

**ANALISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
AL 30 DE JUNIO DE 2008**

1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

- Los resultados de la Compañía muestran un importante cambio de tendencia durante el último trimestre. Si bien la utilidad acumulada al primer semestre de 2008 muestra una pérdida de \$ 23.643 millones que se compara desfavorablemente con una pérdida de \$ 15.633 registrada en igual período del año anterior, al analizar el trimestre abril – junio del año 2008 (2T08), se aprecia que el resultado alcanzó a una utilidad de \$ 457 millones comparado con una pérdida de \$ 24.099 millones durante el trimestre anterior (1T08) y una pérdida de \$ 23.376 millones el mismo trimestre del año anterior (2T07).
- El desempeño operacional medido a través del EBITDA¹ muestra una caída a \$ 18.600 millones acumulado a junio 2008 respecto a \$ 22.418 millones en el mismo período acumulado el año anterior. Sin embargo, si se analiza trimestralmente el EBITDA, éste alcanzó a \$ 38.412 millones el 2T08, que se compara muy favorablemente con un EBITDA de \$ -19.811 millones el 1T08 y \$ -13.008 millones el 2T07.
- Durante el primer semestre del año 2008, la generación hidráulica de Colbún sigue marcando una caída en términos acumulados respecto al año anterior (2.745 GWh v/s 3.476 GWh), principalmente por un muy buen primer trimestre el año 2007 y una condición extremadamente seca especialmente el 1T08. El análisis trimestral muestra la favorable condición hidrológica que se presentó a partir de mayo de este año, con una generación de 1.654 GWh el 2T08 en comparación a 1.091 GWh el 1T08 y 1.598 GWh el 2T07.
- Los niveles de los embalses Colbún y Chapo, alcanzaron niveles de 433,62 y 227,91 msnm a junio de 2008, lo que se compara positivamente con los de la misma fecha del año anterior cuando registraban cotas de 397,54 y 226,28, respectivamente. Esta situación permitió incrementar la generación hidráulica en este período, aliviando parcialmente la presión por la generación térmica con petróleo diesel, con la consiguiente disminución de los costos marginales del sistema.
- La evolución de las precipitaciones y del nivel de nieves en lo que queda del invierno 2008, serán determinantes en los deshielos y, por lo tanto, en la generación hidroeléctrica del período primavera/verano 2008/2009. Los resultados de la compañía y su volatilidad seguirán dependiendo de las condiciones hidrológicas, de disponibilidad de gas natural y del precio del petróleo diesel hasta fines del 2009. A partir del año 2010, la compañía presenta una posición más equilibrada entre sus compromisos comerciales y su capacidad de generación de electricidad competitiva.
- A partir de abril de este año, Colbún empezó la implementación de un programa de cobertura de riesgo de precio de petróleo, programa que ha permitido acotar en parte el efecto del alza que ha experimentado el costo de ese combustible. Las operaciones efectuadas cubren las necesidades estimadas de combustible para todo el presente año y se han ido ajustando de acuerdo a nuevas estimaciones surgidas de la evolución de la hidrología. Al 30 de junio del 2008, el programa de cobertura implicó utilidades de \$ 13.382 millones, las que se encuentran contabilizadas tanto en el resultado operacional como no operacional.
- Respecto a los proyectos en construcción, la central termoeléctrica de Los Pinos (100 MW) está próxima a entrar en funcionamiento. Por su parte, el proyecto termoeléctrico Coronel-I (350 MW) registra avances de acuerdo a lo programado. Colbún continúa la tramitación ambiental de su proyecto hidroeléctrico San Pedro (144 MW) y espera pronto ingresar a tramitación ambiental el proyecto hidroeléctrico Angostura (300 MW).

¹ EBITDA = Resultado operacional + Depreciación + Amortización Intangibles

- El plan de financiamiento anunciado a principios de año se ha ido concretando en todos sus aspectos. En junio se concluyó el primer período de opción preferente de aumento de capital, lográndose una tasa de suscripción de 98,37% de las nuevas acciones, lo que permitió recaudar \$ 185.919 millones. En cuanto a la componente de deuda de este plan, la compañía está en proceso de cierre de documentación de un nuevo crédito sindicado por US\$ 400 millones, el cual refinanciará gran parte de los créditos bancarios internacionales existentes. Por otra parte, a la fecha de publicación de estos estados financieros, Colbún había anunciado la próxima colocación de bonos en el mercado local por hasta UF 7 millones. Con este programa de financiamiento, Colbún ha procurado tener los recursos financieros líquidos para abordar su programa de inversiones, hacer frente a necesidades transitorias de capital de trabajo y a enfrentar años potencialmente volátiles en resultados operacionales producto de incertidumbre hidrológica.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La **Tabla 1** muestra un resumen del Estado de Resultados acumulado a junio de 2007 y 2008 y para los trimestres 2T07 (mismo trimestre en curso del año anterior), 1T08 (trimestre anterior) y 2T08 (último trimestre en curso). Todas las cifras están corregidas a valor de junio de 2008.

Tabla 1

Cifras Acumuladas		Millones de Pesos	Cifras Trimestrales		
Jun-07	Jun-08		2T 07	1T 08	2T 08
278.648	360.044	Ingresos de explotación	147.899	187.293	172.753
127.785	125.034	Ventas a Clientes Regulados	63.155	64.630	60.404
85.834	87.681	Ventas a Clientes Libres	44.461	41.658	46.023
46.204	128.359	Ventas a Clientes Sin Contrato	31.772	75.155	53.205
11.005	9.870	Ventas al CDEC	4.359	3.018	6.851
7.820	9.100	Otros Ingresos	4.151	2.831	6.269
(251.726)	(335.995)	Costos de Explotación Antes de Depreciación	(158.656)	(204.670)	(131.325)
(6.912)	(7.110)	Peajes	(3.724)	(1.521)	(5.589)
(88.414)	(85.695)	Compras de Energía y Potencia	(39.576)	(66.448)	(19.247)
(24.116)	(16.462)	Consumo de gas	(8.357)	(10.514)	(5.948)
(106.529)	(199.729)	Consumo de Petróleo	(93.278)	(112.058)	(87.671)
(25.755)	(26.999)	Otros	(13.721)	(14.128)	(12.871)
(4.504)	(5.449)	Gastos de Administración y Ventas Antes de Depreciación	(2.252)	(2.433)	(3.016)
22.418	18.600	EBITDA (*)	(13.008)	(19.811)	38.412
(31.381)	(33.858)	Depreciación y amortización	(15.807)	(16.814)	(17.044)
(8.963)	(15.258)	Resultado de Explotación	(28.816)	(36.624)	21.368
5.783	1.557	Ingresos Financieros	3.358	889	668
1.098	676	Utilidad Inversión Empresas Relacionadas	424	463	213
1.332	32.854	Otros ingresos fuera de explotación	776	2.124	30.730
(9.336)	(14.165)	Gastos financieros	(4.949)	(5.811)	(8.354)
(2.337)	(27.252)	Otros egresos fuera de explotación	(1.903)	(25.292)	(1.960)
(4.702)	(1.823)	Corrección Monetaria	(4.377)	(1.925)	102
7.172	1.112	Utilidad por Diferencias de Cambio (pérdida)	9.400	38.957	(37.845)
(990)	(7.041)	Resultado Fuera de Explotación	2.730	9.404	(16.445)
(9.953)	(22.299)	Resultado Antes de Impuesto a la Renta	(26.086)	(27.220)	4.922
(4.532)	(69)	Impuesto a la renta	2.954	4.193	(4.262)
(14.485)	(22.368)	Utilidad (pérdida) antes de interés minoritario	(23.132)	(23.027)	660
(1.149)	(1.275)	Interés minoritario	(245)	(1.072)	(203)
(15.634)	(23.643)	Utilidad (Pérdida) líquida	(23.377)	(24.099)	457
0,6	0,0	Amortización mayor valor de inversiones	1,0	0,0	(0,2)
(15.633)	(23.643)	Utilidad (Pérdida) del ejercicio	(23.376)	(24.099)	457

(*) EBITDA: Resultado de Explotación + Depreciación + Amortización de Intangibles,

Durante el primer semestre del año 2008, la Compañía registró una pérdida por \$23.643 millones en comparación a la pérdida de \$15.633 millones de igual período del año anterior. Un análisis trimestral permite apreciar, sin embargo, el quiebre de tendencia experimentado a partir de 2T08 con una utilidad durante este trimestre de \$ 457 millones, que se compara muy favorablemente con la pérdida de \$ 24.099 millones del 1T08.

2.1 ANÁLISIS DEL RESULTADO DE EXPLOTACIÓN

El *EBITDA* acumulado ascendió el primer semestre de 2008 a \$ 18.600 millones, que se compara con \$ 22.418 millones durante el mismo periodo del año anterior. Si bien los ingresos de explotación experimentaron un incremento de \$ 81.395 millones, que como se explicará más adelante obedece en general a mayores precios, no ha sido suficiente para compensar el incremento de costos, especialmente por el mayor gasto en petróleo.

Este deterioro en el desempeño operacional acumulado, se explica principalmente por un primer trimestre de este año muy pobre que estuvo caracterizado, además del alto precio del petróleo, por una hidrología seca, indisponibilidad de la Central Nehuenco I a causa de un incendio ocurrido a fines de diciembre de 2007 y un aumento significativo de las restricciones de envío de gas natural desde Argentina (con excepción del gas obtenido a

través de un swap por fuel oil con Central Puerto de Argentina durante los meses de marzo y abril).

Estos factores adversos permanecieron vigentes durante el segundo trimestre del año, sin embargo, la condición hidrológica cambió sustancialmente a partir de mediados de mayo, lo que permitió, por un lado, mejorar la generación hidráulica de Colbún y una reducción de los costos marginales que pasaron de un promedio de 288 US\$/MWh el 1T08 a 243 US\$/MWh el 2T08, llegando a niveles de 179 US\$/MWh en el mes de junio de 2008.

Los resultados de Colbún S.A. continúan siendo impactados adversamente por la paralización de la central termoeléctrica de ciclo combinado Nehuenco I, de 368 MW de capacidad, la que el 29 de diciembre de 2007 fue afectada por un incendio en el interior del edificio de la turbina principal debido a una fuga de petróleo diesel en el sistema de alimentación de combustible de la unidad. La central fue desconectada del sistema interconectado central y el fuego fue extinguido con los medios propios previstos para este tipo de emergencias.

La Compañía tiene vigente una póliza de seguros con cobertura de "Todo Riesgo", que incluye cobertura para Incendio, Avería de Maquinaria y Perjuicios por Paralización, encontrándose en curso el respectivo procedimiento de liquidación. Con todo, la póliza contempla deducibles estándares para este tipo de riesgo. El valor estimado por Colbún al 30 de junio de 2008 de los Perjuicios por Paralización, correspondientes al período enero a junio de 2008, es de aproximadamente US\$ 100 millones, de los cuales, conforme a la opinión de los asesores de la Compañía, aproximadamente US\$78 millones neto de deducible se encuentran cubiertos por este seguro, contemplando la póliza un límite único de indemnización de US\$ 250 millones por evento y combinado Daño Físico y Perjuicios por Paralización.

En el proceso de liquidación en curso, de manera preliminar, se han manifestado apreciaciones distintas respecto del límite de indemnización aplicable a los Perjuicios por Paralización. Se hace presente que el informe de liquidación definitivo debe emitirse, según regla general, dentro del plazo de 90 días siguientes desde la puesta en marcha de la central. De existir diferencias entre la Compañía y los aseguradores, en cuanto a la extensión de la cobertura o a la determinación de la pérdida, ellas serán resueltas a través del mecanismo de arbitraje, conforme lo contempla la póliza.

La central Nehuenco I continúa en su proceso de reparación y, de acuerdo a lo informado por nuestro proveedor Siemens, la fecha prevista para su puesta en servicio sería el 10 de septiembre del 2008.

2.1.1 Ventas Físicas

La **Tabla 2** presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía y potencia al 30 de junio de 2008, comparadas con igual período del año 2007.

Tabla 2

Acumulada		Ventas	Cifras Trimestrales		
Jun-07	Jun-08		2T 07	1T 08	2T 08
3.151	2.390	Clientes Regulados (GWh)	1.544	1.210	1.180
2.885	2.418	Clientes Libres (GWh)	1.506	1.255	1.163
475	919	Distribuidoras s/Contratos (GWh)	277	489	430
91	46	Spot CDEC (GWh)	28	0	46
6.601	5.772	Total Ventas (GWh)	3.355	2.953	2.819
1.616	1.629	Potencia (MW)	1.616	1.646	1.629

Acumulada		Generación	Cifras Trimestrales		
Jun-07	Jun-08		2T 07	1T 08	2T 08
3.476	2.745	Hidráulica (GWh)	1.598	1.091	1.654
898	131	Térmica Gas (GWh)	336	79	52
1.404	2.407	Térmica Diesel (GWh)	1.203	1.378	1.030
5.778	5.284	Total Generación Propia	3.137	2.548	2.736
982	625	Compras CDEC (GWh)	298	457	168

2.1.2 Ingresos de Explotación

Los *Ingresos de Explotación* aumentan un 29% en el primer semestre respecto al mismo período del año anterior, situación que se explica principalmente por el aumento de las ventas a clientes distribuidores sin contrato en \$82.155 millones (+178%). Lo anterior a pesar de que a fines de 2007 terminaron compromisos por aproximadamente 2000 GWh anuales con la distribuidora Emelectric y a Endesa.

