

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010

1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

- Los resultados de la Compañía presentan al cuarto trimestre de 2010 (4T10) una ganancia controladora de US\$14,7 millones, un 23,8% menor a la ganancia controladora del 3T10 y un 82,3% menor a la ganancia controladora de US\$82,9 millones en igual trimestre del año anterior (4T09). En términos acumulados, el resultado a Dic10 muestra una ganancia controladora de US\$112,3 millones, un 52,1% menor a la ganancia controladora del mismo periodo del año anterior de US\$234,4 millones.
- El EBITDA¹ del 4T10 alcanzó a US\$69,8 millones, un aumento de 69,2% en comparación con el 3T10, que fue de US\$41,2 millones y una disminución de 29,2% con respecto al mismo trimestre del año anterior, que fue de US\$98,5 millones. En términos acumulados, el EBITDA a Dic10 totalizó US\$331 millones, una disminución de 1,7% en comparación con igual fecha del año anterior, que fue de US\$336,6 millones. Las ventas a su vez alcanzaron US\$271,8 millones el 4T10, 3,8% mayores a las ventas del trimestre anterior y 3,8% menores en comparación al 4T09. De esta forma el margen EBITDA acumulado a Dic10 fue de 32,3% un alza desde 29% a Dic09.
- Las ventas físicas durante el 4T10 alcanzaron 2.332 GWh, un 3% inferiores al trimestre anterior debido a una menor venta a clientes, así como a una menor venta al mercado spot producto de una menor generación. Al comparar las ventas con el mismo trimestre del año anterior, se verifica que éstas son un 18,5% menores, reflejando la reducción en el nivel de contratos dispuesta por la política comercial y el término del suministro a clientes sin contratos (RM88), parcialmente compensadas por mayores ventas en el mercado spot.
- La generación hidráulica del 4T10 alcanzó 1.262 GWh, mostrando un aumento de 13,5% en comparación al 3T10 y una disminución de 32,1% con respecto al 4T09. La generación térmica alcanzó a 1.048 GWh, un 17,1% inferior a la generación térmica del 3T10 y un 376,9% superior a la del 4T09. En términos acumulados, la generación hidráulica a Dic10 alcanzó 5.566 GWh, un 15,4% inferior a lo generado a Dic09. La generación térmica alcanzó a 3.837 GWh, un 28,7% superior a la generación térmica del mismo periodo del año anterior. Durante el 4T10 se realizaron compras en el mercado CDEC de 13 GWh, lo cual se compara favorablemente con las compras de 46 GWh durante el 3T10, y a los 751 GWh del cuarto trimestre

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.

2009. Asimismo, las ventas realizadas en el mercado CDEC alcanzaron a 85 GWh en el 4T10, un 25,1% inferiores a las del 3T10 (113 GWh) y superiores a las nulas ventas del 4T09.

- El costo marginal del 4T10 promedió 159,9 US\$/MWh en Alto Jahuel, un 2,9% mayor comparado con los 155,3 US\$/MWh promedio durante el 3T10, y un 90,9% mayor en comparación a igual trimestre del año anterior (83,7 US\$/MWh). El aumento en el costo marginal es producto del aumento en el precio del WTI durante el último trimestre y la menor generación hidráulica producto de la hidrología seca del presente año. Como referencia, el precio promedio del WTI durante el 4T10 fue de US\$85,24 por barril, un 11,9% mayor al promedio de US\$76,21 durante el 3T10 y un 12% mayor al promedio de US\$76,13 registrado durante el 4T09. La generación diesel de Colbún para el 4T10 alcanzó a 350 GWh, un 71,7% inferior a la generación diesel de trimestre anterior y un 127,3% superior a la de igual trimestre del año anterior. Por su parte la generación con Gas y GNL alcanzó a 698 GWh, producto del acuerdo entre Colbún y ENAP el cual permitió despechar con GNL la Central Nehuenco 2 durante grande parte del período en cuestión.
- En cuanto a los ítems no operacionales, éstos presentaron una pérdida de US\$0,9 millones durante el 4T10 impulsado por gastos financieros de US\$9,7 millones parcialmente compensados por Diferencias de Cambio positivas de US\$4,2 millones e Ingresos Financieros por US\$3,6 millones. En términos acumulados, éstos muestran una pérdida de US\$84,9 millones principalmente producto de pérdidas en el rubro 'Otras Ganancias (Pérdidas)' por US\$70,8 millones. Los principales conceptos incluidos en los US\$ 70,8 millones de 'Otras pérdidas', son el pago de indemnización por término anticipado (US\$ 41,7 millones) de los contratos de transporte de gas con Transportadora de Gas del Norte S.A. ("TGN") y el reconocimiento del valor negativo del *mark-to-market* o valor justo de derivados de tasa de interés asociados a un crédito sindicado, que al ser prepagado en Feb10 perdieron su condición de instrumentos de cobertura, y por lo tanto su valorización se debió traspasar de patrimonio a resultado según lo dispone IFRS (US\$18,6 millones).
- Durante el año hidrológico 2010-11, que comenzó en Abril 2010, el agua caída hasta Diciembre 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 -51%, -35%, -30% y -19%, respectivamente. Si bien existen diferencias entre cuencas, todas presentan déficits lo que se ha traducido en una menor generación hidráulica y una mayor generación térmica, lo que a su vez ha redundado en mayores costos variables 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 último trimestre del 2011, atendido los retrasos del contratista a cargo de la construcción y los impactos del terremoto. Colbún S.A. tiene vigente una póliza de seguros con cobertura de "Todo Riesgo

Construcción y Montaje", que incluye cobertura tanto para daño físico como para perjuicios por paralización ("ALOP" - *advanced loss of profit*). En cuanto a daño físico, a diciembre de 2010 se han registrado en la contabilidad US\$ 30,3 millones como baja de activo, cifra equivalente a los estados de pagos por reparación pagados al contratista y otros gastos incurridos por Colbún. Un 10% de este monto -correspondiente al deducible del seguro- ha sido reconocido como pérdida en el estado de resultados. Colbún S.A. conjuntamente con el contratista, sus asesores y el liquidador de seguros, continua en el proceso de determinación definitiva de los costos totales asociados al terremoto, incluidos tanto los gastos de reparación como la pérdida de beneficio esperada por retraso en la puesta en servicio. En el marco de este proceso, durante el año 2010 se recibió un anticipo de US\$ 9 millones de parte de las compañías de seguro y a principios del año 2011 Colbún ha presentado al liquidador una reclamación por daño físico por un monto de 77 millones, cifra que incluye gastos incurridos por Colbún, así como gastos presentados por el contratista principal por concepto de reparación de daños físicos.

- En relación al proyecto hidroeléctrico San Pedro (150 MW), ubicado en las comunas de Los Lagos y Panguipulli, se ha concluido la construcción de las obras preliminares. Como se ha venido informando, Colbún está realizando una nueva campaña de estudios para consolidar el conocimiento del terreno, la cual se espera finalice durante el primer semestre del año 2011. Con la información recabada a la fecha, se prevé la realización de adecuaciones a las obras civiles. Una vez terminado los estudios de terreno, se contratarán los estudios de ingeniería para la adecuación del actual proyecto los cuales se presentarán a las autoridades competentes. Debido a lo anterior, la adjudicación de las obras principales se postergó. El cronograma de la construcción del proyecto se tendrá una vez terminada la campaña de estudios adicionales.
- El proyecto hidroeléctrico Angostura (316 MW), se encuentra en plena etapa de obras tempranas con la construcción de los portales de entrada del túnel de desvío y la excavación del Túnel de acceso a la Caverna de Máquinas. Entre los hitos más importantes alcanzados recientemente, en diciembre se finalizó la construcción del camino *by-pass* para la construcción de la central. A la fecha prácticamente un 100% de los contratos se encuentran adjudicados.
- Al cierre del 4T10, la Compañía cuenta con una liquidez de US\$554,5 millones, monto que agregado el efecto de las coberturas financieras vigentes usadas para redenominar a dólares y euros ciertas inversiones, alcanza a US\$542,6 millones². Esta liquidez es un elemento importante del plan de financiamiento del programa de inversiones y además una reserva ante condiciones hidrológicas menos favorables.

² Para efectos de IFRS, los derivados se presentan separadamente en la cuenta Activo o Pasivo de Cobertura. Para mayor detalle revisar Nota 7.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 1 muestra un resumen del Estado de Resultados de los trimestres 4T10, 3T10 y 4T09 y los resultados acumulados para Dic10 y Dic09.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
Dic-09	Dic-10		4T09	3T10	4T10
1.159,3	1.024,3	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	282,4	261,9	271,8
477,9	435,3	Venta a Clientes Regulados	111,7	114,4	119,1
341,0	403,9	Venta a Clientes Libres	78,7	112,9	110,4
216,9	-	Ventas a Clientes Sin Contrato	46,6	(0,5)	-
36,1	88,3	Ventas otras generadoras	5,1	17,3	10,2
87,4	96,8	Otros ingresos	40,3	17,8	32,0
(774,4)	(633,5)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(166,6)	(206,3)	(184,8)
(63,0)	(78,8)	Peajes	(36,3)	(16,8)	(27,2)
(274,7)	(35,3)	Compras de Energía y Potencia	(72,4)	(12,4)	(14,7)
(60,7)	(127,9)	Consumo de Gas	(17,6)	(2,3)	(72,2)
(306,1)	(336,5)	Consumo de Petróleo	(24,4)	(161,6)	(50,7)
(69,9)	(55,0)	Otros	(15,9)	(13,1)	(19,9)
384,9	390,8	MARGEN BRUTO	115,8	55,7	87,0
(33,6)	(37,6)	Gastos por beneficios a empleados	(10,9)	(9,9)	(10,8)
(14,7)	(22,1)	Otros gastos, por naturaleza	(6,4)	(4,5)	(6,4)
(121,8)	(124,0)	Gastos por depreciación y amortización	(30,9)	(30,9)	(31,3)
214,8	207,1	RESULTADO DE OPERACIÓN	67,6	10,3	38,5
336,6	331,1	EBITDA	98,5	41,2	69,8
14,1	12,9	Ingresos financieros	(0,6)	3,2	3,6
(51,8)	(49,1)	Gastos financieros	(10,4)	(9,2)	(9,7)
(4,4)	4,0	Resultados por unidades de reajuste	1,0	1,0	(0,3)
81,5	17,7	Diferencias de cambio	37,7	39,8	4,2
1,0	0,5	Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	(1,9)	(0,1)	(0,4)
(9,6)	(70,8)	Otras ganancias (pérdidas)	(9,8)	(49,2)	1,7
30,9	(84,9)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	15,9	(14,5)	(0,9)
245,6	122,2	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	83,5	(4,2)	37,5
(6,5)	(6,3)	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	0,8	23,8	(22,8)
239,1	115,9	GANANCIA (PÉRDIDA) DE ACTIVIDADES CONTINUADAS DESPUES DE IMPUESTOS	84,3	19,6	14,7
239,1	115,9	GANANCIA (PÉRDIDA)	84,3	19,6	14,7
234,4	112,3	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	82,9	19,3	14,7
4,8	3,6	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	1,4	0,3	-

2.1 ANÁLISIS DEL RESULTADO DE OPERACIÓN

El EBITDA del 4T10 ascendió a US\$69,8 millones, un 69,2% superior que los US\$41,2 millones del 3T10 y un 29,2% menor que los US\$98,5 millones del 4T09. En términos acumulados, el EBITDA a Dic10 ascendió a US\$331 millones, un 1,7% menor que los US\$336,6 millones a Dic09.

Las ventas de energía y potencia del 4T10 ascendieron a US\$239,7 millones, lo que significó una disminución de un 1,8% respecto al tercer trimestre del año, debido a menores ventas físicas de energía de 3%, lo cual fue contrarrestado parcialmente por un alza de 0,2% en los precios promedio monómicos. En términos acumulados, las ventas de energía y potencia a Dic10 ascendieron a US\$927,5 millones mostrando una disminución de 13,5% respecto a igual período del año anterior, lo cual es producto principalmente de un menor nivel de contratación, parcialmente compensado por una alza de 6% en los precios promedios monómicos.

Los costos de materias primas y consumibles utilizados durante el 4T10 fueron un 10,4% menores a los registrados durante el 3T10, principalmente por un menor consumo de diesel, compensado parcialmente con un aumento del consumo de GNL. En términos acumulados, los consumos de materias primas y materiales secundarios a Dic10 fueron un 18,2% 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, menores costos de mantenimiento de las centrales.

2.1.1 Ventas Físicas

La Tabla 2 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía y potencia para los trimestres 4T10, 3T10 y 4T09 y para Dic10 y Dic09.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		
Dic-09	Dic-10		4T09	3T10	4T10
11.574	9.435	Total Ventas Físicas (GWh)	2.796	2.405	2.332
4.760	3.800	Clientes Regulados	1.166	925	940
4.879	5.030	Clientes Libres	1.204	1.367	1.308
1.715	0	Distribuidoras s/Contratos	426	0	0
221	606	Ventas CDEC	0	113	85
1.501	1.315	Potencia (MW)	1.486	1.367	1.384

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		
Dic-09	Dic-10		4T09	3T10	4T10
9.560	9.403	Total Generación (GWh)	2.122	2.375	2.310
6.580	5.566	Hidráulica	1.858	1.112	1.262
178	1.273	Térmica Gas	111	26	698
2.802	2.563	Térmica Diesel	154	1.237	350
2.295	100	Compras CDEC	751	46	13

2.1.2 Ingresos de actividades ordinarias de la Operación

Los *Ingresos de actividades ordinarias* del 4T10, ascendieron a US\$271,7 millones, un 3,7% mayor a los obtenidos durante el 3T10 y un 3,8% menor a los registrados para igual período del año anterior.

Ventas de Energía y Potencia

Ventas a Clientes Regulados: Las ventas valoradas del 4T10 alcanzaron US\$119,1 millones, mayores en 4,1% con respecto al 3T10 y mayores en 6,6% respecto al 4T09. Este aumento se debe principalmente a mayores precios promedio monómicos de 2,5% (3T10) y a mayores precios promedio monómicos de 32,3% (4T09), parcialmente compensados por la menor energía contratada para el año 2010. Excluyendo del análisis el efecto reliquidaciones durante los períodos en cuestión (US\$0,2 millones -3T10- y US\$0,8 millones -4T09-), las ventas valoradas presentan un alza de US\$4,7 millones respecto al 3T10 y un alza de US\$8,2 millones respecto al 4T09, lo que repercute en mayores precios promedio monómicos de 2,7% y 33,4%, respectivamente.

Ventas a Clientes Libres: Las ventas valoradas alcanzaron los US\$110,4 millones en el 4T10, una disminución de un 2,2% respecto a los US\$112,9 millones del 3T10 y un aumento de un 40,3% respecto a los US\$78,7 millones del 4T09. Separando el efecto de reliquidaciones por US\$1,9 millones (4T10), US\$2,1 millones (3T10) y US\$0,1 millones durante el 4T09, los precios promedio monómicos aumentan un 2,5% respecto al 3T10 y 26,9% respecto al 4T09. Las ventas físicas ascienden a 1.308 GWh para el 4T10, un 4,3% menores con respecto a los 1.367 GWh comercializados durante el 3T10 y un 8,7% mayores a los 1.204 GWh comercializados el 4T09. El alza en las ventas físicas para en comparación al 4T09, se vio destacada 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 4T10, hubo ventas por 85 GWh al CDEC, equivalentes a US\$ 10,2 millones, menores a las ventas CDEC del 3T10 que alcanzaron 113 GWh, equivalente a un monto de US\$17,3 millones y mayores a las nulas ventas al CDEC del 4T09.

Otros Ingresos: Los otros ingresos ordinarios alcanzaron los US\$32 millones el 4T10, mayores en 79,7% con respecto al 3T10 y menores en 10,8% respecto a igual trimestre del año anterior. El aumento en comparación al 3T10 es producto de reliquidaciones de meses anteriores de peajes de subtransmisión registradas durante los meses de Noviembre y Diciembre.

2.2 ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS

Los costos de materias primas y consumibles utilizados el 4T10 fueron de US\$184,8 millones disminuyendo en un 10,4% o US\$21,5 millones con respecto a los del 3T10, y aumentando en un 10,9% o US\$18,2 millones con respecto al 4T09.

Durante el 4T10 existieron compras de energía y potencia en el mercado CDEC por US\$14,7 millones, lo que significó un aumento de US\$2,3 millones con respecto al 3T10 y una disminución de US\$57,7 millones en comparación a igual trimestre del año anterior. Esta disminución se debió a menores compromisos contractuales del 2010.

Los costos de combustibles durante el 4T10 alcanzaron los US\$122,9 millones, disminuyendo en un 25% con respecto al 3T10 y aumentando un 192,8% en comparación a igual trimestre del año anterior. Este aumento es producto principalmente de la menor capacidad de generación hidro que presentó la compañía durante el 4T10 (vs 4T09) producto de la menor disponibilidad de agua en las cuencas relevantes para Colbún. En términos acumulados, los costos de combustibles alcanzaron los US\$464,4 millones, aumentando en un 26,6% con respecto al mismo periodo del año anterior, producto de una mayor generación térmica de 28,7% y a mayores precios del petróleo. El costo del diesel acumulado fue de US\$336,5 millones lo que representa un alza de 9,9% en comparación a igual período de 2009. En cuanto al gas natural, el costo a Dic10 fue de US\$127,9 millones, en comparación con los US\$60,7 millones durante el mismo periodo del año anterior.

Como referencia, el precio promedio del WTI durante el cuarto trimestre 2010 fue de US\$85,24 por barril, un 11,9% mayor al promedio de US\$76,21 durante el tercer trimestre del presente y un 12% mayor al promedio del cuarto trimestre 2009 de US\$76,1.

Los costos de peajes registrados en el 4T10 alcanzan, a US\$27,2 millones, un aumento de 61,8% con respecto al 3T10 y una disminución de 25,1% con respecto al 4T09. Las diferencias en comparación con el 3T10 se deben a reliquidaciones de IT por un monto de US\$6 millones.

Los otros costos del 4T10 fueron de US\$19,9 millones, un aumento de 51,8% y 25,3% respecto al 3T10 y 4T09, respectivamente. La principal causa del aumento en comparación al 3T10 y 4T09 son los mayores costos de mantención de las centrales de los complejos Nehuenco y Colbún.

3. ANÁLISIS DE ÍTEMS NO OPERACIONALES

Los ítems no operacionales del 4T10 alcanzaron pérdidas por US\$0,9 millones, que se compara positivamente con la pérdida de US\$14,5 millones del 3T10 y se compara negativamente con la utilidad de US\$15,9 millones del 4T09. En términos acumulados los ítems no operacionales a Dic10 alcanzaron pérdidas por US\$84,9 millones, lo que significó un aumento de US\$115,8 millones en comparación a Dic09. Las principales diferencias se debieron a una menor utilidad por Diferencia de Cambio y mayores pérdidas en el ítem 'Otras ganancias (pérdidas)'.

Gastos Financieros: Los gastos financieros durante el 4T10 fueron de US\$9,7 millones, superiores en US\$0,5 a los registrados el 3T10 e inferiores en US\$0,7 millones a los registrados el 4T09. A nivel acumulado a Dic10 alcanzaron los US\$49,1 millones menores en un 6,7% a los presentados a Dic09. Los menores gastos financieros en comparación a los períodos analizados, se deben a una mayor activación de gastos financieros producto de los proyectos que está llevando a cabo la Compañía.

Ingresos Financieros: Los ingresos financieros durante el 4T10 alcanzaron los US\$3,6 millones superiores en US\$0,4 y US\$4,2 millones a los registrados el 3T10 y 4T09, respectivamente. En términos acumulados alcanzaron a US\$12,9 millones, siendo un 8,2% menores a los del período Dic09, principalmente por una menor tasa LIBOR, parcialmente compensado por mayores montos administrados.

Otras ganancias (pérdidas): Las Otras ganancias (pérdidas) durante el 4T10 mostraron ganancias de US\$1,7 millones - originada principalmente por el registro en la contabilidad de menores costos de reparación de daños producto del terremoto en el Proyecto Santa María a los originalmente provisionados, lo que se tradujo en un menor monto provisionado del deducible a pagar. A nivel acumulado a Dic10 las 'Otras ganancias (pérdidas)' alcanzaron pérdidas por US\$70,8 millones lo que significó un aumento de US\$61,3 millones en comparación a Dic09. Las mayores pérdidas se deben principalmente al acuerdo con TGN suscrito durante el 3T10, y a la valorización o *mark-to-market* negativo de ciertos derivados de tasa de interés asociados a un crédito sindicado que al ser prepagado en Feb10 perdieron su condición de instrumento de cobertura, y por lo tanto su valorización se debió traspasar desde patrimonio a resultado según lo dispone IFRS (US\$18,5 millones).

Diferencia de Cambio: La diferencia de cambio generada durante el 4T10 alcanzó los US\$4,2 millones inferior en US\$35,6 millones y US\$33,5 millones a lo registrado el 3T10 y 4T09, respectivamente. A nivel acumulado a Dic10 muestra un resultado positivo de US\$17,7 millones debido a una apreciación en 7,5% 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 presenta un gasto acumulado a Dic10 de US\$6,3 millones. El principal factor que incide en este ítem es la variación del peso respecto al dólar y su efecto en el balance tributario, siendo las partidas más relevantes el activo fijo tributario y la pérdida tributaria (cuya moneda de cálculo es el peso chileno) respecto al balance financiero (cuya moneda funcional es el dólar). Como referencia el peso experimentó una apreciación de 7,5% durante el período Ene - Dic del año 2010.

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 31 de diciembre de 2010.

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

	Dic-09	Dic-10	Var Dic10/Dic 09
Activo corriente en operación	950,8	1.088,9	138,1
Efectivo y equivalentes al efectivo	484,7	554,5	69,8
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	231,9	308,4	76,5
<i>Ventas normales</i>	85,1	132,6	47,5
<i>Ventas distribuidores sin contrato</i>	106,0	104,0	(2,0)
<i>Deudores varios</i>	40,8	71,8	31,0
Activos por impuestos corrientes	203,0	178,4	(24,6)
Otros activos corrientes	31,2	47,5	16,3
Activos no corrientes	4.489,2	4.675,0	185,9
Propiedades, planta y equipo, neto	4.184,8	4.431,6	246,8
Otros activos	304,4	243,5	(60,9)
TOTAL ACTIVOS	5.440,0	5.763,9	323,9
Pasivos corrientes en operación	318,5	334,1	15,7
Pasivos no corrientes	1.676,7	1.926,9	250,2
Patrimonio neto	3.444,8	3.502,9	58,1
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	5.440,0	5.763,9	323,9

Al 31 de diciembre de 2010, los activos totales presentan un aumento de US\$323,9 millones con respecto a Diciembre 2009, lo que equivale a un aumento de 6%.

Efectivos y Equivalentes al efectivo: El rubro 'Efectivo y Equivalentes al Efectivo' alcanzó US\$554,5 millones, monto que agregado el efecto de las coberturas financieras vigentes usadas para redenominar a dólares y euros ciertas inversiones, alcanza a US\$542,6 millones. 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\$308,4 millones, un alza de 33% respecto a Dic09. Al analizar los distintos componentes de esta cuenta por cobrar se aprecian similares 'Ventas distribuidores sin contrato' producto del traspaso de la totalidad de la porción de largo al corto plazo de esta cuenta – la cual anteriormente se encontraba en el Activo no corriente – por US\$61,5 millones parcialmente compensada por la recaudación durante el año 2010 de

las ventas bajo la RM88 (decreto caducado en Dic09). El ítem 'Deudores Varios' presenta una variación positiva de US\$31 millones debido principalmente a que registra las cuentas por cobrar de siniestros con cobertura de seguros. Por último, las 'Ventas Normales' presentaron una variación positiva de US\$47,5 millones producto de una mayor venta a clientes con contrato durante el año 2010.

Cuentas por Cobrar Impuestos Corrientes: Las cuentas por cobrar impuestos corrientes registran un saldo de US\$178,4 millones al 31 de diciembre de 2010, una disminución de 12,1% respecto al cierre del año 2009, la cual se debe principalmente a la recuperación del "remanente" crédito fiscal por US\$28,5 millones.

Activos No Corrientes: La cuenta de Propiedades, Plantas y Equipos, neto registró un saldo de US\$4.431,6 millones, al cierre de diciembre de 2010, un aumento de 5,9% 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\$334,1 millones, un aumento de 4,9% a Dic10 en comparación al cierre de Dic09. Este aumento se explica principalmente por mayores pasivos financieros corrientes por US\$50,4 millones y mayores impuestos a la renta por pagar por US\$14 millones, parcialmente compensados por menores dividendos por pagar de US\$51 millones.

Pasivos No Corrientes en Operación: Los Pasivos No Corrientes en Operación totalizaron US\$1.926,9 millones al cierre de Dic10, un aumento de 14,9% durante el período, 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: La Compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.502,9 millones, una variación positiva de 1,7% durante el año 2010. Esta alza se explica principalmente por la ganancia del ejercicio, a ganancias por diferencias de cambio por conversión y reservas de flujo de caja y una disminución por el mayor valor pagado en la compra de "HASA" respecto a valor libro.

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	Dic-09	Dic-10
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	2,98	3,24
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	2,92	3,17
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,58	0,65
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	15,96%	14,64%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	84,04%	85,36%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	5,74	3,49
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) después de imptos. Actividades continuadas / Patrimonio Neto Promedio	7,18%	3,23%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	4,45%	2,00%
Rendimientos Activos Operacionales (%) Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	5,40%	4,67%

- Patrimonio promedio: Patrimonio a Dic10 más el patrimonio a Dic09 dividido por dos.
- Total activo promedio: Total activo de Dic10 más el total de activo a Dic09 dividido por dos.
- Activos operacionales promedio: Total de Propiedad, planta y equipo de Dic10 más el total de Propiedad, planta y equipo a Dic09 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		
Dic-09	Dic-10		4T09	3T10	4T10
515,2	484,4	Efectivo Equivalente Inicial	396,6	611,7	548,0
6,7	0,3	Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente saldo inicial	(11,0)	-	-
398,2	341,4	Flujo Efectivo de la Operación	138,6	19,5	107,4
(27,3)	134,5	Flujo Efectivo de Financiamiento	(31,0)	(3,4)	(2,8)
(521,2)	(434,6)	Flujo Efectivo de Inversión	(63,5)	(121,6)	(101,0)
(150,3)	41,3	Flujo Neto del Período	44,1	(105,5)	3,6
112,8	28,5	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	54,7	41,8	2,9
484,4	554,5	Efectivo Equivalente Final	484,4	548,0	554,5

Las actividades de la operación generaron un flujo neto positivo a Dic10 de US\$341,4 millones, el que se explica fundamentalmente por la recaudación neta de las cuentas por cobrar a clientes de aproximadamente US\$1.283 millones, parcialmente compensado por pagos a proveedores y empleados por US\$852 millones y desembolsos por gastos financieros netos de US\$72 millones.

Las operaciones de financiamiento originaron un flujo neto positivo a Dic10 de US\$ 134,5 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\$75,3 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$434,6 millones a Dic10, principalmente debido a incorporaciones de propiedades, planta y equipos por US\$396 millones producto de los proyectos en etapa de construcción y a la adquisición por parte de Colbún del 100% de las acciones de su filial Hidroeléctrica Aconcagua S.A. por US\$31,3 millones.

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. Opera en el Sistema Interconectado Central (SIC), donde representa cerca del 22% 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 prevé una exposición, se cuenta con una política de cobertura de combustibles.

7.1 Perspectiva de mediano plazo

La Compañía presentó resultados operacionales similares a los del año anterior, pese a que el SIC (Sistema Interconectado Central) enfrentó una de las condiciones hidrológicas más secas de los últimos 50 años. Esta condición seca empezó a afectar los resultados de la Compañía a partir del 3T10 y se prevé que afecte también el primer trimestre del año 2011, fecha que marca el término del año hidrológico. Actualmente el SIC está afectado por la presencia del fenómeno de la Niña en el Océano Pacífico, que se caracteriza por producir escasez de precipitaciones.

La capacidad de enfrentar una condición extremadamente seca en forma satisfactoria se debe en gran medida a la reducción de contratos durante el año 2010 (bajaron a aproximadamente 8.800 GWh anuales desde el nivel de 10.000 GWh el año 2009), junto a la entrada en aplicación de las nuevas tarifas de los contratos con las distribuidoras a precios que contienen fórmulas de indexación que reflejan de mejor manera la estructura de costos de la empresa.

A partir del año 2011 el nivel de contratación experimenta un alza a aproximadamente 10.900 GWh, incremento que a raíz del atraso en la puesta en operación de la Central Santa María, aumentará transitoriamente la exposición al precio diesel 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 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.

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 proveniente de GNL para la operación a plena capacidad de una unidad de ciclo combinado del complejo Nehuenco, en dos subperiodos: Oct10 a Dic10 y Ene11 a May11.

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:

Proyecto Santa María: 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 último trimestre 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.

Proyecto San Pedro: En relación al proyecto hidroeléctrico San Pedro (150 MW), ubicado en las comunas de Los Lagos y Panguipulli, se ha concluido la construcción de las obras preliminares. Como se ha venido informando, Colbún está realizando una nueva campaña de estudios para consolidar el conocimiento del terreno, la cual se espera finalice durante el primer semestre del año 2011. Con la información recabada a la fecha, se prevé la realización de adecuaciones a las obras civiles. Una vez terminado los estudios de terreno, se contratarán los estudios de ingeniería para la adecuación del actual proyecto los cuales se presentarán a las autoridades competentes. Debido a lo anterior, la adjudicación de las obras principales se postergó. El cronograma de la construcción del proyecto se tendrá una vez terminada la campaña de estudios adicionales.

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 el proyecto se encuentra en plena etapa de obras tempranas con la construcción de los portales de entrada del túnel de

desvío y la excavación del Túnel de acceso a la Caverna de Máquinas. Entre los hitos importantes alcanzados recientemente, en diciembre se finalizó la construcción del camino *by-pass* para la construcción de la central. A la fecha prácticamente un 100% de los contratos se encuentran adjudicados.

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 un resultado por diferencia de cambio de aprox. US\$4,5 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		
	Dic-09	Dic-10
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 nocional de US\$250 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.

A Dic10 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-. Respecto a los derivados existentes, todas las contrapartes internacionales de la compañía tienen riesgo equivalente a grado de inversión y sobre un 80% de éstas poseen clasificación de riesgo internacional A+ o superior.

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.

A Dic10 Colbún cuenta con excedentes de caja de US\$542 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.