

ANALISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

AL 31 DE MARZO DE 2008

ANALISIS DEL BALANCE GENERAL

A continuación se presenta un análisis de las cuentas de Balance al 31 de marzo de 2008 y al 31 de marzo de 2007. Las cifras a marzo y diciembre de 2007 se presentan actualizadas por IPC a marzo de 2008.

	Unidad	Mar-08	Dic-07	Mar-07	Variación 03.08/03.07 %
Activo circulante	MM\$	350.180	340.530	314.347	11%
Activo Fijo	MM\$	1.554.412	1.549.816	1.515.678	3%
Pasivo Circulante	MM\$	180.782	160.748	128.477	41%
Pasivo Largo Plazo	MM\$	525.036	517.093	397.453	32%
Patrimonio	MM\$	1.259.013	1.282.549	1.361.397	-8%

Activo Circulante:

El incremento del activo circulante en los últimos doce meses de \$ 35.832 millones se explica por :

- (i) Aumento en las cuentas por cobrar por \$88.471 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 prorateando 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.

El aumento de esta cuenta se explica además por las mayores ventas valoradas a los clientes de la compañía debido al incremento en los precios de venta.

- (ii) Aumento en los impuestos por recuperar por \$107.498 millones, que se explica 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 baja 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 31 de marzo de 2008 la compañía mantiene un remanente crédito fiscal de \$106.758 millones, de los cuales \$ 6.905 millones se podrán recuperar en los primeros días de mayo como consecuencia del mecanismo estipulado en la nueva ley referida.

- (iii) Aumento de otros activos circulantes en \$ 16.583 millones, explicado fundamentalmente por la mantención de una cuenta “Escrow”, la que al 31 de marzo de 2008 mantiene saldo por USD 53,5 millones. Los recursos de esta cuenta tienen por único objeto pagar los compromisos financieros de la compañía y su creación fue acordada con bancos acreedores de la compañía.
- (iv) Los aumentos anteriores fueron compensados por una disminución del stock de inversiones financieras en \$180.544 millones respecto a marzo de 2007, que se explica principalmente por:

- Altos costos operacionales generados por las compras de petróleo diésel y compras de energía en el mercado spot causados por la disminución en la generación hidráulica; la fuerte reducción en la disponibilidad de gas natural, y la indisponibilidad para operar de la Central Nehuenco I a causa del incendio ocurrido a fines de diciembre de 2007 en el interior del edificio de la turbina principal. Cabe mencionar que Colbún S.A. mantiene vigente seguros con cobertura de todo riesgo de bienes físicos y perjuicios por paralización, que incluye avería de maquinaria. La póliza contempla como es habitual, deducibles estándares para este tipo de riesgo. Al 31 de marzo de 2008 la compañía estima que por concepto de perjuicios por paralización los resultados operacionales del primer trimestre del 2008 se vieron afectados en el orden de USD 70 millones, de los cuales, una vez restados los deducibles contemplados en la póliza, resulta que un monto del orden de US\$ 48 millones, deberá ser indemnizado por el grupo de aseguradores que asumieron los riesgos antes indicados, en forma íntegra .

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

- Desembolsos de los proyectos de inversión por \$114.865 millones, destacando los relacionados con el proyecto central termoeléctrica a carbón en Coronel, el proyecto central termoeléctrica a petróleo Los Pinos y los proyectos de centrales hidráulicas Quilleco, Chiburgo y Hornitos. Las centrales Quilleco y Chiburgo fueron puestas en servicio durante el año 2007 y la central Hornitos durante el mes de enero de 2008.
- Pagos de intereses, amortización de deuda financiera y dividendos que en total alcanzaron a \$60.525 millones.

Activo Fijo:

El activo fijo, entre el 31 de marzo de 2008 y la misma fecha del año 2007, se incrementó en \$38.735 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 marzo de 2008 aumentó en \$ 52.306 millones respecto de marzo de 2007, lo que se explica principalmente por un aumento neto de las cuentas por pagar y provisiones por \$ 35.559 millones, que se debe al incremento de las compras de petróleo y compras de energía que ha debido realizar la compañía para operar sus plantas térmicas para suplir la escasez en el suministro de gas natural y la menor generación hidroeléctrica.

Adicionalmente, la cuenta otros pasivos circulantes aumentó en \$10.787 millones debido a la valorización a mercado negativa al 31 de marzo de 2008 de derivados financieros de moneda extranjera y tasa de interés suscritos por la compañía para cubrir tanto los desembolsos futuros de los proyectos en ejecución como para fijar la tasa de interés de la deuda vigente.

Asimismo, el pasivo circulante aumentó en \$ 3.015 millones producto del traspaso al corto plazo de 2 créditos en dólares con bancos locales por USD 20 millones y la primera cuota de amortización del crédito originalmente suscrito por la filial Cenelec S.A., por USD 10 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:

El aumento del pasivo largo plazo en \$ 127.583 millones se debe principalmente a la emisión de bonos por UF 9.000.000 realizada durante mayo de 2007, correspondientes a UF 3.000.000 en la serie "E" con vencimiento en el año 2013 y UF 6.000.000 en la serie "F" con vencimiento en el año 2028 y al giro de un crédito por \$45.000 millones con banco Corpbanca a 6 años plazo realizado durante enero de 2008.

Lo anterior se compensó con la disminución de la deuda financiera denominada en dólares producto de un menor tipo de cambio real respecto a marzo de 2007 y por el traspaso al corto plazo de dos créditos bancarios con vencimiento durante el año 2008, de la primera cuota de amortización de un crédito suscrito originalmente por la filial Cenelec S.A., y de dos cuotas de un crédito de proveedor.

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 \$13.696 millones producto del reconocimiento de la mayor pérdida tributaria de la sociedad al 31 de marzo de 2008 en relación al período anterior.

Patrimonio:

La disminución del patrimonio en \$ 102.383 millones, se explica principalmente por el pago de los dividendos distribuidos en el período por un total de \$25.753 millones y la pérdida generada durante los últimos doce meses de \$ 78.233 millones.

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	Mar-08	Dic-07	Mar-07	Variación 03.08 / 03.07
Liquidez Corriente: Activo Circulante (1) / Pasivo Circulante	1,94	2,12	2,45	-21%
Razón Ácida: (Activo Circulante-Existencias-Gtos. Anticipados) / Pasivo Circulante	1,91	2,08	2,44	-22%
Razón de Endeudamiento: (Total Pasivo Circulantes + Total Pasivo Largo Plazo) / Total Patrimonio	0,56	0,53	0,39	44%
Cobertura Gastos Financieros: (Resultado Antes de Impuestos + Intereses) / Gastos Financieros	-3,68	-1,44	4,72	-
Deuda Corto Plazo (%): Total Pasivo Circulante / (Total Pasivo Circulante + Total Pasivo Largo Plazo)	25,61	23,71	24,43	5%
Deuda Largo Plazo (%): Total Pasivo Largo Plazo / (Total Pasivo Circulante + Total Pasivo Largo Plazo)	74,39	76,29	75,57	-2%
Rentabilidad Patrimonial (%): Utilidad (Pérdida) del Ejercicio / Patrimonio Promedio (2)	-1,80	-3,58	0,58	-
Rentabilidad del Activo (%): Utilidad (Pérdida) del Ejercicio / Total Activo Promedio (3)	-1,22	-2,46	0,41	-
Rendimientos Activos Operacionales (%): Resultado Operacional del Ejercicio / Activos Operacionales Promedios (Activo Fijo)	-2,33	-3,47	1,28	-

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

(2) Patrimonio promedio es definido como el patrimonio a marzo del año 2008 más el patrimonio a marzo de 2007 dividido por dos.

(3) Total activo promedio es definido como el total de activo de marzo del año 2008 más el total de activo a marzo de 2007 dividido por dos.

Debido a las características del negocio, la Compañía no mantiene inventarios de materias primas, productos en procesos ni productos terminados y sólo mantiene stock de combustibles. Lo anterior distorsiona los índices de liquidez normalmente utilizados en los análisis financieros.

ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

A continuación se presenta un cuadro resumen del Estado de Resultados acumulado a cada período y un análisis comparativo a marzo de 2008 y a marzo de 2007. Las cifras del año 2007 se presentan actualizadas por IPC a marzo de 2008.

Millones de Pesos	Mar-08	Mar-07	Variación 03.08 / 03.07
Ingresos de explotación	182.902	127.680	43%
Ventas de Energía	161.826	102.837	57%
Ventas de Potencia	18.312	21.261	-14%
Otros Ingresos	2.764	3.582	-23%
Costos de Explotación	(216.193)	(105.994)	104%
Peajes	(1.485)	(3.113)	-52%
- Básico	(967)	(1.247)	-22%
- Adicional	(518)	(1.866)	-72%
Compras de Energía y Potencia	(64.891)	(47.690)	36%
Consumo de gas	(10.268)	(15.389)	-33%
Consumo de Petróleo	(109.432)	(12.940)	746%
Transporte de gas	(4.532)	(6.741)	-33%
Transporte de Petróleo	(538)	0	-
Otros (remuneraciones, seguros, gastos mantención y operación, otros)	(8.727)	(5.010)	74%
Depreciación y amortización	(16.320)	(15.111)	8%
Gastos de Administración y Ventas	(2.476)	(2.296)	8%
Resultado de Explotación	(35.767)	19.390	-
Ingresos Financieros	868	2.368	-63%
Utilidad Inversión Empresas Relacionadas	452	657	-31%
Otros ingresos fuera de explotación	2.074	543	282%
Gastos financieros	(5.675)	(4.284)	32%
Otros egresos fuera de explotación	(24.699)	(424)	5725%
Corrección Monetaria	(1.880)	(318)	491%
Utilidad por Diferencias de Cambio (pérdida)	38.044	(2.176)	-
Resultado Fuera de Explotación	9.184	(3.634)	-
Resultado Antes de Impuesto a la Renta	(26.583)	15.756	-
Impuesto a la renta	4.095	(7.310)	-
Utilidad (pérdida) antes de interés minoritario	(22.488)	8.446	-
Interés minoritario	(1.047)	(883)	19%
Utilidad (Pérdida) líquida	(23.535)	7.563	-
Amortización mayor valor de inversiones	0	0	0%
Utilidad (Pérdida) del ejercicio	(23.535)	7.563	-

En los tres meses acumulados al 31 de marzo de 2008, la Compañía registró una pérdida por \$23.535 millones en comparación a los \$7.563 millones de utilidad obtenida en igual período del año anterior, lo que se explica por un Resultado de la Explotación negativo, compensado en parte por la utilidad obtenida en el Resultado Fuera de Explotación y por una menor provisión en el impuesto a las utilidades.

RESULTADO DE EXPLOTACIÓN

El Resultado de Explotación ascendió a una pérdida de \$ 35.766 millones, lo que corresponde a una disminución respecto al primer trimestre del año 2007 de \$ 55.154 millones. Las razones que explican esta baja en los resultados son:

- i) Un aumento significativo de las restricciones del Gobierno Argentino a las exportaciones de gas natural;
- ii) Una hidrología seca con su respectivo impacto en los deshielos;
- iii) Un mayor precio del petróleo diesel; y
- iv) La indisponibilidad de la Central Nehuenco I a causa de un incendio ocurrido a fines de diciembre de 2007 en el interior del edificio de la turbina principal.

El conjunto de las razones indicadas trajo como consecuencia para la compañía un fuerte aumento de la generación con petróleo diesel, una disminución de la generación hidráulica y térmica en base a gas natural y un alza de los costos marginales del sistema, lo que implicó un importante aumento en el gasto en combustibles y en las compras de energía.

Al 31 de marzo de 2008 la compañía estima que por concepto de perjuicios por paralización de Nehuenco I, los resultados operacionales del primer trimestre del 2008 se vieron afectados en el orden de USD 70 millones, los que después de restar los deducibles contemplados en la póliza del seguro, resulta en que un monto aproximado de US\$ 48 millones correspondientes a la paralización de la unidad entre Enero y Marzo del 2008, deberá ser indemnizado por el grupo de aseguradores que asumieron los riesgos antes indicados, en forma íntegra.

En efecto, es importante destacar que a raíz del incendio que afectó la central Nehuenco I a finales del año 2007, la compañía ha estimado que por conceptos de perjuicios por paralización de la unidad Nehuenco I, los resultados operacionales del primer trimestre del año 2008, se vieron afectados en el orden de USD 70 millones, a los que aplicando los deducibles contemplados en la póliza por un monto de aproximadamente USD 22 millones, resulta que un monto del orden de US\$ 48 millones deberá ser indemnizados por el grupo de aseguradores que asumieron los riesgos establecidos en la póliza en forma íntegra, monto que corresponde al período Enero a Marzo del 2008. Los montos mencionados corresponden a la diferencia entre las cifras reales acumuladas a Marzo del 2008, período en que Nehuenco I ha estado paralizada, y una estimación basada en una modelación prevista en la póliza de seguros de lo que hubieran sido las generaciones, que contemplan los costos marginales y los resultados de la compañía de haber estado Nehuenco I disponible para operar. Dichos montos corresponden a la mejor estimación de la pérdida por paralización disponible al 31 de marzo del 2008, por el período Enero a Marzo del 2008, no obstante, el monto definitivo a ser indemnizado por los aseguradores, se determinará una vez que concluya la reparación del siniestro, cubrirá todo el período de paralización hasta la puesta en marcha de Nehuenco I y se basará en una metodología de cálculo que está siendo determinada y concensuada en conjunto con el liquidador designado para este siniestro.

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

Las principales variaciones del resultado de explotación son las siguientes:

Ingresos de Explotación

El aumento de un 43% en los Ingresos de Explotación se explica principalmente por el aumento de las ventas de energía en \$58.989 millones (+57%), debido a los mayores precios medios y a las

mayores ventas físicas a empresas distribuidoras sin contrato, las que compensaron la finalización de los contratos de suministro al cliente distribuidor Emelectric y a la generadora Endesa, ambos con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2007. Las ventas de potencia, por su parte, disminuyeron en un 14% (\$2.949 millones).

Ventas de Energía

Clientes Regulados: Las ventas valoradas se incrementaron en un 5% (\$2.821 millones) como consecuencia de las mayores tarifas reguladas, principalmente a partir de la fijación de precio de nudo de abril de 2007. Estas mayores tarifas compensaron la disminución de un 25% de las ventas físicas, dado el término de la vigencia del contrato de suministro al cliente Emelectric a contar del 31 de diciembre de 2007 y la fuerte disminución del tipo de cambio utilizado para establecer los precios de nudo. En efecto, el aumento de las ventas valoradas a clientes regulados, expresadas en dólares respecto del primer trimestre del año anterior, fue de un 36%.

Clientes No Regulados: Las ventas aumentaron en un 5% (\$1.620 millones), principalmente por los mayores precios promedio, los que se han incrementado, fundamentalmente como resultado de las negociaciones realizadas con diversos clientes. Las ventas físicas son menores en un 9% a las de igual período del año anterior, fundamentalmente por el término del contrato de suministro a la generadora Endesa, a contar del 31 de diciembre de 2007 proveniente de la compra de la Central Canutillar en el año 2003. En este caso, también se aplica el comentario del efecto cambiario, ya que el aumento de las ventas valoradas a clientes no regulados, expresadas en dólares, respecto del primer trimestre del año anterior, fue también de un 36%.

Ventas a Empresas Distribuidoras sin Contrato: Corresponde 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 del sistema como se explicó en el punto (i) del activo circulante. A marzo de 2008, estas ventas alcanzaron a \$70.680 millones, que se comparan con \$12.612 millones del primer trimestre del año anterior, aumento que se explica tanto por los mayores costos marginales 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.

Ventas de Potencia

La disminución de las ventas de potencia fue de \$2.949 millones, lo que se explica por las menores ventas físicas a clientes, dado el término de la vigencia de los contratos de suministro con los clientes Emelectric y Endesa, lo que no alcanzó a ser compensado por las mayores ventas físicas a empresas distribuidoras sin Contrato.

Ventas Físicas

A continuación se presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía y potencia al 31 de marzo de 2008, comparadas con igual período del año 2007.

	Unidad	Mar-08	Dic-07	Mar-07	Variación
Ventas Físicas:					03.08/03.07
- Energía	(GWH)	2.953	13.108	3.246	-9%
Clientes Regulados	(GWH)	1.210	6.094	1.606	-25%
Clientes Libres	(GWH)	1.255	5.052	1.201	5%
Generadoras	(GWH)	0	720	178	-100%
CDEC	(GWH)	0	128	63	-100%
Distribuidoras sin contrato	(GWH)	488	1.114	198	147%
- Potencia	(MW)	1.650	1.647	1.631	1%

COSTOS DE EXPLOTACIÓN

Al 31 de marzo de 2008, los costos de explotación que representan desembolsos de caja fueron \$108.990 millones mayores a los del ejercicio anterior, es decir, un 120%.

Como consecuencia de las restricciones al suministro de gas natural, de la condición hidrológica más seca de este año, del mayor costo del petróleo diesel y de la indisponibilidad de la Central Nehuenco I a partir de diciembre de 2007, impacto ya explicado, las principales variaciones en el costo de explotación al 31 de marzo del año 2008 respecto del mismo periodo del año 2007, están representadas por el mayor gasto en petróleo diesel de \$96.492 millones y por las mayores compras de energía y potencia por \$17.201 millones.

Como se observa en la siguiente tabla, hubo una menor generación hidráulica y térmica a gas natural y un significativo incremento de la generación con diesel.

	Unidad	Mar-08	Dic-07	Mar-07	Variación
Generación					03.08 / 03.07
Total Hidráulica	(GWH)	1.091	6.284	1.878	-42%
Total Térmica	(GWH)	1.457	5.225	763	91%
Termo Gas	(GWH)	79	1.008	562	-86%
Termo Diesel	(GWH)	1.378	4.216	201	585%
Total Generación Propia	(GWH)	2.548	11.509	2.640	-3%
Compras CDEC	(GWH)	458	1.911	684	-33%

Respecto de las mayores compras valoradas de energía al CDEC, éstas son consecuencia de los mayores costos marginales, cuyo promedio al primer trimestre del año 2008 alcanzó a US\$ 288 por MWh, mayor en un 67% al promedio del igual período del año 2007. En efecto, las compras físicas fueron un 33% menores en primer trimestre del 2008 que en el mismo período del año anterior.

Es importante destacar que si consideráramos 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, estando sólo limitada a compras en el mercado spot sólo cuando el precio de éste, hubiere estado bajo el costo de operación de las centrales térmicas de la compañía.

En efecto, los compromisos de venta de energía a empresas distribuidoras y clientes no regulados de la compañía, alcanzaron 2.465 GWh a marzo de 2008, volumen que equivale a la generación propia de la compañía que alcanzó 2.548 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 488 GWh a marzo del 2008, volumen que es similar a las compras de energía en el mercado spot, que alcanzó la cifra de 458 GWh. Este volumen de compras es bastante inferior a la capacidad de generación de Nehuenco I, hoy detenida.

A marzo del año 2008, la generación hidroeléctrica y la generación termoeléctrica con gas natural correspondió a sólo un 48% de las ventas físicas a clientes regulados e industriales (excluyendo las ventas a empresas distribuidoras sin contrato), en comparación con un 87% a marzo del año 2007.

RESULTADO FUERA DE EXPLOTACIÓN

El resultado fuera de la explotación, al 31 de marzo de 2008 fue una utilidad de \$ 9.183 millones que se compara con la pérdida de \$3.633 millones en igual período del año anterior y se explica básicamente por la utilidad por diferencia de cambio que fue de \$38.044 millones en comparación a la pérdida por el mismo concepto de \$2.176 millones al mes de marzo del año 2007.

El resultado de la diferencia de cambio al 31 de marzo del año 2008, se debió a que el peso se apreció respecto al dólar en 12,6%, en cambio en igual período del año 2007 el peso se depreció en 1,0%, ambos en términos reales.

Respecto a los gastos financieros, estos fueron superiores en \$1.391 millones respecto al primer trimestre del 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 compensado por la activación de los gastos financieros asociados a los proyectos en ejecución.

Los otros ingresos fuera de explotación fueron mayores en \$1.531 millones, 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 \$24.275 millones a los del primer trimestre del año 2007, dado que se presentaron 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 los otros egresos fuera de la explotación por las razones aquí explicadas.

Los ingresos financieros fueron menores en \$1.501 millones a los del mismo período del año 2007, debido a la disminución de los activos financieros de la compañía en relación al mismo período del año anterior, producto de las mayores necesidades de caja del primer trimestre del 2008, dado los mayores costos de explotación explicados anteriormente.

ANALISIS DE RIESGOS

1) Riesgos Del Negocio:

Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 2.521 MW, conformada por 1.247 MW en unidades térmicas y 1.274 MW en unidades hidráulicas.

Durante enero del año 2008, la compañía puso en servicio la central hidroeléctrica de pasada Hornitos, de 55 MW de potencia, ubicada en la cuenca del río Aconcagua. Es del caso mencionar que 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.

Del 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. Cuando se las opera las unidades térmicas con petróleo diesel, disminuye en general la capacidad de generación de las unidades térmicas, aumenta la frecuencia de sus mantenciones y su costo de operación resulta significativamente superior. Este parque de generación fue diseñado para permitir a Colbún S.A. un equilibrio hidrotérmico adecuado, en términos de energía y de costos, para enfrentar situaciones hidrológicas desfavorables sin experimentar perjuicios en los flujos de caja. El diseño estuvo basado en un abastecimiento de gas natural según las condiciones de precios y volúmenes establecidas en los correspondientes contratos de suministro de gas natural. Sin embargo, las restricciones al suministro de gas desde la República Argentina, su aumento de precio, los impuestos que arbitrariamente le son aplicados y el nivel y volatilidad 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. En el mencionado diseño, se aceptó 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, así como los términos de los contratos de abastecimiento de gas suscritos con diversos productores argentinos. 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. Este negativo escenario es el que se presentó durante el año 2007 y aún persiste durante el año 2008, por cuanto coincidieron 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. Consecuentemente Colbún debió generar con petróleo diesel y comprar en el mercado spot a costos sustancialmente mayores a los precios que vende la energía según sus contratos. En efecto, los costos marginales promedio del primer trimestre fueron de aproximadamente de 288 US\$/MWh, mayores en cerca de tres veces los costos marginales de igual período del año 2007 y la generación con diesel de la compañía fue también mucho mayor a la del ejercicio anterior (464,1 GWh durante el primer trimestre de 2008 versus 57,2 GWh en 2007).

Es preciso señalar que a las restricciones en el abastecimiento del gas natural argentino, tanto para Colbún S.A. como para los demás generadores del SIC, las consecuencias de dicha situación

se han acrecentado ante la imprevisibilidad de las autoridades argentinas que impusieron durante el mes de Marzo de 2008, un tributo adicional al gas natural exportado, por sobre el establecido en Junio de 2006, y que tendría como objeto traspasar vía impuesto el costo del gas importado por Argentina desde Bolivia. Con esta medida, se incumplió una vez más el Protocolo referido anteriormente.

La situación anterior se traduce en un aumento significativo y asimétrico de la volatilidad de los resultados. Es así como incluso en años hidrológicos medios, dado el aumento en la demanda por electricidad, que aunque menor que años anteriores sigue siendo importante, y un parque de generación base relativamente constante, existe escasez de energía de bajo costo que se debe reemplazar por generación a petróleo diesel, lo que implica además un fuerte aumento de los costos marginales.. Con hidrologías como la que se presentó el 2007 y que continua con sus efectos durante el primer trimestre de 2008, bastante más pobre que la que se presentó durante el primer trimestre del 2007, el impacto en los resultados de la compañía es considerable.

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. Las primeras estimaciones del fabricante (Siemens) indicaron que la reparación duraría hasta fines del mes de junio de 2008, sin embargo, producto de la indisponibilidad de algunos repuestos en el mercado, la fecha fue postergada al 10 de septiembre de 2008. Sin embargo, las pérdidas ocasionadas están debidamente cubiertas por seguros, como se explicó anteriormente.

Todas las consideraciones antes descritas, estos es, una hidrología seca en el año hidrológico 2007/ 2008, 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 permitió 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.

Los malos resultados del primer trimestre del año 2008 reflejan las situaciones descritas en los párrafos anteriores.

Para disminuir el impacto de la doble contingencia, vale decir, hidrología seca y ausencia de gas argentino, 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. Como ya se ha señalado, es importante mencionar que Colbún S.A., al inicio del año 2006, previendo la disminución del suministro de gas, resolvió transformar la central Nehuenco II para que pudiera operar tanto con gas como con petróleo diesel. Esta central ha sido fundamental para el abastecimiento del SIC ya que al quedar habilitada para operar indistintamente con ambos combustibles, lo ha hecho en forma continua con petróleo desde que se terminó el proyecto de conversión a mediados de Mayo de 2007. Adicionalmente, a través de la sociedad coligada Electrogas, se puso en operación un oleoducto entre Concón y Quillota, el cual permite una mayor confiabilidad en el abastecimiento de petróleo del conjunto de centrales Nehuenco I, II y III, y de la central San Isidro I de Empresa Eléctrica San Isidro S.A., participe también de la sociedad Electrogas, y de la central San Isidro II de Endesa. Finalmente en Agosto del 2007, decidió la ejecución del Proyecto Termoeléctrico Los Pinos, turbina de respaldo de 100 MW que se está instalando en la 8ª región.

La fragilidad del sistema se mantendrá o acrecentará gradualmente en los próximos dos años - como consecuencia del aumento de la demanda, la falta de suficientes nuevas centrales de bajo costo que operen en base, el bajo nivel de los embalses al cierre del primer trimestre de 2008 y la baja disponibilidad esperada de gas natural. Desde el punto de vista financiero, lo anterior se agrava por el nivel de precios del petróleo diesel

Si bien en ejercicios anteriores hemos informado que la operación durante todo el año 2008 de los proyectos de la compañía que han entrado en operación durante el 2007 y principios del 2008, y el proyecto Los Pinos que lo hará hacia fines del invierno del 2008, unido al vencimiento de algunos contratos comerciales con clientes, a fines del 2007, significaría que la compañía disminuirá su posición compradora neta y por lo tanto la volatilidad de los resultados disminuiría a partir del año 2008, el nivel de los embalses con los que parte el año como consecuencia de un año previo muy seco y el alto precio del petróleo diesel y la indisponibilidad de la central Nehuenco I referida anteriormente (aunque tiene la cobertura indicada), hacen esperar resultados y flujos de caja muy dependientes de las condiciones hidrológicas para el resto del año

Tal como se indicó anteriormente, la operación continua con diesel de las centrales térmicas tienen un efecto adverso adicional, cual es que aumenta la frecuencia de las mantenciones y los riesgos de falla, particularmente de las centrales de ciclo combinado que están diseñadas para operar con gas natural y sólo ocasionalmente con petróleo diesel. Adicionalmente, existe el riesgo relacionado con la logística de importación, almacenaje y transporte del petróleo diesel que podría implicar problemas de suministro, como consecuencia de que esa logística se ve fuertemente exigida cuando el parque térmico del sector de generación de electricidad debe operar exclusivamente con dicho combustible. Además de la construcción del oleoducto referido anteriormente, la compañía suscribió contratos de suministro de petróleo diesel con empresas distribuidoras de dicho combustible con los incentivos necesarios para asegurar un suministro estable. Los volúmenes comprometidos en los referidos contratos deben ser complementados con algunas compras en el mercado spot a distintas empresas distribuidoras, cuando se requiere operar con todo el parque térmico de la compañía, circunstancia que se da cuando hay restricción total en el suministro de gas y condiciones hidrológicas desfavorables, como ocurrió en gran parte del año 2007 y lo ha sido durante el primer trimestre del año 2008.

A continuación se destacan algunas consideraciones de largo plazo sobre los riesgos del sector y las iniciativas que la compañía está emprendiendo relacionadas a ellos.

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.

Una iniciativa de Colbún S.A. que debe entregar frutos en el mediano a largo plazo, es la reactivación de los 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, 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. 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. 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 el largo plazo, en un escenario desfavorable de disponibilidad de gas natural argentino, y a los precios actuales y proyectados del petróleo diesel y del GNL, las centrales térmicas de la compañía que se abastecerían con los referidos combustibles, dejarían de operar en base y pasarían a ser más bien de respaldo. Consecuentemente con lo anterior, la compañía comenzó la construcción de una central termoeléctrica abastecida 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 Strojarne a.s. de la República Eslovaca y la nacional Tecnimont Chile Ltda. Se espera que de cumplirse los plazos proyectados, esta unidad entrará en operación a mediados del 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 agresiva con el medio ambiente en general y con la población vecina en particular.

Por último, 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, la primera central en el año 2013 y la última el año 2018, , fecha que depende en definitiva de los permisos necesarios, tanto para las centrales como para la línea de alta tensión que transportará la energía a los centros de consumo, en distintas instancias tales como la ambiental y de la concesión eléctrica. A la fecha Colbún S.A. y Endesa han suscrito y pagado un aumento de capital de la sociedad Centrales Hidráulicas de Aysén S.A. por un monto de \$ 20.000 millones, dotando a esta sociedad de los recursos necesarios para financiar los estudios preliminares requeridos por el proyecto. En el mismo contexto, en octubre de 2007 se aprobó un nuevo aumento de capital por un monto de \$13.375 millones, habiéndose enterado al 31 de diciembre un monto de \$9.675 millones. De este modo, al 31 de marzo de 2008 el capital de Centrales Hidráulicas de Aysén asciende a \$28.977 millones.

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. El equilibrio descrito se interrumpió como consecuencia de la crisis del gas natural argentino unido al aumento del precio de los combustibles líquidos, puesto que la capacidad de generación térmica en ausencia de gas natural argentino, ha debido recurrir a petróleo, sustancialmente más costoso.

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.

Desde el punto de vista de las ventas, la compañía ha seguido con sus clientes 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, según lo ya señalado. Es conveniente reiterar que el suministro de gas natural, base del equilibrio temporalmente perdido, estaba respaldado por contratos de largo plazo y por el Protocolo Regulatorio antes mencionado, firmado entre la República de Chile y la República de Argentina. Como consecuencia de la crisis ya descrita, y debido a su enorme impacto en las condiciones del mercado eléctrico, la compañía debió iniciar negociaciones con los clientes cuyos contratos contienen cláusulas que permiten 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.

Es así como después de haber sometido la situación a la instancia arbitral establecida en el contrato, se convino durante 2006 con Codelco, para el suministro a sus Divisiones El Teniente y Andina, una fórmula de precios en reemplazo de la anteriormente vigente. Asimismo, recientemente se logró un acuerdo de una nueva fórmula de precios para el suministro a las faenas de Los Bronces, Las Tórtolas y Chagres, de Anglo American Sur S.A., ex Minera Sur Andes Ltda., originado en la revisión solicitada por Colbún S.A.. También se convino con este mismo cliente un nuevo contrato para las faenas de Los Bronces y Las Tórtolas a partir de enero de 2010 y la iniciación de un arbitraje que determinará una nueva fórmula de precios para sus faenas de El Soldado, uno de cuyos parámetros quedó indeterminado. A fines del año 2006, la compañía inició conversaciones con CGE Distribución VII S.A. para revisar el precio del suministro asociado a su cliente Cementos Bío Bío S.A.C.I., conversaciones que, al no fructificar, la llevaron a ejercer su opción contractual de no renovar, a su primer término, el contrato, y a solicitar el arbitraje correspondiente para la fijación de nuevos precios. El proceso correspondiente se encuentra a la espera del fallo final.

Estas decisiones se enmarcan en el objetivo de ir reemplazando contratos suscritos en el contexto de suministro continuo, suficiente y competitivo de gas natural argentino, por ventas de energía en condiciones de largo plazo y representativas de la nueva estructura de costos del sistema y de la empresa.

Finalmente y conforme con la estrategia anteriormente expuesta, 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 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. En efecto, durante 2010 debiera estar en operación la planta de gasificación de GNL, suministro que según las condiciones del mercado actual y las esperadas, aunque de menor costo que el petróleo diesel, resulta sustancialmente más costoso que el gas natural argentino y que el carbón, como suministro para generación de electricidad. Como consecuencia de lo anterior, tanto la autoridad, según se deduce del plan de obras de la CNE, como los inversionistas privados, según los anuncios de inversión, le asignan al desarrollo de capacidad de generación térmica a carbón, un rol principal como energía base para el sistema. El precio de la electricidad que haga rentable las centrales térmicas a carbón así como sus plazos de puesta en marcha, son factores relevantes que afectarán las condiciones de los suministros que se inician el año 2010. Ya se ha constatado que la alta demanda por centrales térmicas a carbón en el mundo se ha traducido en un aumento de la inversión requerida y en un mayor plazo de provisión de los equipos, en relación con lo que había sido la experiencia del pasado. Asimismo el precio del carbón ha experimentado una alza substancial durante el presente ejercicio. También influirán en las referidas condiciones, el costo de generación de las centrales con combustibles líquidos como el GNL y el petróleo diesel, las que especialmente en los primeros años del período de los contratos, operarán con frecuencia por cuanto el sistema no contará con suficiente capacidad térmica a costos más competitivos.

2) 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 empresas 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, sobretodo a partir del año 2010 cuando empiecen a entrar en operación las centrales termoeléctricas a carbón principalmente e hidroeléctricas. En efecto los proyectos de inversión en el sector eléctrico tienen tiempos de gestación, aprobación y ejecución bastante largos y recién a partir de la promulgación de la llamado Ley Corta II, comenzaron a activarse proyectos de inversión, después de un período que por inestabilidad regulatoria, señales de precio insuficientes y por la crisis del gas natural, las inversiones fueron muy inferiores al crecimiento de la demanda, como consecuencia de lo cual hasta el año 2010 el sector mantendrá un balance de demanda/oferta muy estrecho y con una importante generación con petróleo diesel.

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 presente que aún en las graves circunstancias que estuvieron presentes durante el año 2007 en el sector eléctrico, en que concurrieron 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.

En este sentido, actualmente se encuentra en trámite en el Congreso 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.

Adicionalmente, se presentó en la Cámara de Diputados, un proyecto de Ley que pretende modificar la Ley Eléctrica en uno de los principales puntos introducidos por la Ley 20.018 de 2005, para establecer los precios de nudo. La propuesta contempla ajustar la actual banda de precios que establece los límites al precio de nudo de la energía, con el objeto de disminuir éste último. Este proyecto va justo en la dirección contraria a lo que pretende la Ley Eléctrica, ya que lo que persigue es que los precios de nudo representen los costos de producir la energía eléctrica esperados en el mediano plazo.

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.

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

3) Riesgos Financieros

- *Moneda*: Los Ingresos de Colbún S.A., están fundamentalmente indexados al dólar norteamericano. 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. 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.

Por otra parte un 43% 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, lo que se van cubriendo mediante derivados financieros cuando las condiciones así lo ameritan.

- *Tasas de Interés*: el 70% 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 14%), 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.

- *Capital de Trabajo*:

- Asociado a Empresas Distribuidoras Sin Contrato de Suministro: Como consecuencia de las ventas que la compañía debe realizar a empresas distribuidoras sin contrato de suministro y cuyo precio final es el costo marginal. El capital de trabajo de Colbún S.A. se ve expuesto a las diferencias entre el señalado costo marginal y el precio de nudo utilizado en la facturación de dichas ventas, diferencia que es recuperada en plazos mayores a 6 meses.
- Asociado al Impuesto Especial a los Combustibles y al Impuesto al Valor Agregado: En situaciones operacionales como las que se han presentado durante el primer trimestre del año 2008 y gran parte del año 2007, con alto consumo de combustible diesel para generación, además del desarrollo de un importante plan de inversiones, se genera una acumulación significativa de crédito fiscal, afectando el capital de trabajo dado la imposibilidad de recuperar el señalado crédito fiscal dentro de plazos normales.

Respecto del impuesto específico, como ya se mencionó, se aprobó una ley que permite su recuperación mensual a partir de marzo del 2008.

- *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 las compra energía al CDEC, que también representa una exposición indirecta al precio del petróleo diesel .
- Coberturas para este riesgo: 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 marzo del 2008, parte importante de la exposición al precio del petróleo diesel del período Abril a Junio de 2008, se encontraba cubierto a través de opciones calls sobre el WTI con precios de ejercicio de las opciones entre 105 y US\$ 110 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.

ANÁLISIS DEL ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

El comportamiento del flujo de efectivo de la sociedad y sus filiales acumulados a marzo 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 31 de marzo de 2008 fue menor en \$101.125 millones respecto al mismo período del año 2007. Esta disminución se debe principalmente al aumento en los pagos a proveedores en \$158.236 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, y al incremento en las compras de energía en el mercado spot, producto de una hidrología más seca durante el primer trimestre del año 2008 que en el mismo periodo del año 2007, para abastecer los compromisos de venta de energía que mantiene la compañía. Adicionalmente otros gastos pagados se incrementaron en \$8.400 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 \$ 48.879 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 \$25.732 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 31 de marzo de 2008, la totalidad de los bonos serie E y UF 500.000 de la serie F bajo contratos de “cross currency swap” UF/USD.

Adicionalmente, el pago de impuestos disminuyó en \$11.028 millones producto del remanente de crédito fiscal de acuerdo a lo ya explicado previamente en el análisis del balance general.

Actividades de Financiamiento: el flujo neto de efectivo originado por actividades de financiamiento fue mayor en \$59.287 millones respecto al período anterior. Esta variación se explica principalmente por el giro de un crédito por \$45.000 millones con banco Corpbanca a 6 años plazo realizado durante enero de 2008.

Adicionalmente, disminuyó el monto de dividendos pagados en \$22.958 millones respecto a marzo de 2007 producto del resultado negativo del ejercicio 2007.

Lo anterior se vio compensado con la amortización de la única cuota de un crédito con Banco de Chile por USD 16,8 millones realizada durante marzo de 2008.

Actividades de Inversión: El flujo neto originado por actividades de inversión al 31 de marzo de 2008 fue de \$15.784 millones negativos respecto a los \$22.946 millones negativos registrados al 31 de marzo 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 trimestre del año 2008 y en menor medida por la puesta en servicio de la central hidroeléctrica Quilleco, la central hidroeléctrica Chiburgo y el proyecto de la central hidroeléctrica Hornitos, que entró en operación comercial en Enero de 2008.

Lo anterior se vio compensado por la venta de valores negociables realizada durante el primer trimestre del año 2008.

ANALISIS 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.

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 31 de marzo de 2008, el consumo de esta zona alcanzó a 10.486 GWh, con un crecimiento de 4,7% 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 68% 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.