Ventas de Energía y Potencia

Clientes Regulados: Las ventas valoradas acumuladas al primer semestre disminuyeron un 2% desde \$ 127.785 millones a \$ 125.034 millones en igual periodo del año anterior. Si bien las ventas físicas cayeron un 24% desde 3.151 a 2.390 GWh, el incremento de precios regulados compensa en forma importante la caída en volumen. En efecto, los precios regulados, expresados en pesos, han subido un 39% durante el primer semestre de 2008, comparado con igual período del año anterior, lo que está explicado por el alza experimentada en el precio nudo debido al aumento substancial de los costos de generación de energía como consecuencia de la hidrología seca, el fuerte aumento de precios de los combustibles y la baja disponibilidad de gas natural.

Clientes Libres: Las ventas valoradas acumuladas al primer semestre aumentaron un 2% desde \$ 85.834 millones a \$ 87.681 millones en igual periodo del año anterior. Si bien las ventas físicas cayeron un 16% desde 2.885 a 2.418 GWh, el incremento de precios a clientes libres compensa totalmente esta disminución en volumen. Los precios de los clientes no regulados que típicamente se pactan en dólares y en algunos casos, con indexaciones a los costos, han subido en aproximadamente 40% durante el primer semestre de 2008, comparado con igual período del año anterior, medido en dólares. Adicionalmente, se reconoció como ingreso, el efecto del fallo favorable del juicio arbitral por la revisión de precios del contrato con CGED para abastecer a la planta Teno de Cementos Bío Bío Ltda., por un total de \$ 5.006 millones.

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. A junio de 2008, estas ventas alcanzaron a \$128.359 millones, que se comparan con \$46.204 millones del primer semestre del año anterior, aumento que se explica principalmente por los mayores costos marginales, así como por un mayor volumen de ventas físicas, dado la mayor

cantidad de distribuidoras sin contrato y por el crecimiento regular de la demanda de energía de estas mismas distribuidoras.

2.2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN

Al 30 de junio de 2008, los costos de explotación que representan desembolsos de caja, (excluida la depreciación) fueron \$84.269 millones mayores a los de igual período del ejercicio anterior, es decir, un alza de 33%.

Un análisis de los principales ítemes de costos muestra que al 30 de Junio de 2008, la principal variación en el costo de explotación respecto del mismo periodo del año 2007, está representada por el mayor gasto en petróleo diesel de \$93.200 millones. Esta situación es consecuencia de las restricciones al suministro de gas natural, de la condición hidrológica más seca del primer trimestre de este año, del mayor costo del petróleo diesel y de la indisponibilidad de la Central Nehuenco I a partir de diciembre de 2007, lo que implicó una mayor generación con unidades menos eficientes. En la **Tabla 2**, se advierte la menor generación hidráulica y térmica a gas natural y el significativo incremento de la generación con diesel.

Durante el período, la compañía ha debido suplir sus déficit de energía con compras en mercado "spot", las que en términos físicos, durante el primer semestre del año 2008 fueron un 36% menores a las de igual periodo del año anterior. Sin embargo, en términos valorados, estas compras alcanzaron a \$ 85.695 millones, sólo un 3% menores a las de igual período del año anterior, disparidad que se explica por los mayores costos marginales, cuyo promedio al primer semestre del año 2008 alcanzó a US\$ 265 por MWh, mayor en un 76% al promedio del igual período del año 2007.

Es importante destacar que si se considera la generación de la central Nehuenco I, unidad que estuvo detenida por el siniestro comentado, la posición compradora de la compañía se hubiera reducido fuertemente.

En efecto, los compromisos de venta de energía a empresas distribuidoras y clientes no regulados de la compañía, alcanzaron 4.808 GWh a junio de 2008, volumen inferior a la generación propia de la compañía que alcanzó 5.284 GWh en el mismo período. Por otro lado, las ventas a empresas distribuidoras sin contrato que en definitiva se realizan a costo marginal, alcanzaron a 919 GWh a junio de 2008, volumen que es superior a las compras de energía en el mercado spot, que alcanzaron la cifra de 625 GWh. Este volumen de compras es bastante inferior a la capacidad de generación de Nehuenco I, hoy detenida.

A junio del año 2008, la generación hidroeléctrica y la generación termoeléctrica con gas natural correspondió a sólo un 60% de las ventas físicas a clientes regulados e industriales (excluyendo las ventas a empresas distribuidoras sin contrato), en comparación con un 72% a junio del año 2007.

Con el fin de acotar el costo del petróleo diesel y sus continuas alzas, la compañía inició en abril de este año, un programa de cobertura que cubre las necesidades estimadas de consumo de éste combustible para todo el año. Al 30 de junio de 2008, el programa ha logrado disminuir el costo del consumo de petróleo diesel en \$ 7.082 millones, neto de las primas pagadas. Además, por efecto del desarme parcial del programa de cobertura por ajuste al consumo estimado para el resto del año, debido al mejoramiento de la hidrología, se ha obtenido una utilidad e \$ 6.300 millones, la que se ha registrado en el resultado fuera de explotación.

3. ANÁLISIS DEL RESULTADO FUERA DE EXPLOTACIÓN

El resultado fuera de la explotación, al 30 de junio de 2008 fue una pérdida de \$ 7.041 millones que se compara con la pérdida de \$ 990 millones en igual período del año anterior y se explica básicamente por los mayores gastos financieros netos, la menor utilidad por diferencia de cambio y un cargo a resultados como consecuencia de la sentencia en el juicio entre Colbun y Pehuenche por \$ 5.407 de la Corte Suprema, adversa a la compañía.

El resultado de la diferencia de cambio al 30 de junio del año 2008, se debió a que el peso se depreció respecto al dólar en 2,6%, en cambio en igual período del año 2007 el peso se apreció en 2,9%, ambos en términos reales.

Respecto a los gastos financieros, estos fueron superiores en \$ 4.829 millones respecto al igual período año 2007 lo que se explica por el aumento de la deuda financiera en relación al periodo anterior como resultado de la emisión de bonos realizada en mayo de 2007. Los ingresos financieros, por su parte, fueron menores en \$ 4.226 millones a los del mismo período del año 2007, debido a las disminución de los activos financieros de la compañía en relación al mismo período del año anterior, producto de las mayores necesidades de caja.

Los otros ingresos fuera de explotación fueron mayores en \$ 31.522 millones, con respecto a igual período del año anterior, principalmente por mayores utilidades por operaciones de compra de dólares a futuro en relación al mismo periodo del año anterior. Los otros egresos fuera de explotación, por su parte, fueron mayores en \$ 24.915 millones a los del primer semestre del año 2007, principalmente por mayores pérdidas por operaciones de compra de dólares a futuro en relación al mismo período del año anterior.

Cabe destacar que la compañía decidió tomar posiciones en dólares a través de contratos de seguros de cambio, con el fin de tener un calce de monedas entre sus activos y pasivos, así como para cubrir los desembolsos en dólares que generarán los proyectos de inversión. Si bien están contabilizados en ítemes separados, se debe analizar en conjunto la utilidad por diferencia de cambio y la parte correspondiente a utilidades o pérdidas por operaciones de compra de dólares a futuro, contenidas en los otros ingresos y egresos fuera de la explotación, por las razones aquí explicadas.

Como consecuencia de las operaciones de cobertura de riesgo del precio del petróleo, la Compañía ha ido ajustando las necesidades de cobertura de acuerdo a nuevas estimaciones de la evolución hidrológica y ha vendido exceso de coberturas, lo que le ha significado percibir ingresos por \$ 6.300 millones, netos de las primas pagadas, contabilizados como otros ingresos fuera de la explotación.

En el mes de junio de 2008, la compañía registró en su resultado, un total de \$ 5.407 millones correspondientes al capital e intereses que Colbun S.A. deberá pagar a Pehuenche S.A., en virtud de la sentencia de la Corte Suprema del 07 de julio de 2008.

4. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

La **Tabla 3** presenta un análisis de algunas cuentas relevantes del Balance al 30 de junio de 2008, al 31 de marzo de 2008 y al 30 de junio de 2007. Las cifras a junio 2007 y marzo de 2008 se presentan actualizadas por IPC a junio de 2008.

Tabla 3

Millones de Pesos	Jun-07	Mar-08	Jun-08
Activo Circulante	471.745	358.584	552.924
<i>Deudores por Ventas</i>	75.769	145.646	172.720
<i>Ventas Normales</i>	49.192	41.970	50.864
<i>Ventas distribuidores sin contrato</i>	26.577	103.676	121.856
<i>Impuestos por Recuperar</i>	29.816	129.874	123.280
<i>Otros Activos Circulantes</i>	366.160	83.064	256.925
Activo Fijo	1.553.553	1.591.718	1.603.998
Otros Activos	75.179	66.293	75.022
Total Activo	2.100.477	2.016.595	2.231.945
Pasivo Circulante	175.017	185.121	220.673
Pasivo Largo Plazo	571.048	537.637	531.062
Patrimonio e Interés Minoritario	1.354.411	1.293.836	1.480.210
Total Pasivo y Patrimonio	2.100.477	2.016.595	2.231.945

Activo Circulante:

El incremento del activo circulante en los últimos doce meses de \$ 81.180 millones se explica por :

- (i) Aumento en la cuenta deudores por venta por \$96.951 millones, lo que se explica fundamentalmente por las ventas a empresas distribuidoras sin contrato de suministro, las que 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, será 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. En efecto, dentro de otras estipulaciones, la llamada Ley Corta II en su artículo 3° transitorio (o artículo 27 transitorio del DFL 4/2006, texto refundido de la LGSE), estableció la obligación de suministro de las empresas generadoras a las empresas distribuidoras que estuvieran sin contrato, a prorrata de sus respectivas energías firmes declaradas en el CDEC.
- (ii) Aumento en los impuestos por recuperar por \$ 93.464 millones, que se explica en gran medida por la ausencia de valor agregado en su flujo de caja que en gran parte de los últimos 12 meses soportó la compañía como consecuencia de la menor generación hidráulica y el alto costo de la generación térmica, con el consiguiente aumento en el remanente del crédito fiscal generado por la diferencia entre el IVA de compras, el IVA de ventas y el impuesto específico al petróleo que la compañía ha debido financiar para operar las plantas térmicas. Cabe destacar que durante marzo de 2008 fue promulgada la Ley 20.258 que establece un mecanismo de devolución del impuesto específico al petróleo diesel a favor de las empresas generadoras eléctricas, siendo aplicable dicha devolución sólo para el remanente de crédito fiscal producido a contar del mes de marzo de 2008. Al 30 de junio de 2008, la compañía ha recuperado un total de \$ 15.524 millones desde la vigencia de dicha ley, con lo que a esta fecha el remanente crédito fiscal alcanza a \$ 108.034 millones, de los cuales \$ 1.891 millones se podrán recuperar en los primeros días de agosto como consecuencia del mecanismo estipulado en la ley referida.
- (iii) Los aumentos anteriores fueron compensados por una disminución del stock de inversiones financieras en \$110.915 millones respecto a junio de 2007, que se explica principalmente por:
 - El débil desempeño operacional ya analizado

- Desembolsos de los proyectos de inversión por \$124.798 millones durante los últimos 12 meses, destacando los relacionados con el proyecto central termoeléctrica a carbón en Coronel, el proyecto central termoeléctrica a petróleo Los Pinos y el proyecto central hidráulica Hornitos que fue puesta en servicio en el mes de enero de 2008,
- Pagos de intereses, amortización de deuda financiera que en total alcanzaron a \$ 51.298 millones.

Activo Fijo:

El activo fijo, entre el 30 de junio de 2008 y la misma fecha del año 2007, se incrementó en \$50.445 millones, explicados fundamentalmente por los proyectos de inversión de la compañía y que fueron detallados en el punto anterior. Este desembolso fue compensado en parte por la depreciación del período.

Pasivo Circulante:

El pasivo circulante a junio de 2008 aumentó en \$ 45.656 millones respecto de junio de 2007, producto principalmente del traspaso al corto plazo de la primera cuota de amortización del crédito sindicado de US\$ 320 millones por US\$ 64 millones, de la primera cuota de amortización del crédito originalmente suscrito por la ex filial Cenelec S.A., por US\$ 10 millones, además de 3 créditos con bancos locales por US\$ 22 millones, lo que se compensó con la amortización de la única cuota de un crédito con Banco de Chile por US\$ 17 millones pagada en el mes de marzo de 2008.

Pasivo Largo Plazo:

La disminución del pasivo largo plazo en \$ 39.986 millones se debe principalmente al traspaso al corto plazo de las cuotas de amortización de los créditos señalados anteriormente. Adicionalmente, la cuenta de impuestos diferidos de largo plazo, que de acuerdo a normas contables vigentes se presenta neta del activo por impuestos diferidos, disminuyó en \$ 6.919 millones, producto del reconocimiento de una mayor pérdida tributaria de la sociedad al 30 de junio de 2008, en relación a junio de 2007. Compensó parcialmente estas disminuciones, el giro de un crédito por \$ 45.000 millones con el banco Corpbanca a 6 años plazo realizado durante enero de 2008.

Patrimonio:

El aumento del patrimonio en \$ 125.798 millones, se explica por el aumento del capital de la sociedad, realizado según acuerdo de la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 14 de marzo de 2008, en cuyo período de opción preferente realizado entre el 26 de mayo y el 25 de junio de 2008, se suscribieron 2.655.980.133 acciones de un total emitido de 2.700.000.000, por un valor de \$ 185.959 millones. Por otra parte, compensa parcialmente lo anterior, la pérdida generada durante los últimos doce meses de \$ 56.267 millones.

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.

Indicador	Jun-07	Mar-08	Jun-08
Liquidez Corriente: Activo Circulante / Pasivo Circulante	2,70	1,94	2,51
Razón Ácida: (Activo Circulante-Existencias-Gtos. Anticipados) / Pasivo Circulante	2,68	1,91	2,47
Razón de Endeudamiento: (Total Pasivo Circulantes + Total Pasivo Largo Plazo) / Total Patrimonio	0,55	0,56	0,51
Cobertura Gastos Financieros: (Resultado Antes de Impuestos + Intereses) / Gastos Financieros	-0,07	-3,68	-0,57
Deuda Corto Plazo (%): Total Pasivo Circulante / (Total Pasivo Circulante + Total Pasivo Largo Plazo)	23,46	25,61	29,36
Deuda Largo Plazo (%): Total Pasivo Largo Plazo / (Total Pasivo Circulante + Total Pasivo Largo Plazo)	76,54	74,39	70,64
Rentabilidad Patrimonial (%): Utilidad (Pérdida) del Ejercicio / Patrimonio Promedio	-1,18	-1,80	-1,68
Rentabilidad del Activo (%): Utilidad (Pérdida) del Ejercicio / Total Activo Promedio	-0,80	-1,22	-1,09
Rendimientos Activos Operacionales (%): Resultado Operacional del Ejercicio / Activos Operacionales Promedios (Activo Fijo)	-0,58	-2,33	-0,97

- Dentro del activo circulante se incluye el remanente de crédito fiscal asociado al impuesto al valor agregado y al impuesto específico al petróleo.

- Patrimonio promedio es definido como el patrimonio a junio del año 2008 más el patrimonio a junio de 2007 dividido por dos.

- Total activo promedio es definido como el total de activo de junio del año 2008 más el total de activo a junio de 2007 dividido por dos.

6. ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO

El comportamiento del flujo de efectivo de la sociedad y sus filiales acumulados a junio de 2008 y de 2007, presenta el siguiente movimiento:

Actividades de la Operación: el flujo neto de efectivo originado por actividades de la operación al 30 de junio de 2008 fue menor en \$90.855 millones respecto al mismo período del año 2007. Esta disminución se debe principalmente al aumento en los pagos a proveedores en \$182.894 millones debido a las mayores compras de petróleo que ha debido realizar la compañía para operar sus plantas térmicas para suplir la escasez en el suministro de gas natural. Adicionalmente, otros gastos pagados se incrementaron en \$ 14.828 millones, lo que se explica principalmente por la pérdida en diferencia de cambio generada en las renovaciones de operaciones de compras de dólares a futuro destinadas a cubrir desembolsos futuros de los proyectos en ejecución.

Lo anterior se vio compensado en parte por el aumento en la recaudación de los deudores por venta por \$ 78.242 millones, principalmente por el aumento tanto en precios como en consumo de las distribuidoras sin contrato en relación al periodo anterior.

Adicionalmente, otros ingresos percibidos aumentaron en \$ 40.429 millones, los que se explican mayormente por los fondos recibidos producto del término anticipado de contratos de “cross currency swap” durante los meses de febrero y marzo de 2008, suscritos por la compañía para transformar a dólares parte de la deuda en unidades de fomento de los bonos series E y F. Al 30 de junio de 2008, la totalidad de los bonos serie E y UF 500.000 de la serie F se encuentran transformados a moneda dólar a través de contratos de “cross currency swap” UF/US\$. Además de lo anterior, en el período se han recibido los fondos provenientes del desarme del exceso de coberturas de riesgo del precio del petróleo.

Actividades de Financiamiento: el flujo neto de efectivo originado por actividades de financiamiento fue mayor en \$ 95.344 millones respecto al período anterior. Esta variación se explica principalmente por el aumento del capital de la sociedad, realizado según acuerdo de la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 14 de marzo de 2008, en cuyo período de opción preferente realizado entre el 6 de mayo y el 25 de junio de 2008, se suscribieron acciones por un valor de \$ 185.959 millones. Además de lo señalado, en el mes de enero de 2008 se giró un crédito por \$45.000 millones con banco Corpbanca a 6 años plazo.

Adicionalmente, disminuyó el monto de dividendos pagados en \$ 47.191 millones respecto a junio de 2007 producto del resultado negativo del ejercicio 2007.

Lo anterior se vio compensado por una menor recaudación por \$ 173.072 millones de recursos provenientes de obligaciones con el público, dado la emisión de los bonos series E y F, realizada en el mes de mayo de 2007. Junto con lo anterior, en el período se amortizaron créditos por un total de \$ 20.522 millones.

Actividades de Inversión: El flujo neto originado por actividades de inversión al 30 de junio de 2008 fue de \$ 45.641 millones negativos respecto a los \$ 49.080 millones negativos registrados al 30 de junio de 2007. Esta variación se explica principalmente por los mayores desembolsos correspondientes a los pagos relacionados con la construcción de la central térmica a carbón en Coronel y la construcción de la central térmica Los Pinos, en el primer semestre del año 2008 y, en menor medida, por la puesta en servicio de la central hidroeléctrica Hornitos, que entró en operación comercial en enero de 2008.

7. ANÁLISIS DEL ENTORNO Y RIESGOS

Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 2.521 MW (aproximadamente un 26% del SIC), conformada por 1.247 MW en unidades térmicas y 1.274 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, mientras que Antihue 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. El diseño de este modelo de negocios estuvo basado en un abastecimiento de gas natural según las condiciones de precios y volúmenes establecidas en contratos de suministro de gas natural y amparado por la seguridad jurídica que entonces entregaba el Protocolo Regulatorio de la Interconexión Gasífera y Suministro de Gas Natural, firmado entre la República de Chile y la República de Argentina.

Las restricciones al suministro de gas desde la República Argentina, el aumento de precio del gas junto a los impuestos que arbitrariamente le son aplicados y el nivel del precio del petróleo -combustible alternativo al gas natural restringido-, introdujeron un factor de riesgo relevante, mayor al considerado al diseñar el parque generador térmico y definir la cartera asociada de contratos con clientes finales. Los resultados de la Compañía pasaron así a depender fuertemente de las condiciones hidrológicas, 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 y, junto con ello, efectuar compras de energía a costos marginales elevados en el CDEC, para cumplir con los compromisos contraídos.

7.1 Combinación de factores adversos

Durante el año 2007 coincidieron una serie de factores adversos que afectaron a la compañía, entre estos, la escasez de lluvias, lo que derivó en un deshielo seco, la indisponibilidad de gas natural y un elevado precio del petróleo diesel, alcanzando valores cercanos a 110 US\$/Barril hacia fines de marzo del 2008. Este negativo escenario, si bien se ha atenuado en parte durante el segundo trimestre del 2008, producto de las lluvias, ha tenido como contrapartida un aumento sin precedentes del precio del petróleo, que alcanzó los US\$ 134 por barril a fines de junio. Lo anterior se tradujo en que Colbún debió 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.

7.2 Siniestro en la central térmica Nehuenco I

Todo lo anterior se vio agravado con la salida de servicio de la central Nehuenco I, producto de un incendio que la afectó a fines de diciembre del año 2007. La central continúa en su proceso de reparación y, de acuerdo a lo informado por nuestro proveedor Siemens, la fecha prevista para su puesta en servicio sería el 10 de septiembre del 2008.

7.3 Decreto de racionamiento

Producto de una conjunción de eventos tales como una hidrología seca en el año hidrológico 2007/08, la falta de gas natural argentino y la salida de servicio de la central Nehuenco I, llevaron a la autoridad a publicar un decreto de racionamiento con fecha 26 de febrero de 2008, que entre otras medidas dictó una disminución del voltaje, creó una reserva hídrica e impuso al CDEC una operación más conservadora del parque generador. Los efectos de estas medidas también han repercutido en un aumento de los costos marginales del sistema y, por ende, en los resultados de la Compañía producto de su posición compradora en el SIC.

7.4 Acciones de mitigación

Para disminuir el impacto de la triple contingencia, vale decir, hidrología seca, ausencia de gas argentino y aumento del precio del petróleo, la empresa ha tomado y seguirá tomando medidas que permitan mejorar la disponibilidad de sus equipos de generación y tener las instalaciones y la logística para abastecer con petróleo diesel sus centrales térmicas. Dentro de las medidas anteriores están, la conversión de la central Nehuenco II para que pudiera operar tanto con gas como con petróleo diesel como la puesta en servicio, a través de la sociedad coligada Electrogas, de un oleoducto entre Concón y Quillota, el cual permite una mayor confiabilidad en el abastecimiento de petróleo del conjunto de centrales Nehuenco y San Isidro de Empresa Eléctrica San Isidro S.A. Finalmente, en Agosto del 2007, se decidió la ejecución del Proyecto Termoeléctrico Los Pinos, turbina de respaldo de 100 MW que se está instalando en la Región del Bío Bío.

Por otra parte, Colbún activó proyectos hidroeléctricos. En enero de 2008 se puso en servicio la central hidroeléctrica de pasada Hornitos, de 55 MW de potencia, ubicada en la cuenca del río Aconcagua y durante el año 2007 fueron entregadas al servicio las centrales hidráulicas Quilleco, de 70 MW, ubicada aguas abajo de la central Rucúe en la cuenca del río Laja y la central Chiburgo, de 19,4 MW, ubicada aguas abajo de la presa del embalse Colbún. Lo anterior, junto con la fusión de Colbun con Hidroeléctrica CENELCA S.A., en octubre del 2005, que aportó con 330 MW de capacidad hidroeléctrica, han aportado un considerable flujo de caja que han mitigado los efectos de las contingencias derivadas de la crisis de suministro de gas natural.

Adicionalmente, la compañía ha cambiado los términos de precio e indexación de importantes contratos de suministros de electricidad a través de acuerdos con los clientes y por la vía de la instancia arbitral, de manera que reflejen de mejor forma las actuales condiciones de costo del sector. Lo anterior, también ha aportado a la mitigación de los efectos de la crisis. Es importante mencionar, sin embargo, que los términos finalmente acordados están aún lejos de reflejar la nueva realidad de costos del sector.

Finalmente, la compañía ha implementado una estrategia de cobertura a la exposición que enfrenta a variaciones del precio del petróleo, que ha mitigado en parte el impacto de los niveles del precio del petróleo diesel.

7.5 Perspectiva de mediano plazo

Hemos venido informando en los estados financieros trimestrales, que a pesar del vencimiento de contratos comerciales a fines de 2007, los flujos de caja de la compañía y su volatilidad seguirán dependiendo de las condiciones hidrológicas, el precio de los combustibles, el suministro de gas natural y el crecimiento de la demanda. A partir de mayo de 2008, el factor hidrológico mejoró fuertemente como consecuencia de las precipitaciones caídas en las principales cuencas del país. Por lo anterior, la generación hidroeléctrica y el nivel de los principales embalses han experimentado un alza importante con respecto al nivel que habían alcanzado luego de un deshielo muy pobre. Esta situación permite prever una generación hidroeléctrica y una situación de costos marginales de generación relativamente más favorable en los próximos meses. Sin embargo, la evolución de las precipitaciones y del nivel de nieves en lo que queda del invierno de 2008, serán determinantes en los deshielos y, por lo tanto, en la generación hidroeléctrica durante la primavera y verano de 08/09. Adicionalmente, es importante destacar el aporte de la reducción del consumo de electricidad observado a partir de marzo de 2008.

En definitiva, si bien la compañía presenta una situación relativamente más favorable en materia de costos operacionales en los próximos meses, en comparación con los primeros meses del año, sus flujos de caja seguirán dependiendo de las condiciones hidrológicas, precio de combustibles y disponibilidad de gas natural hasta fines del año 2009, cuando según se describe más adelante, se restablece el equilibrio entre la capacidad de generación a costos competitivos y los compromisos comerciales.

7.6 Plan de Crecimiento y acciones de largo plazo

De mantenerse las condiciones actuales del mercado del petróleo, la generación de electricidad basada en petróleo diesel o bien GNL a partir del año 2009, necesariamente será más costosa que la generación con gas natural argentino previo a la crisis, lo que llevará indefectiblemente a que el precio de la energía eléctrica y, en mayor medida, los costos marginales del sistema, deberán mantenerse en niveles muy superiores a los que estuvieron vigentes en años anteriores.

En este contexto, Colbun tiene como estrategia aumentar su capacidad instalada manteniendo su vocación hidroeléctrica renovable, con un complemento térmico competitivo. Dado los precios relativos de los combustibles, la generación térmica a carbón aparece como la más competitiva.

En concordancia con la estrategia mencionada, Colbun ha reactivado proyectos hidráulicos que con la realidad de precios anterior a la Ley 20.018, habían quedado fuera de mercado. Es así como durante 2007 y principios del 2008, como ya se mencionó, entraron en servicio las centrales Quilleco, Chiburgo y Hornitos, que totalizan 145 MW, las que por las condiciones de sequía del año 2007, han aportado sólo una fracción de su potencial. Adicionalmente, la compañía se encuentra desarrollando los siguientes proyectos:

Proyecto CH San Pedro: Está en tramitación ambiental el Proyecto Hidroeléctrico 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 2011, en la medida que se apruebe el EIA en los plazos legales considerados.

Proyecto CH Angostura: En la región del Bío Bío, en el río del mismo nombre, la Compañía se encuentra elaborando la ingeniería, la línea base ambiental, el estudio de impacto ambiental y difundiendo en la comunidad las principales características del llamado Proyecto Hidroeléctrico Angostura, que en base a derechos de agua que la compañía posee y complementados con derechos adicionales, así como con algunas modificaciones de los existentes, ambas gestiones en trámite en la Dirección General de Aguas, podrían permitir el desarrollo de un proyecto de sobre 300 MW.

Proyecto Aysén: Respecto del Proyecto Aysén, la compañía está participando con Endesa en la sociedad que desarrollará los proyectos hidroeléctricos de la XI Región en los ríos Baker y Pascua y que totalizarían una capacidad instalada de aproximadamente 2.750 MW, capacidad que una vez en operación, será comercializada en forma independiente por ambas compañías. Este proyecto aportará a Colbún S.A. una importante y estable capacidad de generación hidráulica de alrededor de 1.200 MW. Es importante destacar que este proyecto tiene contemplada su puesta en marcha en forma secuencial, a partir de fines del 2013, lo que dependerá, en definitiva, de los permisos necesarios en distintas instancias tales como la ambiental y de la concesión eléctrica.

Otros proyectos hidráulicos: Finalmente, la compañía posee otros derechos de agua en las Regiones V, VII, y X, 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 2012 y siguientes.

En relación a la generación térmica competitiva, complemento esencial al desarrollo hidroeléctrico, Colbún está desarrollando el proyecto **Coronel I**. Se trata del desarrollo de la primera etapa de un complejo termoeléctrico abastecido de carbón, consistente en dos unidades, cada una con una capacidad de aproximadamente 350 MW de potencia nominal neta. Para la primera de estas unidades se ha asignado el contrato de Ingeniería, Suministro y Construcción "Llave en Mano" al consorcio contratista formado por las empresas Maire Engineering S.p.A. de Italia, Slovenské Energetické Strojárne a.s. de la República Eslovaca y la nacional Tecnimont Chile Ltda. La construcción de la central avanza de acuerdo a lo programado y se espera que de cumplirse los plazos

proyectados, esta unidad entrará en operación el año 2010. 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, por lo cual son muy poco agresivas con el medio ambiente en general y con la población vecina en particular.

Respecto de las centrales térmicas de la compañía que actualmente están operando con petróleo diesel y que lo pueden hacer con GNL o gas natural, su competitividad y, por lo tanto, su calidad de capacidad de base o de respaldo, dependerá de su competitividad con la generación a carbón y de la disponibilidad y costo del gas natural regional.

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 Aysén. 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 así la volatilidad de la generación hidráulica.

La compañía recuperará dicho equilibrio con la puesta en marcha de capacidad de generación termoeléctrica a carbón. Asimismo, en ausencia de suministro regional de gas natural en condiciones competitivas de largo plazo, la compañía seguirá observando la evolución del mercado de GNL, en particular las condiciones de largo plazo en las cuales se pueda contratar un suministro competitivo frente a los combustibles alternativos como es el carbón.

7.7 Política Comercial

Colbún ha seguido una estrategia de contratación de largo plazo para obtener estabilidad en sus flujos, basada en un equilibrio de generación hídrica y térmica a un costo competitivo. Este equilibrio se vio alterado producto de la desaparición del gas natural proveniente de Argentina de la matriz energética chilena y la compañía debió iniciar negociaciones con los clientes cuyos contratos contenían cláusulas que permitían ajustar sus precios a las nuevas condiciones de mercado, o bien cuyo mecanismo de determinación de precios se basaba en un suministro estable y a costo competitivo de gas natural argentino, ahora inexistente.

Consistente con lo anterior, la compañía comenzó a ajustar su cartera de clientes, la cual en condiciones razonables retomarará su equilibrio hacia el año 2010, al considerar la generación de base hídrica y de carbón disponibles y la generación térmica de respaldo. En este contexto Colbún ha dado término anticipado a algunos contratos de suministro con distribuidoras y clientes libres, los cuales se han reemplazando cuidando siempre mantener un volumen óptimo de ventas en relación al parque generador.

7.8 Licitaciones de Suministro

La compañía participó en las primeras licitaciones de suministro de las empresas distribuidoras por suministro por plazos de 10 a 15 años a contar de enero del 2010 y enero del 2011. Como resultado de dichas licitaciones, la compañía se adjudicó parte de los bloques base licitados por las distribuidoras Saesa y otras y CGE Distribución, sumando en total 2.200 GWh anuales, además de un bloque variable de Saesa y otras que puede alcanzar a 582 GWh anuales, los que se iniciarán el año 2010. Los contratos correspondientes fueron firmados durante mayo de 2007. A su vez, durante octubre de 2007 le fueron asignados otros 2.500 GWh de la segunda licitación que efectuó la distribuidora Chilectra S.A., para bloques de suministro que se inician el año 2011. 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.

7.9 Riesgos Regulatorios

Con la publicación de la Ley 20.018, el 19 de mayo de 2005, que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, la autoridad impulsó la reestructuración del sector eléctrico, procurando evitar la crisis hacia la cual se estaba dirigiendo.

Para ello estableció reglas transitorias para entregas de energía a precios de mercado a las empresa distribuidoras sin contratos, fijó condiciones para abastecer a las empresas distribuidoras mediante licitaciones a precios libremente ofertados por las partes y amplió la banda en que se fijan los precios de nudo para los contratos vigentes.

La Ley 20.018, entre otras materias, vino a reconocer el enorme aumento experimentado por los costos de producción en el sistema y el riesgo de desabastecimiento que significaba el fijar precios de nudo a niveles inferiores a los costos, la consiguiente falta de interés por compromisos de ventas a estos precios, la imposición de la obligación de vender a tales precios a las empresas distribuidoras que iban progresivamente quedando sin contrato, la ausencia casi total de inversiones en nuevas unidades generadoras, junto a las restricciones del suministro de gas natural argentino y los elevados precios de los combustibles líquidos, más la creciente demanda impulsada por el desarrollo económico del país, eran factores que inevitablemente estaban confluyendo en una situación muy grave.

Como resultado de esta ley, se espera que progresivamente se vayan superando los graves problemas a que había llegado el sector eléctrico, sobretudo a partir del año 2010 cuando empiecen a entrar en operación las centrales termoeléctricas a carbón, principalmente, e hidroeléctricas.

Sin embargo, aún subsisten algunos riesgos en materia regulatoria.

La estabilidad regulatoria para un sector como el de generación de electricidad resulta fundamental. Cabe tener en cuenta que aún en las graves circunstancias que estuvieron presentes durante el año 2007 en el sector eléctrico, en que concurren restricciones severas de suministro de gas natural, elevados costos marginales y precios de nudo que absorben sólo en parte los mayores costos marginales, aparecen señales de incertidumbre regulatoria que aunque incipientes, no se pueden dejar de mencionar.

Uso de Embalses para fines distintos para los que fueron diseñados como el Control de Crecidas: Actualmente se encuentra en trámite en el Congreso, Comisión mixta, un proyecto de Ley presentado por el Poder Ejecutivo, 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 este proyecto de Ley se implemente, podría afectar en forma relevante la disponibilidad de agua para su uso en generación hidroeléctrica, por lo que se hace necesario que la Ley que finalmente se promulgue, considere y no arriesgue el uso principal para el cual los embalses fueron construidos.

Evaluación de Impacto Ambiental: Está iniciando su tramitación legislativa un proyecto de ley que introduce cambios fundamentales al sistema de evaluación de impacto ambiental. Del análisis inicial de diversas normas se puede concluir que la tramitación ambiental de los proyectos de inversión podrá ser más difícil y extensa, así como los permisos ambientales más precarios.

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.

Reglamento CDEC: Con fecha 18 de julio de 2008 la Contraloría General de la República tomó razón del Decreto Supremo N° 291 de fecha 3 de octubre que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC). A juicio de Colbún S.A., esta nueva normativa reglamenta situaciones no contempladas en el orden legal teniendo como consecuencia una cierta pérdida de autonomía de los CDEC por requerimientos que reciban de la autoridad.

Multas a Generadoras: Finalmente, en el pasado reciente las empresas generadoras han debido enfrentar multas a beneficio fiscal establecidas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para todos los generadores (y por su sola condición de integrar el CDEC-SIC) por fallas en el suministro eléctrico, en circunstancias que en muchas de dichas fallas ningún grado de responsabilidad individual les cabía a la mayoría de las empresas integrantes del CDEC-SIC. De mantenerse este discrecional criterio, se incrementa la percepción del riesgo regulatorio

7.10 Exposición a monedas

Ingresos: Los Ingresos de Colbún S.A., están fundamentalmente indexados al dólar de los Estados Unidos de América. En efecto, las ventas de energía y potencia se efectúan principalmente a través de contratos de largo plazo con clientes, los que se clasifican en clientes regulados y no regulados. Los precios de la electricidad de los clientes regulados corresponden a los denominados “Precios de Nudo”, los cuales son calculados por la autoridad reguladora semestralmente en dólares y convertidos a pesos chilenos con la tasa de cambio del mes de cada fijación y en su cálculo influyen significativamente insumos y bienes importados cuyos precios se transan en dólares. Por su parte, los precios de los contratos con clientes no regulados se encuentran fundamentalmente denominados en dólares.

Costos: Por otra parte, una importante porción de los egresos operacionales está correlacionada al dólar la que corresponde a gastos fijos de peajes por el uso de líneas de terceros y transporte de gas y costos variables correspondientes al consumo de gas, petróleo diesel y compras de energía, cuya verdadera proporción depende de la hidrología del año.

Deuda Financiera: Por otra parte, un 40% de la deuda financiera de la compañía se encuentra denominada en moneda local (Unidades de Fomento) lo que puede significar un descalce con los flujos operacionales, el que se va cubriendo mediante derivados financieros cuando las condiciones así lo ameritan.

En relación a las Tasas de Interés de la deuda, el 69% de la deuda financiera de Colbún S.A. está expresada en tasa de interés fija, ya sea directamente o a través de contratos derivados.

Para parte de la deuda que se mantiene a tasa LIBOR variable (un 16%), la compañía limitó el riesgo de su volatilidad mediante contratos de derivados denominados “Collar de Costo Cero”. El restante 16% se encuentra a tasa flotante.

7.11 Precio del Petróleo Diesel

La generación de energía en centrales térmicas que utilizan petróleo diesel como combustible, representa un nivel de riesgo para la Compañía que está definido por los siguientes aspectos:

- Contratos de ventas con precios que no están indexados al precio del petróleo diesel.
- Costos Operacionales expuestos a las variaciones del precio del petróleo diesel a través de las compras de dicho combustible y del costo marginal utilizado en la valorización de la compra energía al CDEC, que también representa una exposición indirecta al precio del petróleo diesel.

Pese a la dificultad para implementar coberturas para mitigar este riesgo dado la imposibilidad de definir anticipadamente los volúmenes de compras de petróleo diesel y la relación que existe entre el costo marginal y el precio de ese combustible, puesto que ambos dependen de la situación hidrológica futura, la compañía realiza estimaciones de su exposición al precio del petróleo diesel para definir los volúmenes a cubrir en función de distintos escenarios. Al 30 de junio del 2008, parte importante de la exposición al precio del petróleo diesel estimada para el año 2008, se encontraba cubierta a través de opciones "calls" sobre el WTI con precios de ejercicio de las opciones entre 105 y 120 US\$ el barril. La compañía mantendrá esta política de cobertura, teniendo en cuenta factores tales como la evolución de las condiciones hidrológicas, el nivel de correlación de los precios de los contratos con el precio del petróleo diesel y de la evolución de los mercados de "commodities" y de derivados financieros.

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

Los principales activos se presentan valorizados de acuerdo a principios y normas de contabilidad generalmente aceptados y a las instrucciones impartidas al respecto por la Superintendencia de Valores y Seguros, expuestas en Notas a los Estados Financieros.

Se estima que no deberían existir diferencias significativas entre el valor de mercado y el valor libro de los activos.

9. MERCADO EN EL QUE PARTICIPA LA EMPRESA

Colbún S.A. tiene sus instalaciones productivas en las Regiones V, VI, VII, VIII y X, 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. Durante el año, hasta el 30 de junio de 2008, el consumo de esta zona alcanzó a 19.847 GWh, con un decrecimiento de 1,5% con relación al año anterior.

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 subtransmisión 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 72% 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, según se ha señalado anteriormente.

Por otra parte, la fusión de Colbún S.A. con Hidroeléctrica Cenelca S.A. incorporó nuevos mercados y diversificación en las fuentes de energía. La sociedad filial Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A. y sus filiales han construido, en los últimos 20 años, centrales cuya capacidad instalada total es de 213 MW, la que se conforma por 6 centrales hidráulicas de pasada en operación, todas ellas ubicadas en el valle del río Aconcagua, por el camino internacional que une la ciudad de Los Andes con Mendoza. Por otra parte también se incorporó la central Canutillar, la que tiene una capacidad de 172 MW y se encuentra ubicada en la Región de Los Lagos (X Región), la cual se abastece desde el lago Chapo, teniendo con ello una interesante capacidad de regulación estacional de energía además de generar su máxima capacidad en período de invierno, además de la turbina a gas Antihue, de 100 MW de capacidad, en base a petróleo diesel ubicada en Valdivia.