

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009

1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

- A contar del año 2009 la Compañía inició la aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera, NIIF, por lo que la información financiera contable utilizada en este Análisis Razonado proviene de los Estados Financieros elaborados según estas normas. Producto de este cambio, la Sociedad adoptó como moneda funcional el dólar de los EEUU ("US\$").
- Los resultados de la Compañía presentan en el cuarto trimestre del año (4T09) una ganancia controladora¹ de US\$ 82,9 millones, que se compara favorablemente con la ganancia del trimestre anterior (3T09) de US\$ 24,0 millones. Estos resultados del trimestre se comparan positivamente con la ganancia del mismo trimestre del año anterior (4T08) de US\$ 54,6 millones. Ambas comparaciones trimestrales son favorables, principalmente producto del efecto positivo de la apreciación del CLP versus el USD durante el año 2009. En términos acumulados, los resultados de la Compañía presentan una ganancia a Dic09 de US\$ 234,4 millones, superior a la ganancia acumulada a Dic08 de US\$ 63,8 millones explicada mayoritariamente por menores costos de compra de petróleo, menores costos de compra de energía en el mercado spot y efectos positivos de la apreciación de la moneda local sobre las diferencias de cambio y los impuestos.
- El EBITDA² del 4T09 alcanzó a US\$ 98,5 millones que representa un leve incremento de 1% con el registrado el 3T09 (US\$ 97,4 millones) y una reducción de 3% con el del mismo trimestre del año anterior (US\$ 101,2 millones). El EBITDA acumulado a Dic09 alcanza a US\$ 336,6, un 43% superior al acumulado a Dic08 (US\$ 236,0 millones).
- Durante el 4T09, la generación hidráulica de Colbún alcanzó 1.858 GWh, lo que representa un incremento de 11% (180 GWh) con respecto al trimestre anterior y una disminución de 3% (56 GWh) respecto a igual trimestre del año anterior. La generación hidráulica del 4T09 permitió cubrir 78% de los compromisos contractuales del trimestre, en comparación a 70% el trimestre anterior y 77% el 4T08. En términos acumulados a Dic09, la generación hidráulica de 6.579 GWh representa una disminución respecto al año anterior de 4%, cubriendo 68% de los compromisos contractuales en 2009 versus 70% en 2008.

¹ Bajo IFRS, a la Utilidad se le denomina "Ganancia Controladora"

² EBITDA = Resultado de operación + Depreciación y Amortizaciones

- La generación térmica del 4T09 por su parte, fue de 265 GWh y presenta una disminución de 69% (586 GWh) respecto al 3T09 y de 70% (630 GWh) respecto al 4T08. En términos acumulados a Dic09, la generación térmica presenta una disminución de 21% (2.980 GWh v/s 3.784 GWh) producto de los trabajos de mantenimiento mayor a principios de año en el complejo Nehuenco, y un menor despacho de las centrales térmicas de Colbún el resto del año 2009, como consecuencia de los menores costos marginales del sistema en comparación al año 2008.
- Los costos marginales del 4T09 en el sistema (SIC) promediaron 84 US\$/MWh en Alto Jahuel, 6% menor que los del trimestre anterior (89 US\$/MWh) y 41% menor al promedio del 4T08 (141 US\$/MWh). La baja de los costos marginales promedio durante el 4T09 con respecto al 3T09 es consecuencia de la mayor generación hidráulica en el sistema (68% v/s 63% del total en 4T09 y 3T09, respectivamente) y la mayor generación con GNL (7% v/s 2% del total en 4T09 y 3T09, respectivamente). La baja de los costos marginales promedio del 4T09 en comparación al mismo trimestre del año anterior (4T08) es más notoria dado que varias centrales térmicas eficientes entraron en operación durante el año 2009.
- Los otros ingresos ordinarios destacan con un aporte positivo de US\$ 40,3 millones durante el 4T09 principalmente producto de la aplicación de las nuevas tarifas de sub-transmisión que incluyen ajustes retroactivos desde su fijación en enero 2009 y la aplicación del cargo único troncal, que incluye ajustes retroactivos desde su decreto en 2004. Los mayores ingresos representan el costo de peaje que Colbún cobra a sus clientes por el uso de líneas de transmisión pertenecientes a terceros. Estos ingresos tienen una contrapartida en costos de peaje, que es el costo que Colbún paga a los propietarios de las líneas de transmisión.
- Las diferencias de cambio del 4T09 tuvieron un efecto positivo sobre las ganancias de US\$ 37,7 millones (en comparación a la pérdida de US\$ 2,2 millones que tuvo durante el 3T09) como consecuencia de un exceso de activos sobre pasivos denominados en pesos, y una apreciación de 7,9% de la moneda local respecto al dólar durante el último trimestre (versus una depreciación de 3,5% durante el 3T09).
- El impuesto a las ganancias registra un ingreso de US\$ 0,8 millones durante el 4T09 (en comparación al gasto de US\$ 32,0 millones reportado durante el trimestre anterior). Este cambio de signo de los impuestos a las ganancias se explica porque bajo IFRS los efectos de diferencias cambiarias que se originan por llevar contabilidad financiera en dólares y contabilidad tributaria en pesos se registran en este rubro del estado de resultados. La apreciación experimentada por el peso respecto al dólar generó este efecto positivo. (Ver nota 24 de EEFF para mayor detalle).
- El agua caída desde el inicio del año hidrológico en curso hasta la fecha de publicación de estos estados financieros (el año hidrológico se inicia en abril

de cada año y termina a fines de marzo del año siguiente) en las cuatro cuencas relevantes para Colbún, esto es: en el valle del Aconcagua, Armerillo en la cuenca del Maule, la cuenca del Laja y el lago Chapo en Canutillar registra una variación respecto a las precipitaciones medias de -29%, +6%, +19% y +4%, respectivamente.

- Respecto a los proyectos en construcción, el proyecto termoeléctrico a carbón Santa María, ubicado en Coronel (342 MW), se encuentra en pleno período de construcción, mostrando un avance de 72%. El proyecto hidroeléctrico San Pedro (150 MW) concluyó la construcción de los caminos de acceso y se sigue trabajando en las obras del túnel de desvío y los trabajos preliminares en el sector de la casa de máquinas. En el caso de la central mini-hidro San Clemente, ya se montó la turbina y su entrada en operación está prevista para el año 2010. El proyecto hidroeléctrico Angostura (316 MW) en tanto, obtuvo la aprobación ambiental de la COREMA de la región del BíoBío en septiembre 2009.
- Al cierre de Dic09, la Compañía cuenta con una liquidez reflejada en inversiones financieras por US\$ 484,7 millones, monto que agregado el efecto de las coberturas financieras vigentes usadas para red denominar a dólares ciertas inversiones, alcanza a US\$ 484,1 millones³. Esta liquidez es un elemento importante del financiamiento del programa de inversiones y una reserva ante condiciones hidrológicas menos favorables.
- En enero 2010, las agencias de crédito Standard and Poor's y Fitch Ratings calificaron por primera vez la deuda en moneda extranjera de la Compañía, asignándole una calificación de "BBB-" y "BBB", respectivamente.
- El 14 de enero 2010, Colbún emitió un bono a 10 años por US\$ 500 millones en los mercados internacionales (tipo 144A RegS) a una tasa de colocación de 6.139% (spread de 237.5 bps sobre el bono del tesoro de Estados Unidos). Los recursos de la emisión se utilizaron para prepagar anticipadamente deuda financiera y para financiar el plan de inversiones.

³ Para efectos de IFRS, los derivados se presentan separadamente en la cuenta Activo o Pasivo de Cobertura.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La Tabla 1 muestra un resumen del Estado de Resultados acumulado a Dic08 y Dic09, así como los trimestres 4T08, 3T09, 4T09.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
Dic08	Dic09		4T08	3T09	4T09
1.345,7	1.159,3	INGRESOS ORDINARIOS	294,9	275,8	282,4
496,4	477,9	Ventas a Clientes Regulados	111,9	116,2	111,7
362,3	341,0	Ventas a Clientes Libres	87,7	74,0	78,7
427,9	216,9	Ventas a Clientes Sin Contrato	81,9	37,9	46,6
23,4	36,1	Ventas otras generadoras	(0,4)	12,6	5,1
35,7	87,4	Otros Ingresos	13,9	35,0	40,3
		CONSUMOS DE MATERIAS PRIMAS Y MATERIALES SECUNDARIOS	(184,4)	(167,5)	(166,6)
(1.073,2)	(774,4)	Peajes	4,1	(10,5)	(36,3)
(12,0)	(63,0)	Compras de Energía y Potencia	(39,6)	(32,9)	(72,4)
(308,2)	(274,7)	Consumo de gas	(23,9)	(3,6)	(7,5)
(61,3)	(16,5)	Consumo de Petróleo	(95,4)	(93,9)	(24,4)
(592,5)	(306,1)	Otros	(29,5)	(26,7)	(26,0)
(99,3)	(114,2)				
272,4	384,9	MARGEN BRUTO	110,5	108,3	115,8
(26,2)	(33,6)	Gastos de personal	(5,8)	(7,9)	(10,9)
(10,3)	(14,7)	Otros gastos varios de operación	(3,5)	(3,0)	(6,4)
(117,0)	(121,8)	Depreciación y amortización	(29,3)	(30,9)	(30,9)
119,0	214,8	RESULTADO DE OPERACIÓN	72,0	66,5	67,6
236,0	336,6	EBITDA	101,2	97,4	98,5
25,9	14,1	Ingreso financiero procedente de inversiones	11,0	3,1	(0,6)
(60,4)	(51,8)	Costos financieros (de actividades no financieras)	(16,5)	(11,3)	(10,4)
18,4	(4,4)	Resultados por unidades de reajuste	58,7	(1,1)	1,0
(120,4)	81,5	Diferencias de cambio	(132,4)	(2,2)	37,7
2,2	1,0	Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	0,6	1,7	(1,9)
188,6	6,0	Otros ingresos distintos de los de operación	88,6	5,0	(1,7)
(68,9)	(15,6)	Otros gastos distintos de los de operación	(0,4)	(5,4)	(8,1)
(14,7)	30,9	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	9,7	(10,2)	15,9
104,3	245,6	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	81,6	56,3	83,5
(37,2)	(6,5)	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	(27,1)	(32,0)	0,8
67,1	239,1	GANANCIA (PÉRDIDA) DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS DESPUES DE IMPUESTOS	54,5	24,3	84,3
67,1	239,1	GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A CONTROLADOR Y A PARTICIP. MINORITARIAS	54,5	24,3	84,3
63,8	234,4	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	54,6	24,0	82,9
3,3	4,8	PARTICIPACION MINORITARIA	(0,0)	0,3	1,4

2.1 ANÁLISIS DEL RESULTADO DE OPERACIÓN

El EBITDA del 4T09 ascendió a US\$ 98,5 millones, que se compara favorablemente con los US\$ 97,4 millones del 3T09 y desfavorablemente con los US\$ 101,2 del mismo trimestre del año anterior.

Respecto al trimestre anterior, las ventas de energía y potencia del 4T09 aumentaron levemente en US\$ 1,3 millones obedeciendo a mayores precios promedios de venta parcialmente compensados por menores ventas físicas. Los otros ingresos ordinarios aumentaron por mayores ingresos de peaje; y los consumos de materias primas y materiales secundarios bajaron levemente en US\$ 0,9 millones principalmente producto del efecto favorable de la mayor generación hidráulica y el reemplazo de generación térmica propia por compras de energía en el mercado spot a menor costo unitario, ambos parcialmente compensados por los mayores costos de peajes.

En términos acumulados a Dic09, el EBITDA ascendió a US\$ 336,6 millones, que se compara con los US\$ 236,0 millones acumulados el mismo periodo del año anterior. Aunque los ingresos ordinarios acumulados a Dic09 fueron menores en US\$ 186,4 millones con respecto a la misma fecha del año 2008, el menor consumo de materias primas y materiales secundarios en US\$ 298,8 millones compensaron ampliamente dicha disminución. De esta forma, el margen EBITDA (Cociente entre EBITDA e Ingresos Ordinarios) subió desde 18% el año 2008 a 29% el año 2009. Las menores ventas valoradas a Distribuidoras sin Contratos y las menores compras de petróleo diesel representan las principales variaciones año a año. La caída de ambos obedecen principalmente a un menor precio promedio del petróleo y una mayor capacidad base en el sistema, los que permitieron por un lado bajar los costos marginales y por otro lado disminuir el despacho de las centrales térmicas que operan con diesel.

2.1.1 Ventas Físicas

La Tabla 2 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía y potencia acumuladas a Dic08 y Dic09, así como los trimestres 4T08, 3T09 y 4T09.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación
(GWh, salvo potencia en MW)

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		
Dic08	Dic09		4T08	3T09	4T09
4.777	4.760	Clientes Regulados (GWh)	1.199	1.153	1.166
4.968	4.879	Clientes Libres (GWh)	1.277	1.227	1.204
1.812	1.715	Distribuidoras s/Contratos (GWh)	472	393	426
46	220	Ventas CDEC (GWh)	0	84	0
11.603	11.573	Total Ventas (GWh)	2.948	2.857	2.796
1.550	1.486	Potencia (MW)	1.550	1.523	1.486

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		
Dic08	Dic09		4T08	3T09	4T09
6.822	6.579	Hidráulica (Gwh)	1.914	1.678	1.858
342	178	Térmica Gas (GWh)	209	24	111
3.442	2.802	Térmica Diesel (GWh)	686	827	154
10.606	9.560	Total Generación Propia	2.809	2.528	2.122
3.784	2.980		895	851	265
1.340	2.295	Compras CDEC	235	400	751

2.1.2 Ingresos Ordinarios de la Operación

Los *Ingresos Ordinarios* del 4T09, aumentaron en un 2% respecto al trimestre anterior y disminuyeron un 4% respecto al mismo período del año anterior.

Ventas de Energía y Potencia

Ventas a Clientes Regulados: Las ventas valoradas del 4T09 disminuyeron un 4% con respecto al trimestre anterior, lo que se explica por la reducción del Precio de Nudo en la fijación de octubre 2009, levemente compensado por mayores ventas físicas. Respecto al mismo trimestre del año anterior, las ventas valoradas no variaron debido a que las menores ventas físicas del 4T09 fueron compensadas con mayores precios (los precios regulados medidos en dólares estuvieron afectados durante el 4T08 por la acelerada devaluación del CLP vs el USD).

Ventas a Clientes Libres: Las ventas valoradas del 4T09 son mayores en un 6% respecto de 3T09 producto de un aumento del precio promedio de venta en 8%, compensado por una disminución en las ventas físicas de 2% en comparación al 3T09. Los mayores precios del 4T09 son producto de la aplicación de las fórmulas de indexación de cada contrato.

En relación a igual trimestre del año anterior, las ventas valoradas a clientes libres disminuyeron en un 10%, principalmente por menores precios promedios de venta que resultan de la indexación en algunos casos al precio spot y al precio de nudo cuya evolución ha sido a la baja.

Ventas a Empresas Distribuidoras sin Contrato: Estas ventas corresponden a ventas que la Compañía tuvo que realizar a empresas distribuidoras que se encontraban sin contrato de suministro y cuyo precio de venta final es el costo marginal. En el 4T09 estas ventas alcanzaron a US\$ 46,6 millones, que se comparan con US\$ 37,9 millones del 3T09 y con US\$ 81,9 a igual trimestre del año anterior. La disminución en comparación al 4T08 se explica por los menores costos marginales a los cuales se efectúan estas ventas.

Otros Ingresos: Los otros ingresos ordinarios destacan con un aporte positivo de US\$ 40,3 millones durante el 4T09 principalmente producto de la aplicación de las nuevas tarifas de sub-transmisión que incluyen ajustes retroactivos desde su fijación en enero 2009 y la aplicación del cargo único troncal incluyendo ajustes retroactivos desde su promulgación en 2004. Estos ingresos tienen una contrapartida en costos de peaje, que es el costo que Colbún paga a los propietarios de las líneas de transmisión. Cabe recordar que los otros ingresos ordinarios del 3T09 incluían un ingreso no-recurrente por US\$ 20 millones proveniente de la indemnización parcial del seguro que cubría el perjuicio por paralización originado por el incendio ocurrido en diciembre 2007 en la central Nehuenco I y los resultados del 4T08 incluían un ingreso no-recurrente por US\$ 9 millones producto de la reliquidación de las transferencias de gas realizadas con Metrogas. Esto último afecta negativamente la base de comparación para el 4T09.

2.2 ANÁLISIS DE LOS CONSUMOS DE MATERIAS PRIMAS Y MATERIALES SECUNDARIOS

Los consumos de materias primas y materiales secundarios del 4T09 fueron US\$ 0,9 millones menores a los de 3T09 y US\$ 17,8 millones menores al del mismo trimestre del año anterior.

La comparación del 4T09 en relación al 3T09 muestra que el consumo de materias primas y materiales de ambos trimestre fueron muy similares. Analizando en primer lugar la composición de los costos de combustibles y compras de energía, se aprecia que este subconjunto de ítems bajan en el 4T09 v/s el 3T09 principalmente producto de un menor volumen de venta física (menores en 61 GWh) y una mayor contribución de generación hidráulica en la estructura de costo (mayor en 180 GWh) lo cual permitió que la generación hidráulica representara un 78% de los compromisos contractuales el 4T09 v/s versus 70% el trimestre anterior. Estos efectos permitieron bajar una porción de la generación térmica con diesel durante el 4T09 (en total bajó 673 GWh) además del reemplazo parcial por compras de energía en el mercado spot (mayor en 351 GWh) y por mayor generación con gas (mayor en 87 GWh), estas dos últimas a un costo unitario menor que la generación térmica con diesel. En efecto, durante el 4T09, la mayor generación hidráulica en el sistema y la mayor generación con GNL en el sistema permitieron una disminución de los costos marginales desde un promedio de 89 US\$/MWh el 3T09 a 84 US\$/MWh el 4T09. El índice de precio del WTI en cambio, subió de

un promedio de 68 US\$/bbl durante el 3T09 a 76 US\$/bbl el 4T09. Los efectos positivos recién mencionados fueron compensados por los mayores costos de peajes registrados en el 4T09 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".

En cuanto a la comparación con respecto al mismo trimestre del año anterior, los menores consumos de materias primas y materiales secundarios se deben fundamentalmente a la menor generación con petróleo diesel que fue reemplazada por compras en el mercado spot cuyo precio promedio estuvo inferior al costo variable de las centrales térmicas de Colbún operando con diesel. Como referencia, los costos marginales promedio del sistema bajaron de 141 US\$/MWh a 84 US\$/MWh en los mismos periodos. El efecto favorable de este menor costo fue parcialmente compensado por los mayores costos de peajes. Cabe recordar que los costos de peaje del 4T08 registran un saldo positivo debido los "ingresos tarifarios" percibidos por Colbún en ese periodo. Estos últimos son un ingreso que el transmisor percibe al realizar el balance de inyección y retiros en el CDEC y que debe devolver a los generadores.

En términos acumulados, la Compañía tuvo menores consumos de materias primas y materiales secundarios en US\$ 298,8 durante el año 2009 en comparación al 2008, principalmente debido al menor precio del petróleo diesel que ha permitido reducir los costos unitarios de producción térmica de Colbún y que ha permitido, junto con la mayor incorporación de capacidad base en el sistema y la llegada del GNL, bajar el costo unitario promedio de las compras de energía en el mercado spot. Como referencia, durante el año 2009, el precio promedio del WTI alcanzó a 62 US\$/bbl versus 100 US\$/bbl durante el año 2008. Asimismo, los costos marginales promedio del sistema bajaron de 207 US\$/MWh a 104 US\$/MWh en los mismos periodos.

En la Tabla 2, se advierte el mix de generación y las compras de energía en el mercado spot.

Con el fin de protegerse de la volatilidad experimentada por el precio del petróleo y acotar el costo de dicho combustible, durante el año 2009 se mantuvo el programa de cobertura de precio de petróleo y se compraron opciones Call sobre WTI asumiendo el patrón de consumo de un año normal, ajustando los volúmenes cubiertos para aquellos meses en que la Compañía presentaba mayor exposición. El costo de estas primas se llevó como un mayor costo de combustible al vencimiento de las opciones. Debido al comportamiento del precio del petróleo durante el año las opciones expiraron casi todas sin valor.

Adicionalmente, los análisis de riesgo realizados por la Compañía para el año 2009, detectaron que existían diferentes contingencias que de darse en forma

simultánea podían afectar significativamente los resultados de la Compañía. Dada la baja probabilidad del evento, pero su alto impacto, se diseñó e implementó un “Seguro Híbrido”, el cual permite proteger a la Compañía frente a un evento adverso como lo es que se dé simultáneamente una sequía y altos precios del petróleo diesel. El seguro no se utilizó durante el año y el costo de la prima se registró en el transcurso del año como mayor costo de combustible.

3. ANÁLISIS DEL RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN

Cabe señalar que para el análisis del resultado fuera de operación se debe considerar que las nuevas normas contables, así como la nueva moneda funcional han modificado ciertos conceptos. Algunos de estos efectos son la eliminación de la corrección monetaria, las diferencias de cambio que se calculan ahora en función de los stock de balance en pesos y los efectos en resultado de los derivados de cobertura de tasas de interés y de tipo de cambio que se registran en las cuentas de las partidas cubiertas (ingresos financieros, gastos financieros y diferencia de cambio) y no en las cuentas de ingresos y egresos fuera de explotación como se registraba anteriormente.

Gastos Financieros: Los gastos financieros acumulados a Dic09 fueron de US\$ 51,8 millones. Bajo IFRS, este rubro considera la tasa efectiva de la deuda financiera incluyendo la amortización de costos activados asociados a dicha deuda, los efectos de los derivados de cobertura de tasa de interés y restando los intereses activados por proyectos de inversión (US\$ 27,3 millones acumulados a Dic09, por intereses activados). Los gastos financieros del 4T09 fueron de US\$ 10,4 millones, menores en comparación al 3T09 principalmente por una mayor porción de los intereses activados asociados con el mayor nivel de inversión durante el 4T09 (US\$ 10,1 millones de intereses activados para el 4T09 versus US\$ 7,2 millones el trimestre anterior).

Ingresos Financieros: Los ingresos financieros acumulados a Dic09 alcanzan a US\$ 14,1 millones, consistente con las rentabilidades obtenibles en instrumentos tipo *money-market* y/o depósitos a plazo en los cuales se encuentran invertidas las inversiones financieras. El 4T09 registra ingresos financieros negativos de US\$ 0,6 millones, debido a un ajuste retroactivo de meses anteriores (por reclasificación desde diferencias de cambio) del efecto de los derivados de cobertura que se utilizan para construir sintéticamente inversiones financieras en dólares.

Otros Ingresos y Egresos distintos de los de la Operación: Bajo IFRS, estos rubros ya no registran los efectos de los derivados de cobertura de flujo de caja (fluctuaciones de tasa de interés y tipo de cambio). Los efectos en resultado de los derivados se registran en las cuentas de las partidas cubiertas (ingresos financieros, gastos financieros y diferencia de cambio).

Los otros ingresos distintos de la operación acumulados a Dic09 de US\$ 6,0 millones consisten mayoritariamente en una indemnización proveniente de seguros y otros ingresos menores varios. El 4T09 registra un pérdida de US\$ 1,7 millones en el ítem "otros ingresos" principalmente producto de reclasificaciones contables.

Los otros egresos distintos de la operación acumulados a Dic09 de US\$ 15,6 millones comprenden principalmente los gastos legales asociados con juicios en curso, multas o castigos, efectos de *mark-to-market* de los derivados que no califican como cobertura por ineffectividad y otros gastos menores.

Diferencia de Cambio: Producto de la adopción de las normas IFRS, la Compañía adoptó el dólar como moneda funcional. A partir de este momento, la cuenta diferencia de cambio registra las diferencias de cambio de los stocks monetarios mantenidos en monedas distintas al dólar. El resultado positivo de US\$ 81,5 millones por diferencia de cambio acumulado a Dic09 es el resultado de una apreciación en 20% del tipo de cambio CLP/USD y una inflación de -2,3% durante el año 2009 aplicada a un balance que tiene un exceso de activos sobre pasivos en pesos y que tiene deudas indexadas a la Unidad de Fomento. Cabe recordar que Colbún tiene activos en pesos chilenos importantes como por ejemplo los impuestos por recuperar y las cuentas por cobrar a distribuidoras sin contrato.

Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias: El impuesto a las ganancias registra un gasto acumulado a Dic09 de US\$ 6,5 millones. Este número se vio positivamente afectado por la variación que ha experimentado el tipo de cambio durante el año 2009 generando diferencias temporarias al comparar el activo fijo tributario convertido a dólares, al tipo de cambio de cierre, con el activo fijo financiero valorizado a la moneda funcional dólar. (Ver nota 24 EEFF para mayor detalle).

4. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

La Tabla 3 presenta un análisis de algunas cuentas relevantes del Balance al 31 de diciembre de 2008, al 30 de septiembre de 2009 y al 31 de diciembre de 2009.

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

	Dic08	Sep09	Dic09
<u>Activo corriente en operación</u>	<u>1.034,6</u>	<u>968,4</u>	<u>950,8</u>
Inversiones financieras (*)	522,1	396,7	484,7
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	237,6	237,7	231,9
<i>Ventas normales</i>	90,6	90,5	85,1
<i>Ventas distribuidores sin contrato (porción corriente)</i>	108,8	104,9	106,0
<i>Deudores varios</i>	38,2	42,3	40,8
Cuentas por cobrar impuestos corrientes	196,4	242,2	203,0
Otros activos corrientes	78,5	91,8	31,2
<u>Activos no corrientes</u>	<u>4.042,6</u>	<u>4.348,2</u>	<u>4.489,3</u>
Propiedades, planta y equipo, neto	3.774,3	4.081,7	4.184,8
Otros activos no corrientes	268,3	266,5	304,6
<i>Ventas distribuidores sin contrato (porción no corriente)</i>	111,5	106,9	98,3
TOTAL ACTIVOS	5.077,2	5.316,6	5.440,1
Pasivos corrientes en operación	211,6	296,4	318,5
Pasivos no corrientes	1.650,3	1.649,9	1.676,7
Patrimonio neto	3.215,3	3.370,4	3.444,8
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	5.077,2	5.316,6	5.440,1

(*) Incluye Efectivo y equivalente al efectivo, además de Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado. No considera ajuste de derivados de coberturas.

Para el análisis del balance cabe destacar el saldo de las siguientes cuentas:

Cuenta por Cobrar a Distribuidoras sin Contrato: Los Activos Corrientes en Operación incorporan la porción de corto plazo de la cuenta por cobrar a distribuidoras sin contrato por US\$ 106,0 millones al cierre de Dic09. Los Activos No Corrientes incorporan la porción de largo plazo que registra US\$ 98,3 millones, por lo que el total de la cuenta por cobrar a distribuidoras sin contrato suma US\$ 204,3 millones al cierre del 4T09 versus US\$ 211,9 millones al cierre del 3T09. El saldo total medido en USD disminuyó en US\$ 7,6 millones durante el 4T09 producto de la recaudación (equivalente a US\$ 25 millones) compensada por la caída del tipo de cambio respecto a Sep09, lo que incrementa el saldo medido en dólares.

A partir de enero 2010, todas las empresas distribuidoras del SIC tienen contratos con generadores para asegurar su demanda regulada, por lo que el saldo (medido en pesos chilenos) de la cuenta por cobrar a distribuidoras sin

contrato no se incrementará. Estas cuentas por cobrar se seguirán recuperando a través de un recargo de hasta 20% calculado sobre el precio de nudo, que se cobra a todos los clientes regulados del SIC por el tiempo que sea necesario, hasta saldar las cuentas de los generadores.

Cuentas por Cobrar Impuestos Corrientes: Las cuentas por cobrar impuestos corrientes registran un saldo de US\$ 203,0 millones al cierre de Dic2009. Este saldo se ha generado por un incremento en el remanente de IVA crédito fiscal que se originó durante el periodo en que la Compañía tuvo que enfrentar bajos márgenes de operación producto de altos costos. Por otro lado, el IVA crédito asociado con la incorporación de activo fijo y el impuesto específico al combustible también contribuyen a este saldo. La disminución del saldo en US\$ 39,2 millones durante el último trimestre del año se debe principalmente a la devolución del IVA asociada a la compra de activo fijo de meses anteriores por US\$ 44,1 millones.

Otros Activos Corrientes: La reducción de US\$ 60,6 millones en el saldo de los otros activos corrientes en comparación al cierre de Sep09, es principalmente producto de la reclasificación de ciertos ítems a la cuentas de Activos No Corrientes.

Activos No Corrientes: Al cierre del 4T09, la variación del rubro Propiedades, Plantas y Equipos, neto respecto al cierre del 3T09 asciende a US\$ 103,0 millones y se explica por los proyectos de inversión que está ejecutando la Compañía.

Los otros activos no corrientes aumentaron en US\$ 38,1 millones durante el último trimestre del año producto de las reclasificaciones antes mencionadas, parcialmente compensadas por la reducción en US\$ 12,8 millones de los activos por impuestos diferidos asociados con la reducción de las pérdidas fiscales acumuladas (como consecuencia de las ganancias registradas durante el periodo).

Pasivos Corrientes en Operación: El aumento de US\$ 22,2 millones en el saldo de los pasivos corrientes en operación en comparación al cierre de Sep09, es principalmente producto del incremento de la provisión del dividendo mínimo legal (US\$ 24,6 millones) y el aumento de los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar (US\$ 15,5 millones) parcialmente compensado por la amortización de la serie A de efectos de comercio (US\$ 19,0 millones) y la amortización del remanente de las operaciones de "Confirming" con el Banco Estado (US\$ 7,6 millones).

Pasivos No Corrientes en Operación: El aumento de US\$ 26,9 millones durante el 4T09 se debe principalmente al aumento de US\$ 58,7 millones de los préstamos denominados en pesos producto de la caída del tipo de cambio. Este efecto fue parcialmente compensado por una reducción de los pasivos de cobertura de US\$ 21,3 millones reflejando el cambio del *mark-to-market* de los

derivados y compensado por la reducción de US\$ 14,6 millones de los pasivos por impuestos diferidos relativos a depreciaciones.

Patrimonio: La variación del patrimonio neto de US\$ 74,5 durante el último trimestre del año se explica principalmente por la ganancia del ejercicio, por los efectos de los derivados de cobertura que bajo IFRS se registran en el patrimonio, y por el aumento de provisión de dividendo mínimo obligatorio, calculado sobre la ganancia a la fecha.

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	Dic08	Dic09
Liquidez Corriente: Activo corriente en operación / Pasivos corrientes en operación	4,89	2,98
Razón Ácida: (Activo corriente-Inventarios-Pagos anticipados) / Pasivos corrientes en operación	4,81	2,92
Razón de Endeudamiento: (Pasivos corrientes en operación + Pasivos no corrientes) / Total Patrimonio neto	0,58	0,58
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos corrientes en operación / (Pas. corrientes en operación + Pas. no corrientes)	11,37%	15,96%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no corrientes en operación / (Pas. corrientes en operación + Pas. no corrientes)	88,63%	84,04%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de impuestos + Gastos financieros) / Gastos financieros	2,73	5,74
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) después de imptos. actividades continuadas / Patrim. neto promedio	2,21%	7,18%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (perdida) controladora / Tot. Activo promedio	1,34%	4,45%
Rendimientos Activos Operacionales (%): Resultado de Operación / Prop., planta y equipo neto (Promedio)	3,20%	5,40%

- Patrimonio promedio: Patrimonio a diciembre 2009 más el patrimonio a diciembre 2008 dividido por dos.
- Total activo promedio: Total activo de diciembre 2009 más el total de activo a diciembre 2008 dividido por dos.
- Activos operacionales promedio: Total de activo fijo de diciembre 2009 más el total de activo fijo a diciembre 2008 dividido por dos.

6. ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO

El comportamiento del flujo de efectivo de la sociedad y sus filiales acumulados a Dic09 y Dic08, así como los trimestres 4T08, 3T09 y 4T09, se pueden ver en la siguiente tabla:

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
Dic08	Dic09		4T08	3T09	4T09
76,9	515,2	Efectivo Equivalente Inicial	591,5	553,0	396,6
(14,0)	6,7	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente saldo inicial	18,9	(2,9)	(11,0)
47,1	398,2	Flujo Efectivo de la Operación	80,3	135,0	138,6
557,0	(27,3)	Flujo Efectivo de Financiamiento	(75,8)	(59,9)	(31,0)
(123,8)	(521,2)	Flujo Efectivo de Inversión	9,2	(221,7)	(63,5)
480,3	(150,3)	Flujo Neto del Periodo	13,6	(146,6)	44,1
(21,3)	112,8	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	(102,2)	(6,9)	54,7
521,9	484,4	Efectivo Equivalente Final	521,9	396,6	484,4

Las actividades de la operación generaron un flujo positivo durante el 4T09 de US\$ 138,6 millones, el que se explica fundamentalmente por el EBITDA de US\$ 98,5 millones, desembolsos por gastos financieros de US\$ 17,6 millones y una recuperación de capital de trabajo debido a los siguientes 3 factores: una recaudación neta de las cuentas por cobrar a clientes sin contratos de aproximadamente US\$ 25 millones; una devolución de impuestos a la ganancias de US\$ 12,2 millones; y un aumento de las cuentas de acreedores comerciales en comparación al tercer trimestre del año. Este aumento se debe en parte al mayor plazo de pago que se obtiene al reemplazar compras de combustible para generación propia por las compras de energía en el mercado spot coordinado por el CDEC cuyo plazo de cobro es superior al de los proveedores de combustible.

La comparación para los 12 meses demuestra una menor generación de caja durante el año 2008 en comparación al año 2009, principalmente producto del menor nivel de EBITDA en 2008 y la inversión neta en capital de trabajo asociada con la acumulación de IVA crédito y el incremento de las cuentas por cobrar a clientes regulados sin contrato.

Las operaciones de financiamiento originaron un flujo neto negativo durante el 4T09 de US\$ 31,0 millones principalmente por la amortización del remanente de las operaciones de "Confirming" con el Banco Estado (US\$ 7,6 millones) y la amortización de la serie A de los efectos de comercio (US\$ 19,0 millones).

La comparación para los 12 meses destaca el plan financiero realizado durante el año 2008 que incluía, entre otros, un aumento de capital de

aproximadamente US\$ 400 millones y la emisión de bonos en el mercado local equivalentes a US\$ 291 millones en comparación a menores actividades financieras realizadas durante el año 2009.

Las actividades de inversión generaron un flujo negativo de US\$ 63,5 millones durante el 4T09 principalmente producto de incorporaciones de propiedades, planta y equipos por US\$ 107,9, parcialmente compensado por la devolución de IVA de US\$ 44,1 millones asociados con compra de activos fijos de meses anteriores. La incorporación de activo fijo proviene principalmente de los proyectos en etapa de construcción. Los proyectos en curso son la central térmica a carbón Santa María I, la central hidráulica San Pedro y la mini-hidro San Clemente.

La comparación para los 12 meses acumulados a diciembre, destaca el importante avance que se logró en el plan de inversiones durante 2009 (incorporación de activo fijo por US\$ 536,5 millones durante 2009), el préstamo de US\$ 30 millones a HidroAysén y la recuperación del IVA crédito asociado con desembolsos de actividades de inversión.

7. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 2.615 MW (aproximadamente un 25% del SIC), conformada por 1.347 MW en unidades térmicas y 1.268 MW en unidades hidráulicas.

En cuanto al parque térmico de la Compañía, las unidades Nehuenco I, Nehuenco II, Nehuenco III y Candelaria están habilitadas para funcionar tanto con petróleo diesel como con gas natural argentino, mientras que Antihue y Los Pinos sólo con petróleo diesel. Este parque de generación térmico fue diseñado para permitir a Colbún S.A. un equilibrio hidro/térmico adecuado en relación al nivel de compromisos comerciales. Las restricciones al suministro de gas desde la República Argentina que obligan a operar las unidades térmicas de Colbún principalmente con diesel han implicado que los resultados de la Compañía dependan fuertemente de las condiciones hidrológicas y del precio internacional del petróleo diesel; por cuanto en años secos, es necesario operar las unidades térmicas con petróleo diesel o a efectuar compras en el mercado eléctrico de corto plazo (spot) para cumplir con los compromisos contraídos.

7.1 Combinación de factores adversos – El sistema eléctrico en equilibrio

Como se ha venido explicando, el año 2007 y los primeros meses del año 2008 estuvieron afectados por una combinación de factores adversos como fueron la escasez de lluvias en el invierno del 2007 (por lo tanto un deshielo pobre en los primeros meses del 2008) y un elevado precio del petróleo diesel. Dada la estrechez de oferta competitiva del sistema, esto se tradujo en altos precios spot. En este entorno Colbún tuvo que satisfacer sus contratos comerciales generando con petróleo diesel o comprando en el mercado spot a costos sustancialmente mayores a los precios que vende la energía según sus contratos.

Esta situación de estrechez del sistema eléctrico se ha ido aminorando con la entrada en operación de nuevas centrales térmicas competitivas a carbón y la utilización de GNL en algunas centrales de ciclo combinado del SIC. La condición hidrológica durante el año 2009, en tanto, fue cercana a un año medio en las cuencas relevantes para Colbún. Adicionalmente se observó una reducción del precio internacional del diesel, ubicándose en promedio en torno a 62 US\$/bbl durante el año 2009, en comparación al promedio de 100 US\$/bbl durante 2008. Todos estos factores incidieron en que los costos marginales disminuyeron en el mercado spot desde 207 US\$/MWh en promedio el año 2008 a 104 US\$/MWh el año 2009 (base S/E Alto Jahuel 220 kV), lo que implicó una menor presión de costos para Colbún y por lo tanto mejores resultados.

7.2 Acciones de mitigación

Durante el año 2009, se ha seguido trabajando para retomar un adecuado equilibrio entre el nivel de compromisos de venta de electricidad y la capacidad propia en medios de generación competitiva. Las acciones principales han sido:

- Negociaciones de los contratos de suministro vigentes con clientes estratégicos.
- Adjudicación de nuevos contratos de largo plazo, con indexaciones consistentes con nuestra estructura de costos.
- Compra de combustibles con coberturas en los mercados financieros.
- Implementación de mecanismos de cobertura por variabilidad hidrológica.
- Construcción de nueva capacidad base, como son las centrales hidráulicas y centrales a carbón.

7.3 Perspectiva de mediano plazo

Como se ha indicado, la Compañía presenta una situación más favorable en materia de Resultado de Operación durante el año 2009, en comparación al año 2008. Los resultados de los próximos meses dependerán principalmente de las condiciones hidrológicas, del precio de combustibles y de la disponibilidad de gas natural. En base a las precipitaciones acumuladas durante el año 2009 en las principales cuencas relevantes para Colbún, que se acercan a las de un año medio, se puede pronosticar un deshielo cercano o algo inferior al de un año medio.

Cabe señalar que a partir de enero 2010, el nivel de contratos baja de aproximadamente 10.000 GWh anuales a aproximadamente 8.800 GWh anuales y entran 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 del sistema. La reducción del nivel de compromisos y la aplicación de nuevas fórmulas de indexación con clientes regulados y clientes libres que reflejan los costos de Colbún bajarán considerablemente la exposición a la volatilidad de los precios de combustibles y las condiciones hidrológicas.

7.4 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. Respecto a este complemento térmico eficiente, actualmente la generación térmica a carbón aparece como la solución más competitiva dado los precios relativos de los combustibles y los costos de inversión de las diferentes opciones tecnológicas.

En concordancia con la estrategia ya mencionada, Colbún ha desarrollado una serie de proyectos hidráulicos. Durante el año 2007 y principios del 2008 entraron en operación las centrales Quilleco, Chiburgo y Hornitos, que totalizan

145 MW. Adicionalmente, la Compañía se encuentra desarrollando los siguientes proyectos:

Proyecto mini-hidro San Clemente: La central hidroeléctrica San Clemente es un proyecto de 5,4 MW que se está desarrollando en el contexto de la Ley que promueve el desarrollo de Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Se encuentra en la comuna del mismo nombre a unos 35 km al oriente de la ciudad de Talca, en la Región del Maule. Actualmente, se encuentra montada la turbina y el resto de los equipos está disponible en terreno para su pronta instalación. La entrada en operación de la central está prevista para el año 2010.

Proyecto San Pedro: Central de 150 MW ubicada en el río del mismo nombre en la Región de los Ríos, que podría entrar en operación el año 2012. Desde octubre de 2008 cuenta con la aprobación ambiental por parte de la Corema de la Región de los Ríos. Ya se concluyó la construcción de los caminos de acceso y se sigue trabajando en las obras del túnel de desvío y en los trabajos preliminares en el sector de casa de máquinas.

Proyecto Angostura: Este proyecto hidroeléctrico de 316 MW ubicado en el río del mismo nombre, obtuvo la aprobación ambiental de la COREMA de la región del Bío-Bío el 14 de septiembre 2009. Colbún se encuentra tramitando otros permisos sectoriales y en proceso de adjudicación de los principales contratos de obras y equipamiento. Se espera iniciar la construcción de dicho proyecto en los próximos meses.

Otros proyectos hidráulicos: Finalmente, la Compañía posee otros derechos de agua en las Regiones de Valparaíso y del Maule, en base a los cuales está estudiando proyectos hidráulicos por alrededor de 500 MW, que se espera entren en etapa de desarrollo y ejecución de manera que puedan aportar con generación de electricidad más allá del año 2013 y siguientes.

Además, la Compañía tiene una participación de un 49% de 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.

Proyectos térmicos: En relación a la generación térmica competitiva, complemento esencial a la generación hidroeléctrica, Colbún está desarrollando el proyecto Santa María, en la ciudad de Coronel. El proyecto consiste en la construcción de dos unidades termoeléctricas a carbón, con una capacidad de aproximadamente 342 MW de potencia nominal neta cada una. La primera unidad se encuentra en construcción y su entrada en operación está planificada para el primer trimestre del año 2011. Es importante destacar que las tecnologías con que han sido proyectadas estas centrales termoeléctricas a carbón, cumplen con los más altos estándares medio ambientales y normas de

países desarrollados, y utilizan para ello las más modernas tecnologías. Colbún cuenta con el permiso ambiental para la construcción de una segunda unidad similar a la primera. El desarrollo de esta unidad dependerá de la evolución del precio de los equipos, en relación a otras alternativas tecnológicas, del crecimiento de la demanda y del grado de acceso a GNL, entre otros.

7.5 Política Comercial

Colbún ha seguido una estrategia de contratación de largo plazo para obtener estabilidad en sus flujos, basada en su generación hídrica de años medios-secos y su generación térmica eficiente. Si bien este equilibrio se vio alterado producto de la desaparición del gas natural proveniente de Argentina, la Compañía ha ajustado su cartera de clientes y su capacidad de generación de manera que a partir del 2010 se comience a restituir un nivel de equilibrio razonable. Sin perjuicio de lo anterior, el importante componente hidroeléctrico de nuestra matriz de generación, implica que se mantendrá un cierto nivel de volatilidad.

7.6 Licitaciones de Suministro

La Compañía participó en el proceso de licitaciones de suministro de las empresas distribuidoras de electricidad llevado a cabo entre el 2006 y el 2009., licitaciones en las cuales se adjudicó parte de los bloques base licitados por las distribuidoras Saesa y varias Cooperativas, CGE Distribución y Chilectra S.A., sumando aproximadamente 6.200 GWh anuales cuando entren en régimen todos los contratos. Adicionalmente la Compañía se adjudicó un bloque variable de Saesa y otras cooperativas que puede alcanzar a 582 GWh anuales. Los suministros comienzan los años 2010 y 2011 y tienen duraciones de 10 a 15 años. Las condiciones de precio e indexación y los volúmenes ofrecidos por Colbún, se basaron en su capacidad de generación hidroeléctrica en años medios-secos y su capacidad de generación térmica eficiente, y en la estructura de costos de tales fuentes de generación.

Estas licitaciones se realizaron por primera vez en el marco de un proceso libre y competitivo y los precios y fórmulas de indexación ofrecidos por las distintas generadoras reflejaron el nuevo contexto de costos de desarrollo de largo plazo de la industria.

Durante el mes de enero 2010 Colbún firmó contratos de suministro de energía y potencia con CODELCO que considera un suministro eléctrico por una potencia contratada creciente en el tiempo hasta 510 MW a partir del años 2015 (o en una fecha anterior de verificarse ciertas condiciones) y su energía asociada de aproximadamente 4.000 GWh, sobre la base de dos contratos de suministro, uno por un plazo de 15 años y el otro por un plazo de 30 años. Los montos de facturación asociados a estos contratos dependerán de factores tales como el precio del carbón y del petróleo diesel, los costos marginales, la hidrología del período e índices de inflación internacionales.

7.7 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.

No se pueden dejar de mencionar iniciativas legislativas que, dependiendo de cómo se materialicen, ya sea a través de reglamentos pendientes o del trámite legislativo de algún proyecto de ley, podrían introducir algunas incertidumbres al sector:

- Uso de Embalses para fines distintos para los que fueron diseñados como el Control de Crecidas: Se aprobó la denominada "Ley de Embalses", la que tiene por objeto utilizar los embalses que hoy se usan en generación eléctrica y riego, además para el control de crecidas. El "Reglamento" de esta Ley fue publicado en el Diario Oficial de fecha 6 de Febrero de 2010 y se están estudiando sus efectos prácticos para la Compañía, pues dependiendo de su aplicación por la autoridades correspondientes podría afectar la disponibilidad de agua para su uso en generación hidroeléctrica.
- Transferencias de Potencia de Punta: Otro caso es el DS N° 62 publicado en el Diario Oficial del 16 de junio de 2006 que establece una nueva normativa para las transferencias de potencia de punta. La aplicación de dicho reglamento depende de la implementación de las prestaciones y transferencias de los servicios complementarios, que es materia de otro reglamento que se encuentra pendiente, por lo cual, según lo dispuesto en el artículo 20 transitorio del DFL N° 4/20.018, Ley Eléctrica, su aplicación se encuentra diferida.
- Bosques Nativos: El 30 de Julio del 2008 entró en vigencia la Ley N° 20.283 sobre Recuperación de Bosque Nativo y Fomento Forestal, cuyo Reglamento se publicó el 5 de Octubre de 2009. La ley establece una serie de requisitos para la intervención de "especies que estén clasificados en alguna categoría de conservación y que formen parte de un bosque", permitiendo en todo caso su intervención cuando las obras o actividades sean clasificadas de interés nacional por la propia CONAF, mediante "resolución fundada". Dependiendo de la aplicación práctica de esta normativa se podría introducir una nueva secuencia de tramitaciones que implique atrasos en el desarrollo de proyectos de generación.
- Ministerio de Energía: El 1° de Febrero de 2010 entró en vigencia la nueva Ley que crea el Ministerio de Energía, con lo cual se establece una

nueva institucionalidad en materia energética: se crea el Ministerio de Energía y se reúnen bajo su potestad varias materias y temas todos relacionados a la energía que estaban disgregados en varios ministerios y entidades como la Comisión Nacional de Energía que queda como un ente eminentemente técnico. Con esta nueva conformación se establece una nueva regulación institucional que facilita la gestión en materia energía por parte del Estado Chileno.

- Reformas a la Ley de Medio Ambiente: También se han aprobado finalmente modificaciones relevantes a la Ley de Bases del Medio Ambiente, publicadas el 26 de Enero de 2010, estableciéndose en la práctica nuevas instituciones, procedimientos, funciones y facultades para autoridades ambientales en relación a la aprobación y el seguimiento ambiental de proyectos. Como consecuencia de estas modificaciones la Compañía deberá adaptar su funcionamiento al cumplimiento de nuevas normas y exigencias, poniendo especial cuidado en el cumplimiento estricto de las exigencias.

7.8 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 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:

Tasa de interés 31.12.2009 31.12.2008 01.01.2008

Fija	100%	93%	91%
Variable	0%	7%	9%
Total	<u>100%</u>	<u>100%</u>	<u>100%</u>

Del cuadro anterior se desprende que Colbún tiene exposición nula al riesgo de tasa de interés, dada su política de fijación de tasas de interés de largo plazo.

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.

Al 31 de diciembre de 2009, la totalidad de los bancos donde se encuentran invertidos nuestros excedentes de caja y contrapartes de derivados locales corresponden a bancos con clasificación de riesgo local igual o superior a AA-. Respecto a las contrapartes internacionales, la Compañía mantiene inversiones y su contraparte en derivados de bancos internacionales con clasificación de riesgo equivalente a grado de inversión y un 90% 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.

Al 31 de diciembre de 2009 Colbún cuenta con excedentes de caja de US\$484 millones, invertidos en Fondos Mutuos con liquidez diaria y depósitos a plazo con duración promedio menor a 45 días. Asimismo, la Compañía cuenta con una línea comprometida de financiamiento con entidades locales por UF 6 millones, dos líneas de bonos en el mercado local por un monto conjunto de UF 7 millones, una línea de efectos de comercio en el mercado local por UF 2,5 millones (UF 0,5 millones utilizados) y líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones.