipo de ventas.

Ventas CDEC: Durante el 2T10, hubo ventas por 312 GWh al CDEC, equivalentes a US\$ 50,4 millones, mayores a las ventas CDEC del 1T10, que alcanzaron 96 GWh, equivalente a un monto de US\$10,3 millones y mayores a las ventas CDEC del 2T09, que alcanzaron 137 GWh, equivalente a un monto de US\$16,3 millones.

Otros Ingresos: Los otros ingresos ordinarios alcanzaron los US\$27,4 millones para el 2T10, mayores en 41% con respecto al 1T10 y en 349% respecto a igual trimestre del año anterior. El aumento en comparación al 1T10 es producto de la indemnización recibida por perjuicios por paralización de actividades debido al siniestro ocurrido en la Central Antihue en Nov-07, por un monto de US\$10,3 millones parcialmente compensado por menores ingresos de sub-transmisión. El aumento en comparación al 2T09 es producto de la indemnización de Antihue y la aplicación de las nuevas tarifas de sub-transmisión y la aplicación del cargo único troncal, lo que contribuyó con US\$14,8 millones adicionales. Estos ingresos tienen una contrapartida en costos de peaje, que es el costo que Colbún paga a los propietarios de las líneas de transmisión.

2.2 ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS

Los costos de materias primas y consumibles utilizados el 2T10 fueron de US\$130,3 millones aumentando en un 16,2% o US\$18,2 millones a los del 1T10, y disminuyendo en un 33,3% o US\$64,9 millones con respecto al 2T09.

Durante el 2T10 no existieron compras de energía y potencia en el mercado CDEC - el saldo reflejado es producto de diferencias mensuales por montos provisionados en períodos anteriores - lo que significó una disminución de US\$6,2 millones con respecto al 1T10 y de US\$20,7 millones en comparación a

igual trimestre del año anterior. Esta disminución se debió a los menores compromisos de venta producto la reestructuración de contratos realizada para el año 2010.

Los costos de combustibles durante el 2T10 alcanzaron los US\$93,9 millones, aumentando en un 35,5% con respecto al 1T10 y disminuyendo en un 29,3% en comparación al 2T09. En términos acumulados, los costos de combustibles alcanzaron los US\$163,2 millones, disminuyendo en un 15,5% con respecto al mismo periodo del año anterior, producto de una menor generación térmica de 18,2%. El costo del diesel acumulado fue de US\$124,2 millones lo que representa una caída de 33,9% en comparación a igual período de 2009. En cuanto al gas natural, el costo durante el semestre fue de US\$39,0 millones, en comparación con los US\$5,4 millones durante el mismo periodo del año anterior. Durante el 2T10 la Compañía reconoció en su resultado un menor costo por Gas de US\$9,2 millones producto de una sobrefacturación durante periodos anteriores.

Como referencia, el precio promedio del WTI durante el segundo trimestre 2010 fue de US\$78,1 por barril, un 30,6% mayor al promedio del segundo trimestre 2009 de US\$59,8.

Los costos de peajes registrados en el 2T10 alcanzan, a US\$16,7 millones, un disminución de 7,7% con respecto al 1T10 y un aumento de 256% con respecto al 2T09. Las diferencias en comparación con el mismo período del año anterior surgen como consecuencia de la aplicación de las nuevas tarifas de transmisión troncal y de sub-transmisión. Tal como se mencionó anteriormente, estos últimos egresos constituyen la contrapartida de los mayores ingresos registrados en "otros ingresos ordinarios".

Los otros costos del 2T10 fueron de US\$18,7 millones, un aumento de 6,8% respecto al 1T10 y una disminución de un 48,1% en comparación a igual trimestre del año anterior. La principal causa del aumento en el ítem 'Otros costos' (2T10/1T10) se debe a mayores costos de mantenimiento de las centrales Nehuenco I y II por US\$0,8 millones producto de la mayor generación térmica del último trimestre. La disminución en los costos al comparar las cifras contra el 2T09 se debe a mayores costos de mantención de las centrales Nehuenco I y II por US\$5,5 millones, mayores costos por US\$3,4 millones producto del mantenimiento mayor de la central Nehuenco I (Abr09) y la compra de repuestos por US\$4 millones debido al siniestro ocurrido en la central Antilhue.

3. ANÁLISIS DE ÍTEMS NO OPERACIONALES

Los ítems no operacionales del semestre alcanzaron pérdidas por US\$69,5 millones, lo que significó un aumento de US\$94,7 millones en comparación a Jun09. Las principales diferencias se debieron a: menores ingresos financieros de US\$5,5 millones, un efecto negativo de US\$72,3 millones por diferencias de cambio, y mayores pérdidas en el ítem 'Otras ganancias (pérdidas)' de US\$24 millones.

Gastos Financieros: Los gastos financieros acumulados fueron de US\$30,2 millones, levemente mayores a los registrados a Jun09. Los mayores gastos financieros acumulados se deben a mayores intereses pagados (producto de nueva deuda emitida por la Compañía) parcialmente compensados por una mayor activación de gastos financieros producto de los proyectos que está llevando a cabo la Compañía.

Ingresos Financieros: Los ingresos financieros acumulados alcanzan a US\$6,1 millones, siendo un 47,4% menores a los del período Jun09, principalmente por una menor tasa LIBOR, parcialmente compensado por mayores montos administrados.

Otras ganancias (pérdidas): Las Otras ganancias (pérdidas) acumuladas fueron una pérdida de US\$23,4 millones, originada principalmente por el reconocimiento en resultados del *mark-to-market* o valor justo de derivados de tasa de interés asociados al crédito sindicado, que al perder la condición de instrumento de cobertura producto del prepago, se debieron traspasar desde patrimonio a resultado (US\$16,3 millones), y al reconocimiento del deducible producto de los daños causados por el terremoto en el Proyecto Santa María por US\$1,66 millones.

Diferencia de Cambio: El resultado negativo de US\$26,3 millones por diferencia de cambio acumulada es el resultado de una depreciación en 10,7% del tipo de cambio CLP/USD en el período, y como consecuencia de un balance que tiene un exceso de activos sobre pasivos en moneda local.

Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias: El impuesto a las ganancias fue de US\$7,2 millones durante el semestre, lo cual se compara negativamente con la variación positiva durante Jun09 de US\$24,7 millones. El principal factor que incide en este ítem es la variación del peso respecto al dólar y su efecto en el balance tributario (cuya moneda de cálculo es el peso chileno) respecto al balance financiero (cuya moneda funcional es el dólar). Como referencia el peso experimentó una depreciación de 7,1% durante los primeros 6 meses del año 2010, comparado a la apreciación de 16,9% durante el mismo período el año 2009.

4. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

La Tabla 3 presenta un análisis de algunas cuentas relevantes del Balance al 31 de diciembre de 2009 y al 30 de junio de 2010.

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

	Dic-09	Jun-10	Var Jun10/Dic 09
Activo corriente en operación	969,0	1.117,2	148,2
Efectivo y equivalentes al efectivo	484,7	611,7	127,0
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	231,9	272,8	40,9
<i>Ventas normales</i>	85,1	126,6	41,5
<i>Ventas distribuidores sin contrato</i>	106,0	84,7	(21,3)
<i>Deudores varios</i>	40,8	61,5	20,7
Activos por impuestos corrientes	203,0	187,6	(15,4)
Otros activos corrientes	49,4	45,2	(4,3)
Activos no corrientes	4.471,5	4.526,2	54,7
Propiedades, planta y equipo, neto	4.184,8	4.281,5	96,8
Otros activos	286,7	244,6	(42,1)
TOTAL ACTIVOS	5.440,5	5.643,4	202,9
Pasivos corrientes en operación	318,9	274,6	(44,3)
Pasivos no corrientes	1.676,7	1.880,7	204,0
Patrimonio neto	3.444,8	3.488,1	43,2
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	5.440,5	5.643,4	202,9

Al 30 de Junio de 2010, los activos totales presentan un aumento de US\$202,9 millones con respecto a Diciembre 2009, lo que equivale a un aumento de 3,7%.

Efectivos y Equivalentes al efectivo: El rubro 'Efectivo y Equivalentes al Efectivo' alcanzó US\$611,7 millones, un aumento de un 26,2% respecto al cierre a diciembre 2009. En Enero 2010 la compañía emitió un bono en los mercados internacionales por US\$500 millones, dinero utilizado para el prepago parcial de un crédito sindicado (US\$250 millones) y para financiar los proyectos de inversión actualmente vigentes.

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar: El rubro 'Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar' alcanzó US\$272,8 millones, un alza de 17,6% respecto a Dic09. La variación positiva en 'Ventas normales' por US\$41,5 es producto de las nuevas regulaciones del mercado eléctrico, situación que provocó que todos los deudores por venta de la compañía cayeran bajo este rubro; el alza de US\$20,7 millones en 'Deudores varios' es producto de mayores anticipos pagados a proveedores parcialmente

compensados por una baja de US\$21,3 millones en las 'Ventas a distribuidores sin contrato' debido a la recaudación del primer semestre 2010.

Cuentas por Cobrar Impuestos Corrientes: Las cuentas por cobrar impuestos corrientes registran un saldo de US\$187,6 millones al 30 de junio de 2010, una disminución de 7,6% respecto al cierre del año 2009, la cual se debe a la recuperación del "remanente" crédito fiscal y de proyectos por US\$19 millones.

Activos No Corrientes: La cuenta de Propiedades, Plantas y Equipos, neto registró un saldo de US\$4.281,5 millones, al cierre de junio de 2010, un aumento de 2,3% respecto al cierre a Dic09, explicado por los proyectos de inversión que está ejecutando la Compañía.

Pasivos Corrientes en Operación: Los Pasivos Corrientes en Operación alcanzaron a US\$274,6 millones, una disminución de 13,9% en el semestre en comparación al cierre de Dic09. Esta disminución se explica principalmente por menores dividendos por pagar de US\$47 millones, producto del pago de dividendos en el mes de mayo 2010.

Pasivos No Corrientes en Operación: totalizaron US\$1.880,7 millones al cierre de junio de 2010, un aumento de 12,2% durante el semestre, debido principalmente a la emisión de un bono por US\$ 500 millones en los mercados internacionales, compensado parcialmente por el prepago parcial por US\$250 millones del Crédito Sindicado (US\$400 millones). Otro efecto a considerar es el traspaso de la porción de corto plazo de un crédito denominado en pesos por US\$19 millones

Patrimonio: Al término del semestre la Compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.488,1 millones, una variación positiva de 1,25% durante el primer semestre del año que se explica principalmente por la ganancia del ejercicio.

5. 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	Dic09	Jun10
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	3,04	4,07
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	2,97	4,00
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,58	0,62
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	15,98%	12,74%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	84,02%	87,26%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	5,74	3,94
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) después de imptos. Actividades continuadas / Patrimonio Neto Promedio	7,18%	2,35%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	4,46%	1,41%
Rendimientos Activos Operacionales (%): Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	5,40%	3,74%

- Patrimonio promedio: Patrimonio a Junio 2010 más el patrimonio a diciembre 2009 dividido por dos.
- Total activo promedio: Total activo de Junio 2010 más el total de activo a diciembre 2009 dividido por dos.
- Activos operacionales promedio: Total de Propiedad, planta y equipo de Junio 2010 más el total de Propiedad, planta y equipo a diciembre 2009 dividido por dos.

6. 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		
Jun-09	Jun-10		2T09	1T10	2T10
515,2	484,4	Efectivo Equivalente Inicial	506,3	484,4	649,9
20,6	0,3	Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente saldo inicial	7,5	(4,3)	4,6
124,6	214,5	Flujo Efectivo de la Operación	20,8	98,3	116,2
63,7	140,7	Flujo Efectivo de Financiamiento	74,3	193,2	(52,5)
(236,0)	(212,0)	Flujo Efectivo de Inversión	(93,7)	(128,1)	(83,9)
(47,8)	143,2	Flujo Neto del Período	1,4	163,4	(20,2)
65,0	(16,2)	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	37,8	6,4	(22,6)
553,0	611,7	Efectivo Equivalente Final	553,0	649,9	611,7

Las actividades de la operación generaron un flujo positivo durante el semestre de US\$214,5 millones, el que se explica fundamentalmente por la recaudación neta de las cuentas por cobrar a clientes de aproximadamente US\$569,9 millones, parcialmente compensado por pagos a proveedores por US\$318,9 millones y desembolsos por gastos financieros de US\$35,3 millones.

Las operaciones de financiamiento originaron un flujo neto positivo durante el semestre de US\$ 140,7 millones principalmente debido a la emisión de un bono por US\$500 millones en los mercados internacionales, con cuyos fondos se procedió a realizar el prepago parcial por US\$250 millones del Crédito Sindicado (US\$400 millones) y la amortización del saldo de efectos de comercio por US\$20 millones. Además, durante el período se pagaron dividendos por un monto de US\$75,4 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo negativo de US\$212 millones durante el semestre, principalmente debido a incorporaciones de propiedades, planta y equipos por US\$208,7 millones producto de los proyectos en etapa de construcción.

7. 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 (incluyendo a San Clemente que entró en operación durante Julio 2010). Opera en el Sistema Interconectado Central (SIC), donde representa cerca del 25% del mercado.

Los resultados de la compañía tienen una variabilidad dependiente de condiciones exógenas como son la hidrología y el precio del petróleo, por cuanto en años secos debemos operar nuestras unidades térmicas con petróleo diesel o incrementar las compras de energía en el mercado spot a costos marginales marcados por esta misma tecnología. Es por esta razón que Colbún ha basado su política comercial en mantener un adecuado equilibrio entre el nivel de compromisos de venta de electricidad, la capacidad propia en medios de generación competitiva y los costos de producción en general. Para limitar el riesgo a la variación de los precios del combustible en los periodos que se prevee una exposición, se cuenta con una política de cobertura de combustibles.

7.1 Perspectiva de mediano plazo

La Compañía presenta una situación más favorable en términos de resultado de la operación durante el primer semestre del año 2010, en comparación a igual semestre del año anterior. Sin perjuicio de lo anterior, los resultados de los próximos meses dependerán principalmente de las condiciones hidrológicas, del precio de los combustibles, y de la eventual disponibilidad de gas natural. A la fecha, las precipitaciones en las cuencas relevantes del Sistema Interconectado Central exhiben un déficit relevante, afectadas en gran medida por la presencia del fenómeno de la Niña en el Océano Pacífico.

A partir de enero 2010, el nivel de contratos ha bajado a aproximadamente 8.500 GWh anuales, desde el nivel de 10.000 GWh correspondiente al año 2009(sin considerar RM88). Junto con la reducción en el volumen, este año entraron en aplicación las nuevas tarifas de los contratos con las distribuidoras a precios que reflejan de mejor manera la estructura actual y futura de costos de la empresa. La reducción del nivel de compromisos y la aplicación de nuevas fórmulas de indexación con clientes regulados y clientes libres, que reflejan de mejor manera los factores de costos de Colbún, han bajado la exposición a los precios de combustibles y a las condiciones hidrológicas.

Producto del atraso en la puesta en operación de la Central Santa María, atendido los retrasos del contratista y los impactos del terremoto, prevemos un aumento en la exposición al precio diesel durante el 2011 para algunas hidrologías secas o medianamente secas. En efecto, se espera que la energía que hubiese generado dicha planta a partir de su entrada en operación, producto del atraso, sea reemplazada por mayor generación con diesel, o por mayores compras en el mercado spot a un costo marginal que igualmente

estaría marcado por esa misma tecnología. Esta exposición se encuentra mitigada parcialmente por la cobertura de *ALOP* que contempla la póliza de seguro de Todo Riesgo Construcción y Montaje del proyecto, la cual contiene deducibles estándares para este tipo de pólizas. Con el mismo objeto de reducir la exposición a precios elevados del petróleo, Colbún ha ejecutado un programa de cobertura sobre el precio del petróleo mediante la compra de opciones *call*, y busca otros combustibles alternativos para paliar dicho déficit.

7.2 Plan de Crecimiento y acciones de largo plazo

Colbún tiene como estrategia aumentar su capacidad instalada manteniendo su vocación hidroeléctrica, con un complemento térmico eficiente que permita incrementar su seguridad de suministro en forma competitiva.

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

Proyectos térmicos: En relación a la generación térmica competitiva, Colbún está desarrollando el proyecto Santa María, en la comuna de Coronel. El proyecto actualmente se enfoca en la construcción de una central a Carbón con una capacidad de aproximadamente 342 MW de potencia nominal neta. La central se encuentra en construcción y su entrada en operación está planificada para el segundo semestre del año 2011, lo que representa un retraso respecto de la fecha de puesta en marcha estimada inicialmente, debido a los atrasos acumulados por el Contratista EPC del proyecto así como por los efectos del terremoto. A junio 2010 se han registrado en la contabilidad gastos directos por reparaciones debido al terremoto por el equivalente a US\$16,6 millones, de los cuales un 10% - correspondiente al deducible del seguro de todo riesgo de construcción - ha sido reconocido como pérdida en el estado de resultados. Esta cifra incluye los estados de pago presentados a esa fecha por el Contratista y otros gastos directos de Colbún. A la fecha no se ha recibido el reclamo definitivo del Contratista por costos directos de reparación, gastos de prolongación y extensión de tiempo de construcción. Sin perjuicio de lo anterior, Colbún S.A. conjuntamente con sus asesores y el liquidador de seguros, continua en el proceso de determinación definitiva de los costos totales asociados al siniestro, incluidos tanto los gastos de reparación, físicos y de prolongación, como la pérdida de beneficio esperada por retraso en la puesta en servicio. Para estos efectos, Colbún S.A. tiene vigente una póliza de seguros con cobertura de "Todo Riesgo Construcción y Montaje", que incluye cobertura especial de perjuicios por paralización ("*ALOP*" - *advanced loss of profit*), encontrándose en curso el respectivo procedimiento de liquidación.

Proyecto San Pedro: Central hidroeléctrica de 150 MW ubicada en el río del mismo nombre en la Región de los Ríos. Actualmente se están concluyendo las obras preliminares, tales como la construcción de los caminos de acceso, el despeje de la vegetación en las áreas del proyecto y la construcción de los túneles de desvío, los que se encuentran con un 60% de avance. Antes de iniciar la construcción de las obras definitivas, y con ocasión del despeje de las

zonas del proyecto, se están realizando estudios adicionales para consolidar el conocimiento del terreno. Con la información recabada a la fecha, se prevé la realización de adecuaciones a las obras civiles con el objeto de cumplir con los factores de seguridad proyectados. Entre las adecuaciones se contempla principalmente la ampliación de la presa hacia la ladera norte y ajustes a las obras de aducción. Una vez concluidos los estudios de ingeniería asociados a los cambios, se presentarán debidamente a las autoridades competentes.

Proyecto Angostura: Este proyecto hidroeléctrico de 316 MW aprovechará los recursos hídricos de los ríos Bío Bío y Huequecura en la región del Biobío. El proyecto obtuvo la aprobación ambiental de la COREMA de la región del Biobío en septiembre 2009. Actualmente se encuentra en plena etapa de desarrollo de las obras preliminares con la construcción de caminos de acceso y de sustitución de la vialidad existente. Además, se están construyendo los portales de entrada del túnel de desvío. Durante el mes de junio se firmaron los contratos de obras civiles y de equipamiento electromecánico para la central.

Además, la Compañía asociada 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, que totalizarían 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 se encuentra en proceso de tramitación ambiental.

7.3 Política Medioambiental y desarrollo con la comunidad

Como complemento al desarrollo de Proyectos, Colbún ha puesto énfasis en su integración con la comunidad en los sectores donde hoy en día se están llevando a cabo proyectos energéticos. 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 impacto concreto en las comunidades.

En términos medioambientales Colbún ha buscado acercarse cada vez más a una generación eléctrica con altos índices de "eco-eficiencia", considerando en sus proyectos la eficiencia ambiental en su diseño. Además se ha avanzado en términos de privilegiar las energías renovables, desarrollando e investigando proyectos de esta índole.

7.4 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 el balance actual de la Compañía presenta un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos. Esta posición "larga" en pesos se traduce en una sensibilidad en el resultado por diferencia de cambio de aprox. US\$ 4,6 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 la política de riesgo 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

	31.12.2009	30.06.2010
Fija	100%	100%
Variable	0%	0%
Total	100%	100%

Por otro lado, Colbún tiene una posición remanente de derivados que cubrían el riesgo de tasa de interés del crédito que fue parcialmente prepagado en febrero de este año. Estos instrumentos por un nominal de US\$319 millones generan una exposición activa a la tasa Libor, posición que será manejada de acuerdo a las políticas de la Compañía, de manera de minimizar el impacto económico de deshacer estas posiciones.

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. 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.

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 periodo.

Al 30 de junio de 2010 Colbún cuenta con excedentes de caja de US\$611 millones, invertidos en Fondos Mutuos con liquidez diaria y depósitos a plazo con duración promedio menor a 90 días, monto que rebajado del efecto de coberturas financieras vigentes usadas para red denominar a dólares ciertas inversiones, alcanza a US\$ 610,9 millones. Asimismo, la Compañía cuenta con una línea comprometida de financiamiento con entidades locales por UF 5 millones, dos línea de bonos inscritas en el mercado local por un monto conjunto de UF 7 millones, una línea de efectos de comercio inscrita en el mercado local por UF 2,5 millones y líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones.