

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 30 DE SEPTIEMBRE 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 tercer trimestre del año (3T09) una ganancia controladora¹ de US\$ 24,0 millones, que se compara desfavorablemente con la ganancia del trimestre anterior (2T09) de US\$ 92,7 millones, variación que está marcada por efectos adversos del tipo de cambio. Estos resultados se comparan positivamente con la ganancia del mismo trimestre del año anterior (3T08) de US\$ 5,6 millones. En términos acumulados, los resultados de la Compañía presentan una ganancia a Sep09 de US\$ 151,5 millones, superior a la ganancia acumulada a Sep08 de US\$ 9,2 millones.
- El EBITDA² del 3T09 alcanzó a US\$ 97,4 millones que representa un incremento de 12% con el registrado el 2T09 (US\$ 87,2 millones) y un incremento de 2% con el del mismo trimestre del año anterior (US\$ 95,8 millones). El EBITDA acumulado a Sep09 alcanza a US\$ 238,1, un 77% superior al acumulado a Sep08 (US\$ 134,7 millones).
- Durante el 3T09, la generación hidráulica de Colbún alcanzó 1.677 GWh lo que representa un incremento de 5% (81 GWh) con respecto al trimestre anterior y una disminución de 22% (486 GWh) respecto a igual trimestre del año anterior. La generación térmica del 3T09 por su parte, fue de 850 GWh y presenta una disminución de 37% (505 GWh) respecto al 2T09 y un aumento de 142% (499 GWh) respecto al 3T08. En términos acumulados a Sep09 la generación hidráulica de Colbún muestra una disminución respecto al acumulado del año anterior de un 4% (4.722 GWh v/s 4.908 GWh), y la generación térmica presenta una disminución de 6% (2.715 GWh v/s 2.889 GWh) producto de la indisponibilidad por mantenimiento mayor de las dos centrales de ciclo combinado del complejo Nehuenco durante el 1T09 y producto de un menor despacho de las centrales térmica de Colbún durante el 3T09 como consecuencia de los menores costos marginales del sistema.
- Los costos marginales del 3T09 en el sistema (SIC) promediaron 89 US\$/MWh, un 20% menores que los del trimestre anterior (111 US\$/MWh) y un 43% menores al promedio del 3T08 (155 US\$/MWh). La baja de los costos marginales promedio durante el 3T09 con respecto al 2T09 es consecuencia de la mayor generación hidráulica en el sistema (64% v/s 52% del total en 3T09 y 2T09, respectivamente) y la

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

² EBITDA = Resultado de operación + Depreciación y Amortizaciones

llegada de GNL a Chile a partir de agosto de 2009. La baja de los costos marginales promedio del 3T09 en comparación al mismo trimestre del año anterior (3T08) es aún más notoria producto de los menores precios del petróleo.

- Los otros ingresos ordinarios destacan con un aporte positivo de US\$ 35,0 millones durante el 3T09 principalmente producto del pago de US\$ 20,0 millones del valor no disputado del perjuicio por paralización del seguro que cubre el siniestro de la Central Termoeléctrica Nehuenco I ocurrido a fines de 2007. Existiendo diferencias entre Colbún y los aseguradores, las partes han implementando el mecanismo de arbitraje conforme lo contempla la póliza, y consecuentemente Colbún ha presentado una demanda de cumplimiento de contrato de seguro e indemnización de perjuicios (Ver nota 39 de EEFF para mayor detalle).
- La diferencia de cambio del 3T09 tuvo un efecto negativo sobre las ganancias de US\$ 2,2 millones (en comparación al aporte positivo de US\$ 15,9 millones que tuvo durante el 2T09) como consecuencia de un exceso de activos sobre pasivos denominados en pesos, y una depreciación de 3,5% de la moneda local respecto al dólar durante el último trimestre (versus una apreciación de 8,8% durante el 2T09).
- El impuesto a las ganancias registra un gasto de US\$ 32,0 millones durante el 3T09 (en comparación al ingreso de US\$ 32,5 millones reportada durante el trimestre anterior). Este cambio de signo de los impuestos a la ganancia 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 depreciación experimentada por el peso respecto al dólar generó este efecto negativo de aproximadamente US\$ 22,6 millones que incrementó el impuesto determinado de US\$ 9,4 millones del 3T09. (Ver nota 24 de EEFF para mayor detalle).
- El agua caída durante el período de abril a la fecha de publicación de estos estados financieros (correspondiente a lo transcurrido del año hidrológico 2009-2010) 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 -26%, +6%, +16% y -1%, respectivamente.
- Colbún tiene vigente un programa de cobertura de riesgo de precio de petróleo e hidrología. Durante el trimestre no se ejercieron estas opciones, dado los niveles de precio del petróleo e hidrología alcanzados.
- Respecto a los proyectos en construcción, el proyecto termoeléctrico a carbón Santa María, ubicado en Coronel (343 MW) se encuentra en pleno período de construcción, mostrando un avance de 65%. El proyecto hidroeléctrico San Pedro (144 MW) concluyó la construcción de los caminos de acceso y se trabaja actualmente en las obras del túnel de desvío y los trabajos de roce y despeje hacia el sector de Casa de Máquinas. El proyecto hidroeléctrico Angostura (316 MW) en tanto, obtuvo la aprobación ambiental de la COREMA de la región del Bío-Bío el 14 de septiembre 2009.

- La Compañía cuenta con una liquidez reflejada en inversiones financieras por US\$ 396,7 millones al cierre de Sep09, monto que agregado el efecto de las coberturas financieras vigentes usadas para red denominar a dólares ciertas inversiones, alcanza a US\$ 398,0 millones³. Esta liquidez es un elemento importante del financiamiento del programa de inversiones y permite enfrentar necesidades transitorias de capital de trabajo y eventuales volatilidades en los resultados operacionales, dada los factores de incertidumbre que se han explicado anteriormente.
- Durante el mes de septiembre Colbún firmó un acuerdo vinculante con CODELCO que considera un suministro eléctrico por una potencia contratada creciente en el tiempo hasta 510 MW 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 como el precio del carbón y del petróleo diesel, los costos marginales, la hidrología del período e índices de inflación internacionales.

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 Sep08 y Sep09, así como los trimestres 3T08, 2T09, 3T09.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
Sep-08	Sep-09		3T08	2T09	3T09
1.050,8	876,9	INGRESOS ORDINARIOS:	291,1	292,3	275,8
384,5	366,2	Ventas a Clientes Regulados	121,3	120,3	116,2
274,5	262,3	Ventas a Clientes Libres	91,4	91,8	74,0
346,0	170,4	Ventas a Clientes Sin Contrato	73,2	57,8	37,9
23,9	31,0	Ventas otras generadoras	2,4	16,3	12,6
21,9	47,0	Otros Ingresos	2,8	6,1	35,0
(888,9)	(607,8)	CONSUMOS DE MATERIAS PRIMAS - Y MATERIALES SECUNDARIOS:	(186,4)	(195,2)	(167,5)
(16,0)	(26,6)	Peajes	(1,5)	(4,7)	(10,5)
(268,5)	(202,3)	Compras de Energía y Potencia	(87,7)	(21,7)	(32,9)
(37,3)	(9,0)	Consumo de gas	(1,2)	(2,2)	(3,6)
(497,1)	(281,7)	Consumo de Petróleo	(73,6)	(130,5)	(93,9)
(69,9)	(88,2)	Otros	(22,6)	(36,1)	(26,7)
161,9	269,1	MARGEN BRUTO	104,7	97,1	108,3
-	-				
(20,4)	(22,6)	Gastos de personal	(6,7)	(7,5)	(7,9)
(6,8)	(8,3)	Otros gastos y servicios	(2,2)	(2,3)	(3,0)
(87,7)	(91,0)	Depreciación y amortizaciones	(29,4)	(30,7)	(30,9)
47,0	147,2	RESULTADO DE OPERACIÓN	66,3	56,5	66,5
134,7	238,1	EBITDA (*)	95,8	87,2	97,4
		RESULTADO FINANCIERO:			
14,9	14,7	Ingresos financieros	11,6	4,3	3,1
(43,9)	(41,4)	Gastos financieros	(13,5)	(15,3)	(11,3)
(40,3)	(5,3)	Resultados por unidades de reajuste	(47,5)	0,1	(1,1)
12,0	43,8	Diferencias de cambio, neto	(25,9)	15,9	(2,2)
(57,4)	11,8		(75,2)	4,9	(11,4)
1,6	2,9	Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	0,2	(0,3)	1,7
100,0	7,7	Otros Ingresos distintos de los de operación	30,7	0,2	5,0
(68,5)	(7,5)	Otros gastos distintos de los de operación	(12,6)	(0,8)	(5,4)
33,0	3,1		18,3	(0,8)	1,2
22,7	162,1	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	9,4	60,6	56,3
(10,1)	(7,3)	IMPUESTO A LAS GANANCIAS	(3,1)	32,5	(32,0)
		GANANCIA (PÉRD) DESPUES DE IMPUESTOS - DELAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	6,2	93,0	24,3
12,6	154,8	Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto			
		GANANCIA (PÉRD) ATRIBUIBLE - A CONTROLADOR Y A PARTICIP. MINORITARIAS	6,2	93,0	24,3
12,6	154,8				
9,2	151,5	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	5,6	92,7	24,0
3,3	3,31	PARTICIPACION MINORITARIA	0,6	0,3	0,3

En el 3T09, la Compañía registró una ganancia controladora de US\$ 24,0 millones que se compara negativamente con la del trimestre anterior de US\$ 92,7 y positivamente con la del mismo periodo del año anterior.

En términos acumulados, a Sep09, la ganancia controladora registrada alcanza a US\$ 151,5 millones, superior a la ganancia de US\$ 9,2 millones acumulada en igual período del año anterior.

2.1 ANÁLISIS DEL RESULTADO DE LA OPERACIÓN

El EBITDA del 3T09 ascendió a US\$ 97,4 millones, que se compara favorablemente con los US\$ 87,2 millones del 2T09 y con los US\$ 95,8 del mismo trimestre del año anterior. Respecto al trimestre anterior, las ventas experimentaron una disminución de US\$ 45,4 millones, obedeciendo principalmente a menores precios promedios y en menor medida a menores ventas físicas. Esta disminución fue compensada por el ingreso de US\$ 20 millones registrado por el pago del valor no disputado por perjuicio por paralización del siniestro de Nehuenco I (registrada en otros ingresos) y una reducción de los consumos de materias primas y materiales secundarios de US\$ 27,7 millones, principalmente producto del menor consumo de petróleo diesel y menores otros costos (menores costos de mantenimiento) en comparación al trimestre anterior.

Durante el 3T09, la mayor generación hidráulica en el sistema y el inicio de generación con GNL permitieron una disminución de los costos marginales desde un promedio de 111 US\$/MWh el 2T09 a 89 US\$/MWh el 3T09. El índice de precio del WTI en cambio, subió de un promedio de 60 US\$/bbl durante el 2T09 a 68 US\$/bbl el 3T09. Consecuentemente bajó la generación térmica de Colbún y aumentaron las compras en el mercado spot.

En términos acumulados a Sep09, el EBITDA ascendió a US\$ 238,1 millones, que se compara con los US\$ 134,7 millones acumulados el mismo periodo del año anterior. Aunque los ingresos ordinarios acumulados a Sep09 fueron menores en US\$ 173,9 millones con respecto a la misma fecha del año 2008, los menores consumos de materias primas y materiales secundarios por US\$ 281,1 millones los compensaron ampliamente. Las menores ventas valoradas a Distribuidoras sin Contratos y las menores compras de petróleo diesel, ambas fundamentalmente por menores precios, explican la evolución de los ingresos y costos aludidos.

2.1.1 Ventas Físicas

La Tabla 2 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía y potencia acumuladas a Sep08 y Sep09, así como los trimestres 3T08, 2T09 y 3T09.

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

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		
Sep-08	Sep-09		3T 08	2T 09	3T 09
3.578	3.593	Clientes Regulados (GWh)	1.188	1.170	1.152
3.691	3.674	Clientes Libres (GWh)	1.274	1.248	1.227
1.340	1.288	Distribuidoras s/Contratos (GWh)	421	416	393
46	220	Spot CDEC (GWh)	0	137	83
8.655	8.775	Total Ventas (GWh)	2.883	2.970	2.855
1.622	1.523	Potencia (MW)	1.622	1.552	1.525

Cifras Acumuladas		Generación	Cifras Trimestrales		
Sep-08	Sep-09		3T 08	2T 09	3T 09
4.908	4.722	Hidráulica (GWh)	2.163	1.596	1.677
114	50	Térmica Gas (GWh)	2	15	7
2.756	2.648	Térmica Diesel (GWh)	349	1.340	826
19	17	Maquila (GWh)	0	0	17
7.798	7.437	Total Generación Propia	2.513	2.951	2.527
1.107	1.544	Compras CDEC (GWh)	482	106	402

2.1.2 Ingresos de la Operación

Los *Ingresos Ordinarios* del 3T09, disminuyeron un 6% respecto al trimestre anterior y un 5% respecto al mismo período del año anterior, situación que se explica principalmente por un efecto precio en las ventas a Distribuidoras sin Contrato y las ventas a Clientes Libres, y en menor medida, por los menores volúmenes de ventas físicas a los distintos tipos de clientes, ambos parcialmente compensados por el ingreso de US\$ 20 millones registrado por el pago del valor no disputado por perjuicio por paralización del siniestro de Nehuenco I (registrado en Otros Ingresos).

Ventas de Energía y Potencia

Ventas a Clientes Regulados: Las ventas valoradas del 3T09 disminuyeron un 3% con respecto al trimestre anterior, lo que se explica por menores ventas físicas principalmente por la finalización del contrato de suministro con la distribuidora Chilquinta en el 2T09, además de los menores precios regulados medidos en dólares producto del aumento del tipo de cambio durante el trimestre. Respecto al mismo trimestre del año anterior, las ventas

valoradas disminuyeron en un 4% desde 121,3 millones, disminución que se explica fundamentalmente por las menores ventas físicas.

Ventas a Clientes Libres: Las ventas valoradas del 3T09 son menores en un 19% respecto de 2T09 producto de una disminución en las ventas físicas de 2% y una reducción de precios de 18% en comparación al 2T09. Los menores precios del 3T09 se deben a que algunos clientes libres tienen precios de venta parcialmente indexados a los costos marginales del sistema, los que como se indicó han experimentado una baja.

En relación a igual trimestre del año anterior, las ventas valoradas a clientes libres disminuyeron en un 19%, principalmente por menores precios promedios de venta por las mismas razones mencionadas anteriormente.

Ventas a Empresas Distribuidoras sin Contrato: Estas ventas corresponden a ventas que la Compañía debe realizar a empresas distribuidoras que actualmente se encuentran sin contrato de suministro y cuyo precio de venta final es el costo marginal. El 3T09 estas ventas alcanzaron a US\$ 37,9 millones, que se comparan con US\$ 57,8 millones del 2T09 y con US\$ 73,2 a igual trimestre del año anterior, disminución que 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\$ 35,0 millones durante el 3T09 principalmente producto del pago de US\$ 20,0 millones correspondiente a la suma no disputada del perjuicio por paralización del seguro que cubre el siniestro de la Central Termoeléctrica de ciclo combinado Nehuenco I ocurrido a fines de 2007. Adicionalmente, el mayor ingreso a partir del 3T09, refleja la aplicación de las nuevas tarifas de sub-transmisión fijadas por un decreto en enero 2009, introduciendo entre otros, el cobro por parte de los generadores, de un peaje de sub-transmisión a los clientes regulados sin contrato. Los resultados del 3T09 incluyen ajustes por la aplicación retroactiva de las tarifas de sub-transmisión de algunos meses del primer semestre del año, sin embargo estos ingresos tienen una contrapartida en costos de peajes.

2.2 ANÁLISIS DE LOS CONSUMOS DE MATERIAS PRIMAS Y MATERIALES SECUNDARIOS

Los consumos de materias primas y materiales secundarios del 3T09 fueron US\$ 27,7 millones menores a los de 2T09 y US\$ 18,9 millones menores al del mismo trimestre del año anterior.

Los menores consumos de materias primas y materiales secundarios del 3T09 en comparación al 2T09, se debe principalmente al menor requerimiento de generación térmica, debido a las menores ventas físicas (menores en 115 GWh) y la mayor generación hidráulica del 3T09 (mayor en 81 GWh). Adicionalmente, durante el 3T09 se registraron mayores costos de peajes compensados por menores costos de mantenimiento (registrados en “otros”) ya que el 2T09 incluía costos del mantenimiento mayor realizado en el complejo Nehuenco a principios del año 2009.

En comparación al mismo trimestre del año anterior, los menores consumos de materias primas y materiales secundarios se deben fundamentalmente al menor precio del petróleo diesel que ha permitido reducir los costos unitarios de producción térmica de Colbún y el costo unitario de las compras de energía en el mercado spot a través de menores costos marginales del sistema. Como referencia, durante el 3T09, el precio promedio del WTI alcanzó a 68 US\$/bbl versus 118 US\$/bbl durante el mismo periodo del año 2008. Asimismo, los costos marginales promedio del sistema bajaron de 155 US\$/MWh a 89 US\$/MWh en los mismos periodos. El efecto favorable del menor costo térmico recién mencionado fue parcialmente compensado por la menor generación hidráulica del 3T09 versus el 3T08 (menor en 486 GWh).

En términos acumulados, la Compañía tuvo menores consumos de materias primas y materiales secundarios en US\$ 281,1 acumulados a Sep09 en comparación a Sep08, principalmente debido al menor precio del petróleo diesel que ha permitido reducir los costos unitarios de producción térmica de Colbún y el costo unitario de las compras de energía en el mercado spot. Como referencia, durante los primeros nueve meses del año 2009, el precio promedio del WTI alcanzó a 57 US\$/bbl versus 113 US\$/bbl durante el mismo periodo del año 2008. Asimismo, los costos marginales promedio del sistema bajaron de 229 US\$/MWh a 112 US\$/MWh en los mismos periodos.

Se puede advertir que en comparación con el mismo período del año anterior, se ha incrementado la compra de energía en el mercado spot, lo que ha tenido como contrapartida una menor generación térmica. Sin embargo, la suma de la generación térmica y las compras de energía en términos físicos, fue mayor en un 7% a los primeros nueve meses de 2008, principalmente debido a una menor generación hidráulica de 186 GWh (un 4% menor al mismo periodo de 2008). En términos valorados, el total del consumo de gas, petróleo y compras de energía y potencia, fue menor en un 39% dado los menores costos de los combustibles y de compras de energía involucrados.

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, a fines del año 2008 se renovó el programa de cobertura de precio de petróleo iniciado el año 2008 y se compraron opciones Call sobre WTI para el año 2009 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 es llevado como un mayor costo de combustible al vencimiento de las opciones. Esta cobertura califica como “contabilidad de cobertura” y por lo tanto las variaciones de “*mark-to-market*” se registran en cuentas de patrimonio hasta su vencimiento. Al cierre del mes de septiembre del presente año, las opciones Call correspondientes expiraron sin valor, dado que el valor promedio del barril de WTI fue menor al precio de ejercicio de dichas opciones.

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 de simultáneamente una sequía y altos precios del petróleo diesel. La prima remanente de este seguro que se reporta en el ítem de "consumo de petróleo", se amortizó durante el tercer trimestre dado que se cumplieron las precipitaciones mínimas anuales para las cuales opera el contrato de cobertura.

Al analizar el costo de los peajes de transmisión, se advierte un aumento en el 3T09 con respecto al 2T09 y el 3T08, principalmente debido a que en 3T09 se inició la aplicación de las tarifas de sub-transmisión decretadas en enero 2009. Los resultados del 3T09 incluyen ajustes por la aplicación retroactiva de las tarifas de sub-transmisión del primer semestre del año.

3. ANÁLISIS DEL RESULTADO FINANCIERO

El resultado financiero alcanzó US\$ 11,8 millones acumulado a Sep09, comparado con US\$57,4 acumulado a Sep08. Cabe señalar que para el análisis de este ítem 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, la diferencia de cambio se calcula 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 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 Sep09 fueron de US\$ 41,4 millones. Bajo IFRS, este rubro incluye el costo *all-in* de la deuda financiera incluyendo todos los efectos de los derivados de cobertura de tasa de interés y restando los intereses activados por proyectos de inversión (US\$ 17,2 millones acumulados a Sep09, por intereses activados).

Ingresos Financieros: Los ingresos financieros acumulados a Sep09 alcanzan a US\$ 14,7 millones, consistente con las rentabilidades obtenibles en instrumentos tipo *money-market* y/o depósitos a plazo en los cuales se encuentran invertidos las inversiones financieras. Bajo IFRS, este rubro también incluye los efectos de los derivados de cobertura. Colbún utiliza contratos forward de compra de dólares para construir sintéticamente inversiones financieras en esa moneda. Anteriormente, esos efectos se registraban en los otros ingresos/egresos fuera de explotación.

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 los de la operación acumulados a Sep09 de US\$ 7,7 millones consisten mayoritariamente en el pago de la indemnización por US\$ 2,7 millones asociado con el daño físico incurrido por un siniestro en el compresor de la central Nehuenco I en julio 2007 y multas cobradas a contratistas por incumplimiento de hitos por US\$ 4,2 millones.

Los otros gastos distintos a los de la operación acumulados a Sep09 de US\$ 7,5 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\$ 43,8 millones por diferencia de cambio acumulado a Sep09 es el resultado de una apreciación en 10,8% del tipo de cambio \$/US\$ y una inflación de -2,0% en el periodo aplicada a un balance que tiene un exceso de activos sobre pasivos en pesos y que tiene deudas indexadas a la Unidad de Fomento. Es necesario 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 Sep09 de US\$ 7,3 millones. Este número se ve 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 30 de septiembre de 2009, al 30 de junio de 2009 y al 31 de diciembre de 2008.

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

	Dic-08	Jun-09	Sep-09
Activo corriente en operación	1.065,2	1.157,4	968,4
Inversiones financieras (*)	522,1	553,5	396,7
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	237,6	256,2	237,7
<i>Ventas normales</i>	90,6	101,8	90,5
<i>Ventas distribuidores sin contrato</i>	108,8	101,3	104,9
<i>Deudores varios</i>	38,2	53,1	42,3
Cuentas por cobrar impuestos corrientes	196,4	252,1	242,2
Otros activos corrientes	109,1	95,5	91,8
	-	-	-
Activos no corrientes	4.012,0	4.232,0	4.348,2
Propiedades, planta y equipo, neto	3.750,1	3.922,8	4.081,7
Otros activos	261,9	309,3	266,5
TOTAL ACTIVOS	5.077,2	5.389,4	5.316,6
	-	-	-
Pasivos corrientes en operación	215,1	384,9	296,4
Pasivos no corrientes	1.650,3	1.652,6	1.649,9
Patrimonio neto	3.211,8	3.351,9	3.370,4
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	5.077,2	5.389,4	5.316,6

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

Activo Corriente en Operación:

El activo corriente en operación al cierre de Sep09 alcanza US\$ 968,4 millones, que se explica por:

- (i) Las Inversiones Financieras por US\$ 396,7 millones (US\$ 398,0 millones, neto de efecto de coberturas), stock que se ha generado desde el plan de financiamiento concluido en agosto del año 2008 y se ha reducido durante el 3T09 producto de las actividades de inversión y las amortizaciones de financiamientos de corto plazo.
- (ii) Los Deudores Comerciales por US\$ 237,7 millones disminuyeron en US\$ 18 millones por los menores ingresos ordinarios y por el aumento del tipo de cambio respecto a junio 2008, afectando negativamente los activos denominados en pesos (cuentas por cobrar por venta de energía).

Como se ha explicado anteriormente, las ventas a empresas distribuidoras sin contratos se efectúan y contabilizan a costo marginal pero se facturan y son pagadas a Colbún a precio de nudo. La diferencia entre el costo marginal y el precio de nudo asociada a las referidas ventas, es pagada por las empresas distribuidoras del SIC prorrateando entre todos sus clientes un recargo de hasta un 20% del precio nudo, por el tiempo que sea necesario hasta saldar la referida cuenta por cobrar, la que se registra en la cuenta deudores por venta. Al cierre de Sep09, la cuenta por cobrar asciende a 211,8 millones (US\$ 104,9 millones clasificados como corrientes y 106,9 clasificados como no corrientes ya que la recaudación esperada supera el plazo de 12 meses).

- (iii) Cuentas por cobrar impuestos corrientes por US\$ 242,2 millones, que han subido desde el cierre de diciembre de 2008 por el efecto de la disminución del tipo de cambio entre los períodos que se comparan, al tratarse de activos denominados en pesos chilenos y a IVA crédito generado por la incorporación de activos fijos.

Es necesario recordar que en marzo de 2008 fue promulgada la Ley 20.258 que estableció un mecanismo de devolución del impuesto específico al petróleo diesel a favor de las empresas generadoras eléctricas. Al 30 de septiembre de 2009, la Compañía ha recuperado un total de US\$91,5 millones desde la vigencia de dicha ley, con lo que a esta fecha el remanente crédito fiscal alcanza a US\$ 165,0 millones, de los cuales US\$ 8,6 millones se recuperaron en octubre como consecuencia del mecanismo estipulado en la ley referida.

Activos No Corrientes:

Al cierre de Sep09, la variación del rubro Propiedades, Plantas y Equipos, neto respecto a diciembre 2008, asciende a US\$ 332 millones y se explica fundamentalmente por los proyectos de inversión.

Los Otros Activos no corrientes incluyen la porción de largo plazo de las cuentas por cobrar a clientes regulados sin contrato cuyo saldo disminuyó en US\$ 27 millones durante el 3T09 producto de la recaudación (aproximadamente US\$ 16 millones) y por el aumento del tipo de cambio respecto a junio 2009, afectando negativamente el saldo de los activos denominados en pesos.

Pasivos Corrientes en Operación:

La reducción de US\$ 86 millones en el saldo del pasivo corriente en operación en comparación al cierre de Jun09, es principalmente producto de la segunda colocación de Efectos de Comercio (US\$ 19 millones) y la amortización de operaciones de “Confirming” con el Banco Estado (US\$ 67 millones).

Pasivos No Corrientes:

El pasivo no corriente no presenta variaciones significativas al cierre de Sep09.

Patrimonio:

La variación del patrimonio se explica principalmente por la ganancia del ejercicio de US\$ 151,5 millones, por los efectos de los derivados de cobertura que bajo IFRS se registran en el patrimonio, y por la 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	Dic-08	Sep-09
Liquidez Corriente: Activo corriente en operación / Pasivos corrientes en operación	4,95	3,27
Razón Ácida: (Activo corriente-Inventarios-Pagos anticipados) / Pasivos corrientes en operación	4,91	3,21
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)	11,53%	15,23%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no corrientes en operación / (Pas. corrientes en operación + Pas. no corrientes)	88,47%	84,77%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de impuestos + Gastos financieros) / Gastos financieros		4,92
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) después de imptos. actividades continuadas / Patrim. neto promedio		4,69%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (perdida) controladora / Tot. Activo promedio		2,88%
Rendimientos Activos Operacionales (%): Resultado de Operación / Prop., planta y equipo neto (Promedio)		3,77%

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

6. ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO

El comportamiento del flujo de efectivo de la sociedad y sus filiales acumulados a Sep09 y Sep08, así como los trimestres 3T08, 2T09 y 3T09:

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
Sep-08	Sep-09		3T 08	2T 09	3T 09
150,0	515,0	EFECTIVO EQUIVALENTE INICIAL	388,6	506,3	553,0
(1,0)	17,7	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente saldo inicial	(5,0)	7,5	(2,9)
(33,2)	259,0	De la Operación	182,0	20,8	135,0
632,8	3,0	De Financiamiento	89,0	74,3	(59,9)
(132,0)	(457,7)	De Inversión	(46,0)	(93,7)	(221,7)
466,0	(194,0)	FLUJO NETO DEL PERÍODO	226,0	1,0	(146,6)
(23,0)	58,1	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	(17,0)	37,0	(6,9)
591,0	396,0	EFECTIVO EQUIVALENTE FINAL	591,0	553,0	396,6

Las actividades de la operación generaron un flujo positivo durante el 3T09 de US\$ 135,0 millones, el que se explica fundamentalmente por el EBITDA que alcanzó a US\$ 97,4 millones, además de una recuperación del capital de trabajo producto de tres factores: recaudación neta de ventas a clientes sin contratos, recuperación de IVA y recuperación (US\$ 13,7 millones) del daño físico asociado al seguro que cubre el siniestro de la central Nehuenco I el cual estaba contabilizado como una cuenta por cobrar.

Las operaciones de financiamiento originaron un flujo neto negativo durante el 3T09 de US\$ 59,9 millones principalmente por la segunda colocación de Efectos de Comercio por US\$ 19 millones y la amortización de operaciones de “Confirming” con Banco Estado por US\$ 67 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo negativo durante el 3T09 de US\$ 221,7 millones producto principalmente por incorporaciones de propiedades, planta y equipos por US\$ 211,7 millones y a préstamos realizados a la empresa relacionada Hidroaysén por US\$ 10 millones.

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 Antilhue y Los Pinos sólo con petróleo diesel. Este parque de generación térmico fue diseñado para permitir a Colbún S.A. un equilibrio hidrotérmico 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 pasaron así a depender fuertemente de las condiciones hidrológicas y del precio internacional del petróleo diesel, por cuanto en años secos y en la medida que siga la restricción de suministro de gas natural, 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

La combinación de factores adversos como la escasez de lluvias en el invierno del 2007 y por lo tanto un deshielo pobre en los primeros meses del 2008 y un elevado precio del petróleo diesel, implicaron resultados insatisfactorios durante los primeros 9 meses del año 2008, debiendo generar con petróleo diesel para abastecer sus contratos y comprar en el mercado spot a costos sustancialmente mayores a los precios que vende la energía según sus contratos.

Esta situación ha sido distinta durante los primeros 9 meses del año 2009, debido a una condición hidrológica cercana a un año medio en las cuencas relevantes para Colbún en los inviernos 2008 y 2009. Adicionalmente se ha observado una caída del precio internacional del diesel, ubicándose en promedio en torno a 68 US\$/bbl al 3T09, en comparación a los 118 US\$/bbl al 3T08. Finalmente han entrado en operación nuevas centrales térmicas competitivas a carbón y se ha comenzado a utilizar GNL en algunas centrales de ciclo combinado del SIC. Por las mismas razones han disminuido de manera considerable los costos marginales en el mercado spot desde 155 US\$/MWh al 3T08 a 89 US\$/MWh al 3T09 (base S/E Alto Jahuel 220 kV), lo que ha implicado menores costos por compras de energía en ese mercado.

7.2 Acciones de mitigación

Adicionalmente a los nuevos proyectos tanto hidráulicos como térmicos de respaldo que la Compañía ha puesto en operación a partir del año 2007, que han llevado a reducir su exposición a los riesgos identificados, se ha llevado a cabo una política para modificar los términos de precios e indexación de importantes contratos de suministros de electricidad a través de acuerdos con sus clientes o por la vía de la instancia arbitral, de manera que se asemejen en mejor medida a las actuales condiciones de costo del sector.

Finalmente, la Compañía ha implementado una estrategia de cobertura a la exposición que enfrenta a variaciones del precio del petróleo y, simultáneamente, a las condiciones hidrológicas.

7.3 Perspectiva de mediano plazo

Como se ha indicado la compañía ha presentado una situación relativamente más favorable en materia de Resultado de Operación durante los primeros 9 meses del año 2009, en comparación con el primer semestre del 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.

Dado lo anterior, la Compañía mantiene una política permanente destinada a identificar, medir, analizar y controlar los distintos riesgos a los que está expuesta, de modo de mitigar óptimamente su valor en riesgo. A modo de ejemplo se pueden citar las coberturas de sus necesidades de petróleo diesel, las que se ven alteradas por la volatilidad del precio de dicho combustible y de 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 que permite incrementar su seguridad de suministro en forma competitiva. Respecto de éste último, y dado los precios relativos de los combustibles y de los costos de inversión de las diferentes opciones tecnológicas, actualmente la generación térmica a carbón aparece como la solución más competitiva.

En concordancia con la estrategia ya mencionada, Colbún ha reactivado proyectos hidráulicos. Han entrado en operación durante el año 2007 y principios del 2008 las centrales Quilleco, Chiburgo y Hornitos, que totalizan 145 MW. Adicionalmente, la Compañía se encuentra desarrollando los siguientes proyectos:

Proyecto CH San Pedro: Central de 144 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 trabaja actualmente en las obras del túnel de desvío y los trabajos de roce y despeje hacia el sector de Casa de Máquinas.

Proyecto CH 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 llevando a cabo un proceso de licitación internacional de las principales obras y equipamiento del proyecto. De lograrse los permisos sectoriales pendientes y obtenerse condiciones competitivas por parte de los distintos contratistas que están participando en el

proceso de licitaciones descrito, Colbún estaría en condiciones de iniciar la construcción del Proyecto Angostura 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 a partir 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, será 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 de Coronel. El proyecto consiste en dos unidades termoeléctricas a carbón, con una capacidad de aproximadamente 343 MW de potencia nominal neta cada una. 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. Actualmente se encuentra en construcción la primera etapa del proyecto. Colbún está en proceso de licitación internacional de la segunda etapa del proyecto, por lo que de lograrse condiciones competitivas por parte de los contratistas que están participando, estará en condiciones de iniciar su construcción en los próximos meses.

Cabe reiterar en relación al incremento de nueva capacidad térmica de respaldo, que durante el mes de abril de 2009, se puso en marcha la central térmica Los Pinos, unidad térmica de ciclo abierto de 100 MW de capacidad instalada, cuya elevada eficiencia la deja en condiciones de operar en términos económicos justo después de los ciclos combinados que operen con diesel.

Respecto de las centrales térmicas de la Compañía que actualmente están operando con petróleo diesel y que podrían operar adicionalmente con GNL, se está estudiando si las condiciones técnicas, económicas y de acceso a este combustible representan una opción técnica, económica y ambientalmente eficiente para Colbún.

Se puede concluir que la Compañía sigue con una vocación hídrica, demostrada por los proyectos en ejecución, los proyectos en estudio y en desarrollo y por el Proyecto Hidroaysén. Sin embargo, se debe compatibilizar la vocación hídrica con su calidad de actor relevante y de largo plazo en el sector de generación de electricidad, lo que entre otros aspectos significa ser capaz de proveer a las empresas distribuidoras y a los clientes industriales de un suministro de electricidad sustentable, competitivo, estable, de buena calidad y a través de contratos de largo plazo. Así se explica la necesaria capacidad de generación térmica tanto de base como de respaldo, que permite lograr un flujo de

generación de electricidad de esas características y con riesgos acotados, compensando en parte la volatilidad de la generación hidráulica.

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 generación térmica . Si bien este equilibrio se vio alterado producto de la desaparición del gas natural proveniente de Argentina, la Compañía ha avanzado en ajustar su cartera de clientes y su capacidad de generación, la cual en condiciones razonables retomará su equilibrio hacia el año 2010, al considerar la generación de base hídrica y de carbón disponibles y la generación térmica de respaldo.

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. La Compañía 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. . Los contratos correspondientes fueron firmados durante mayo de 2007, con Saesa, Cooperativas y el primer bloque de CGED, mayo de 2008 con Chilectra S.A. y julio de 2009 por el segundo bloque con CGED. 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, 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, luego de la crisis del gas natural argentino.

Durante el mes de Septiembre Colbún firmó un acuerdo vinculante 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 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. Dependiendo de la forma en que se implemente su reglamento, el que está en etapa de preparación por parte de las autoridades encargadas, 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, por medio del cual se dictó un reglamento que establece una nueva normativa para las transferencias de potencia de punta, materia que había quedado establecida después de varias divergencias falladas por el Panel de Expertos durante el año 2004. No obstante, 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 recientemente 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.

Finalmente, se están tramitando en el Congreso dos proyectos de ley relevantes para el sector, uno que crea el Ministerio de Energía y otro que modifica la Ley de Bases del Medio Ambiente. Una vez que se conozcan sus textos finales, se podrán identificar si es que representan riesgos para el sector.

7.8 Riesgos Financieros

Riesgo de tipo de cambio: Surge principalmente de los pagos que se deben realizar en monedas distintas al dólar para el proceso de generación de energía, de las inversiones en plantas de generación de energía ya existentes o nuevas plantas en construcción y de la deuda contratada en moneda distinta al dólar, que es la moneda funcional de la Compañía. Los instrumentos utilizados para gestionar el riesgo de tipo de cambio corresponden a swaps de moneda y forwards.

Riesgo de tasa de interés: Se refiere a las variaciones de las tasas de interés que afectan el valor de los flujos futuros con tasa de interés variable y a las variaciones en el valor razonable de los activos y pasivos con tasa de interés fija que son contabilizados a valor razonable. El riesgo se gestiona con el fin de alcanzar un equilibrio en la estructura de deuda, disminuir los impactos en el costo motivados por fluctuaciones de tasas de interés y así, poder reducir la volatilidad en la cuenta de resultados. Para lo anterior, se contratan derivados de cobertura tales como *swaps* de tasa de interés 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	30.09.2009	30.09.2008	31.12.2008
Fija	100%	89,6%	93%
Variable	0%	10,4%	7%
Total	100%	100%	100%

Riesgo de crédito: El riesgo surge 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. Además, gran parte de los cobros que realiza Colbún corresponden a integrantes del Sistema Interconectado Central chileno, entidades de elevada solvencia.

Con respecto a las colocaciones en tesorería y a la contratación de derivados, Colbún los efectúa 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 30 de septiembre de 2009, 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 un 90% de éstas poseen clasificación de riesgo internacional A+ o superior.

Riesgo de liquidez: Los fondos necesarios para hacer frente a salidas de flujo de efectivo para cumplir con compromisos de inversiones, gastos del negocio y vencimientos de deuda, etc., se obtienen de los propios recursos generados por la actividad ordinaria de Colbún S.A. y de la contratación de líneas de crédito que aseguren fondos suficientes para cumplir con las necesidades de un período.

Al 30 de septiembre de 2009, Colbún cuenta con excedentes de caja de US\$ 398 millones, invertidos en Fondos Mutuos con liquidez diaria y depósitos a plazo con duración promedio menor a 30 días. Asimismo, la compañía cuenta con una línea comprometida de financiamiento con entidades locales por UF 6 millones, dos líneas de bonos registradas en el mercado local por hasta UF 7 millones , una línea de efectos de comercio en el mercado local por UF 2.5 millones (UF 1.0 millón utilizado) y líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones.

8. ANÁLISIS DE LAS DIFERENCIAS ENTRE VALOR LIBRO Y DE MERCADO DE LOS PRINCIPALES ACTIVOS

El rubro Propiedades, Plantas y Equipos se valoriza a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Este activo, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituye el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. La vida útil se revisa periódicamente (Ver Nota 20 para más detalles de la composición del rubro Propiedades, Plantas y Equipos y vida útil)

Periódicamente se analiza el valor de los activos para determinar si existe algún indicio de que dichos activos hubieran sufrido un una pérdida por deterioro.

Los activos denominados en monedas distintas a la moneda funcional de la Compañía, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del período.

Finalmente, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se exponen en la Nota número 3 de los Estados Financieros.

9. MERCADO EN EL QUE PARTICIPA LA EMPRESA

Colbún S.A. tiene sus instalaciones productivas en las Regiones de Valparaíso, de O'Higgins, del Maule, del Bío-bío y de los Lagos y vende toda su producción en el Sistema Interconectado Central (SIC), principal sistema eléctrico del país que se extiende desde Taltal hasta la Isla Grande de Chiloé.

Para inyectar su energía al SIC, los generadores deben pagar, por cada una de sus centrales, por el uso que hacen del sistema de transmisión troncal y de los sistemas de sub-transmisión y adicionales que correspondan. Asimismo, cuando efectúan retiros de electricidad para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, deben pagar por los mismos conceptos. Al respecto, en enero de 2008 salió publicado el Decreto que fija los peajes troncales como parte de la aplicación total de la denominada Ley Corta 1, publicada en marzo de 2004.

Las ventas a las empresas distribuidoras representan aproximadamente un 70% de las ventas totales de las empresas generadoras a los clientes del SIC. Estas ventas incluyen energía que las distribuidoras destinan a sus clientes regulados y a sus clientes de precio libre. El resto corresponde a los clientes industriales libres, cuyos precios de venta, junto con los precios de las generadoras a las distribuidoras por energía para clientes libres, se utilizan en los procesos de fijación tarifaria para establecer una banda de precios al interior de la cual se debe ubicar el precio de nudo fijado. La amplitud de esta banda fue completamente redefinida por la Ley 20.018.