

## ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2008

### 1. SINÓPSIS DEL PERÍODO

- Los resultados de la Compañía han mostrado un importante cambio de tendencia en el curso del año. En efecto, la compañía revirtió el último trimestre del año las pérdidas acumuladas que registraba al cierre de septiembre, logrando una utilidad al cierre del año 2008 de \$ 28.831 millones, que se compara favorablemente con una pérdida de \$ 50.923 millones registrada el año anterior. Al analizar el trimestre octubre - diciembre del año 2008 (4T08), se advierte que la utilidad alcanzó a \$ 35.371 millones comparado con la utilidad de \$ 18.395 millones durante el trimestre anterior (3T08) y una pérdida de \$ 7.778 millones el mismo trimestre del año anterior (4T07).
- El EBITDA<sup>1</sup> del año 2008 alcanzó a \$ 138.803 millones comparado con \$ 10.692 millones el año anterior. Si se analiza trimestralmente el EBITDA, éste alcanzó a \$ 67.834 millones el 4T08, que se compara favorablemente con el EBITDA de \$ 51.353 millones el 3T08 y \$ 5.596 millones el 4T07.
- La generación hidráulica de Colbún durante el año 2008 muestra un incremento respecto al año anterior (6.822 GWh v/s 6.284 GWh). Si bien la generación hidráulica del 4T08 de 1.914 GWh es levemente inferior a los 2.163 GWh del 3T08, se compara muy favorablemente con los 1.525 GWh el 4T07.
- Dado el actual nivel de contratos de energía, los resultados de la compañía y su volatilidad seguirán dependiendo de las condiciones hidrológicas, de la disponibilidad de gas natural y del precio del petróleo diesel durante el año 2009. Sin perjuicio que por el componente hidroeléctrico de la matriz de generación de Colbún, siempre existirá una volatilidad estructural en los costos de operación de la compañía, a partir del año 2010 esta volatilidad se debiera reducir, por cuanto existirá una posición más equilibrada entre los compromisos comerciales y la capacidad de generación de electricidad competitiva con el vencimiento de contratos a fines del año 2009. Debe señalarse que el actual nivel de precios de petróleo diesel pone a la compañía en una situación más sólida frente a escenarios hidrológicos más secos.
- Durante el año 2008 Colbún realizó un programa de cobertura de riesgo de precio de petróleo, que le permitió acotar el efecto del alza que experimentó el petróleo entre los meses de abril a julio. Al 31 de diciembre del 2008, el programa de cobertura generó menores costos e ingresos extraordinarios netos por un total de \$ 11.043 millones, las que se encuentran contabilizadas tanto en el resultado operacional como no operacional. Durante el 4T08 se compraron coberturas mediante opciones call sobre precio del petróleo WTI para el año 2009.
- Respecto a los proyectos en construcción, la central termoeléctrica de Los Pinos (100 MW) se encuentra en período de puesta en marcha. Por su parte, el proyecto termoeléctrico a carbón Santa María, ubicado en Coronel (350 MW) se encuentra en pleno período de construcción. El proyecto hidroeléctrico San Pedro (144 MW) fue aprobado por la COREMA de la Región de los Ríos con fecha 21 de octubre de 2008. El proyecto hidroeléctrico Angostura (316 MW), en tanto, ingresó en el mes de septiembre a tramitación ambiental.
- El plan financiero ejecutado durante el año 2008 que incluyó aumento de capital, refinanciamiento de la deuda bancaria internacional, emisión de bonos en el mercado local y suscripción de líneas de respaldo locales, permitió a la compañía terminar con un saldo de inversiones financieras de \$ 332.184 millones lo que asegura el financiamiento del programa de inversiones y permite enfrentar necesidades transitorias de capital de trabajo y eventuales volatilidades en los resultados operacionales, dada la incertidumbre hidrológica.
- La central Nehuenco I, afectada a fines de 2007 por un incendio, fue declarada disponible para operación comercial a partir del 30 de agosto luego de concluir

---

<sup>1</sup> EBITDA = Resultado operacional + Depreciación + Amortización Intangibles

exitosamente su reparación y ha operado normalmente durante los últimos meses del año. Continúa en curso el proceso de liquidación de dicho siniestro ante las compañías aseguradoras.

## 2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

La **Tabla 1** muestra un resumen del Estado de Resultados acumulado a diciembre de 2007 y 2008 y para los trimestres 4T07 (mismo trimestre en curso del año anterior), 3T08 (trimestre anterior) y 4T08 (último trimestre en curso). Todas las cifras están corregidas a pesos de diciembre de 2008.

**Tabla 1**

Cifras Acumuladas		Millones de Pesos	Cifras Trimestrales		
Dic.07	Dic.08		4T 07	3T 08	4T 08
<b>659.036</b>	<b>723.788</b>	<b>Ingresos de explotación</b>	<b>178.158</b>	<b>155.174</b>	<b>188.894</b>
287.698	268.728	Ventas a Clientes Regulados	85.606	65.268	71.593
215.185	198.619	Ventas a Clientes Libres	55.276	49.390	56.757
129.652	224.959	Ventas a Clientes Sin Contrato	36.152	37.335	52.250
14.189	10.950	Ventas al CDEC	(1.172)	998	(458)
12.312	20.532	Otros Ingresos	2.297	2.183	8.752
<b>(638.649)</b>	<b>(572.778)</b>	<b>Costos de Explotación Antes de Depreciación</b>	<b>(170.074)</b>	<b>(100.835)</b>	<b>(117.586)</b>
(14.064)	(4.999)	Peajes	(3.511)	(619)	3.119
(209.530)	(164.726)	Compras de Energía y Potencia	(55.469)	(49.221)	(25.127)
(14.796)	(33.486)	Consumo de gas	8.174	(80)	(16.045)
(338.259)	(307.274)	Consumo de Petróleo	(101.718)	(36.254)	(60.376)
(62.000)	(62.293)	Otros	(17.550)	(14.661)	(19.157)
<b>(9.695)</b>	<b>(12.207)</b>	<b>Gastos de Administración y Ventas Antes de Depreciación</b>	<b>(2.488)</b>	<b>(2.986)</b>	<b>(3.475)</b>
<b>10.692</b>	<b>138.803</b>	<b>EBITDA (*)</b>	<b>5.596</b>	<b>51.353</b>	<b>67.834</b>
(68.074)	(71.280)	Depreciación y amortización	(17.680)	(17.947)	(17.624)
<b>(57.382)</b>	<b>67.523</b>	<b>Resultado de Explotación</b>	<b>(12.083)</b>	<b>33.406</b>	<b>50.209</b>
11.871	14.917	Ingresos Financieros	2.028	6.193	7.081
1.824	1.214	Utilidad Inversión Empresas Relacionadas	321	194	307
5.876	106.982	Otros ingresos fuera de explotación	2.705	17.287	55.046
(19.675)	(31.658)	Gastos financieros	(2.601)	(6.618)	(10.101)
(15.325)	(43.290)	Otros egresos fuera de explotación	(7.438)	(5.056)	(9.492)
(12.009)	(21.935)	Corrección Monetaria	(130)	(11.030)	(8.982)
36.767	(50.288)	Utilidad por Diferencias de Cambio (pérdida)	9.957	(6.809)	(44.651)
<b>9.329</b>	<b>(24.058)</b>	<b>Resultado Fuera de Explotación</b>	<b>4.843</b>	<b>(5.840)</b>	<b>(10.793)</b>
<b>(48.053)</b>	<b>43.465</b>	<b>Resultado Antes de Impuesto a la Renta</b>	<b>(7.241)</b>	<b>27.566</b>	<b>39.417</b>
(485)	(11.899)	Impuesto a la renta	383	(8.894)	(2.933)
<b>(48.538)</b>	<b>31.566</b>	<b>Utilidad (pérdida) antes de interés minoritario</b>	<b>(6.857)</b>	<b>18.672</b>	<b>36.484</b>
<b>(2.386)</b>	<b>(2.735)</b>	Interés minoritario	<b>(921)</b>	<b>(277)</b>	<b>(1.113)</b>
<b>(50.924)</b>	<b>28.831</b>	<b>Utilidad (Pérdida) líquida</b>	<b>(7.778)</b>	<b>18.395</b>	<b>35.371</b>
1,0	0,0	Amortización mayor valor de inversiones	(0,0)	0,0	0,0
<b>(50.923)</b>	<b>28.831</b>	<b>Utilidad (Pérdida) del ejercicio</b>	<b>(7.778)</b>	<b>18.395</b>	<b>35.371</b>

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

Durante el año 2008, la Compañía registró una utilidad de \$ 28.831 millones en comparación a la pérdida de \$ 50.923 millones de igual período del año anterior. Un análisis trimestral permite apreciar la tendencia favorable experimentada durante el año 2008, con una utilidad durante el cuarto trimestre de \$ 35.371 millones, que se compara favorablemente con la utilidad de \$ 18.395 del 3T08 y con la pérdida de \$ 7.778 millones del 4T07.

### 2.1 ANÁLISIS DEL RESULTADO DE EXPLOTACIÓN

El EBITDA acumulado ascendió a diciembre de 2008 a \$ 138.803 millones, que se compara con \$ 10.692 millones durante el mismo periodo del año anterior. Los ingresos de explotación experimentaron un incremento de \$ 64.752 millones, que como se explicará más adelante obedece en general a mayores precios, dado que las ventas físicas del año disminuyeron respecto al año anterior. Una reducción de costos de explotación de \$ 65.871 millones, principalmente por las menores compras de energía y el menor consumo de petróleo, también fue un elemento de contribución al mejor EBITDA.

Durante el año, el desempeño operacional evolucionó desde un primer trimestre afectado adversamente por el alto precio del petróleo, por una hidrología seca, por las mayores restricciones al envío de gas natural desde Argentina y la indisponibilidad de Nehuencho I,

factores que permanecieron vigentes hasta el segundo trimestre del año. A partir de mediados de mayo, la condición hidrológica cambió sustancialmente, lo que permitió, por un lado, mejorar la generación hidráulica de Colbún y por otro, una reducción de los costos marginales que pasaron desde un promedio de 288 US\$/MWh el 1T08 a 243 US\$/MWh el 2T08, 155 US\$/MWh el 3T08, llegando a un promedio de 141 US\$/MWh en el 4T08.

El día 30 de agosto de 2008, la central termoeléctrica de ciclo combinado Nehuenco I, quedó disponible para despacho, luego de concluir el proceso de reparación tras ser afectada el 29 de diciembre de 2007, por un incendio en el interior del edificio de la turbina principal debido a una fuga de petróleo diésel en el sistema de alimentación de combustible de la unidad.

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 de los Perjuicios por Paralización, correspondientes al período enero a agosto de 2008, neto de deducible es de aproximadamente US\$ 74 millones, los cuales, conforme a la opinión de la Compañía, se encuentran cubiertos por este seguro, contemplando la póliza un límite único de indemnización de US\$ 250 millones por evento combinando Daño Físico y Perjuicios por Paralización. No se ha establecido provisión de ingreso por esta indemnización en cumplimiento con las normas contables aplicables.

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, por lo que se espera que el informe definitivo sea emitido prontamente. 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.

### 2.1.1 Ventas Físicas

La **Tabla 2** presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía y potencia al 31 de diciembre de 2008, comparadas con igual período del año 2007 y de los trimestres 4T07, 3T08 y 4T08.

**Tabla 2**

Acumulada		Ventas	Cifras Trimestrales		
Dic.07	Dic.08		4T 07	3T 08	4T 08
6.094	4.777	Clientes Regulados (GWh)	1.502	1.188	1.199
5.772	4.968	Clientes Libres (GWh)	1.440	1.274	1.277
1.114	1.812	Distribuidoras s/Contratos (GWh)	329	421	472
128	46	Spot CDEC (GWh)	4	0	0
<b>13.108</b>	<b>11.603</b>	<b>Total Ventas (GWh)</b>	<b>3.274</b>	<b>2.883</b>	<b>2.948</b>
1.647	1.550	Potencia (MW)	1.647	1.622	1.550

  

Acumulada		Generación	Cifras Trimestrales		
Dic.07	Dic.08		4T 07	3T 08	4T 08
6.284	6.822	Hidráulica (GWh)	1.525	2.163	1.914
1.008	323	Térmica Gas (GWh)	57	2	190
4.216	3.461	Térmica Diesel (GWh)	1.309	349	705
<b>11.508</b>	<b>10.606</b>	<b>Total Generación Propia</b>	<b>2.890</b>	<b>2.514</b>	<b>2.809</b>
1.911	1.340	Compras CDEC (GWh)	471	482	234

### 2.1.2 Ingresos de Explotación

Los *Ingresos de Explotación* aumentan un 10% en el año 2008 respecto del año anterior, situación que se explica principalmente por un efecto precio, pues el volumen de venta física presenta una disminución de 12%. Como se recordará, a fines de 2007 terminaron compromisos por aproximadamente 2.000 GWh anuales con la distribuidora Emelectric y la generadora Endesa. El único segmento que muestra incrementos de volumen son las distribuidoras sin contratos, ventas que son ajenas a la gestión de la compañía, dado que los generadores están obligados a realizar dichas ventas a costo marginal en función de un balance que realiza el regulador. Es importante tener en cuenta que en el año 2008, el ingreso de explotación registró reliquidaciones extraordinarias con el cliente CGE Distribución por \$ 5.006 millones y con Metrogas por \$ 6.037 millones producto de un acuerdo alcanzado por desbalances de gas natural favorables a Colbún.

### Ventas de Energía y Potencia

*Ventas a Clientes Regulados:* Las ventas valoradas acumuladas a diciembre disminuyeron un 7% desde \$ 287.698 millones a \$ 268.728 millones en igual periodo del año anterior. Esta disminución se explica por una caída de las ventas físicas en un 22% desde 6.094 GWh a 4.777 GWh, compensado parcialmente por un incremento de precios regulados. En efecto, los precios regulados, expresados en pesos, han subido un 24% durante el año 2008, comparados con el año anterior, explicados íntegramente por el alza experimentada en el precio nudo, el que a su vez se explica por el alza del precio de los combustibles.

*Ventas a Clientes Libres:* Las ventas valoradas acumuladas a diciembre disminuyeron un 8% desde \$ 215.185 millones a \$ 198.619 millones en igual periodo del año anterior. Si bien las ventas físicas experimentaron una caída de 14% desde 5.772 a 4.968 GWh, el incremento de precios a clientes libres compensó en parte 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 14% en dólares durante el año 2008, comparado con igual período del año anterior, medido en dólares. En la comparación se debe tener en cuenta reliquidaciones extraordinarias como fue durante el 2008 el ingreso por el fallo favorable del juicio arbitral por la revisión de precios del contrato con CGE Distribución para abastecer a la planta Teno de Cementos Bío Bío Ltda., por un total de \$ 5.006 millones y, el año 2007, el reconocimiento de \$ 12.216 millones por la reliquidación acordada con el cliente Anglo American S.A. para su faena de Los Bronces y Tórtolas.

*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 diciembre de 2008, estas ventas alcanzaron a \$ 224.959 millones, que se comparan con \$ 129.652 millones a igual fecha del año anterior, aumento que se explica 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, así como por los mayores costos marginales.

## 2.2 COSTOS DE EXPLOTACIÓN

Al 31 de diciembre de 2008, los costos de explotación que representan desembolsos de caja, (excluyendo la depreciación) fueron \$ 65.871 millones menores a los de igual período del ejercicio anterior, es decir, una disminución de 10%.

Un análisis de los principales ítems de costos muestra que al 31 de diciembre de 2008, la principal variación en el costo de explotación respecto del año 2007, está representada por un menor gasto de \$ 44.804 millones en compras de energía en el mercado spot. En efecto, durante el período, la compañía ha debido suplir sus déficits de energía con compras, las que en términos físicos fueron menores en un 30% a las de igual período del año anterior. Sin embargo, en términos valorados, estas compras alcanzaron a \$ 164.726 millones, sólo un 21% menores a las del año anterior, lo que se explica por los mayores costos marginales, cuyo promedio en el año 2008 alcanzó a US\$ 207 por MWh, mayor en un 20% al promedio del año 2007. Las restricciones al suministro de gas natural, por su parte, han provocado una disminución de un 68% en la generación con ese combustible, sin embargo el costo resultó mayor al del año 2007 en \$ 18.690 millones debido a los sobreprecios que surgen de los impuestos aplicados por la autoridad argentina.

El consumo de petróleo diesel es menor en \$ 30.985 millones, lo que se explica por una menor generación en base a diesel, que alcanzó a 3.461 GWh el año 2008 en comparación a 4.216 GWh el año anterior, que más que compensó el mayor precio del diesel del año 2008 versus el 2007 (precio promedio WTI 2008 99,8 US\$ por barril versus 72,4 US\$ por barril durante 2007).

Un análisis de la estructura de costos del 4T08, permite advertir que se ha incrementado el uso de petróleo, que ha tenido en todo caso como contrapartida una menor compra de energía en el mercado spot. De hecho, si se analiza el total de consumo de petróleo y compras de energía, el total del 4T08 es muy similar al trimestre anterior.

Al analizar el costo de los peajes de transmisión, se advierte una caída durante el año 2008, la cual se explica por mayores reliquidaciones de ingresos tarifarios. Más aún, si se observa este ítem de costo el 4T08, se aprecia un abono al costo. Los ingresos tarifarios son un ingreso que el transmisor percibe al realizar el balance de inyección y retiros en el CDEC y que debe devolver a los generadores.

En la **Tabla 2**, se puede advertir el mix de generación y la recuperación de la generación hidráulica durante los 2 últimos trimestres, así como la baja generación térmica a gas natural y la disminución de la generación con diesel.

Con el fin de protegerse de las continuas alzas experimentadas por el precio del petróleo y acotar el costo de dicho combustible, la compañía inició en abril de este año, un programa de cobertura de precio de petróleo. Al 31 de diciembre de 2008, el programa logró disminuir el costo del consumo de petróleo diesel en \$ 4.743 millones, neto de las primas pagadas. Durante el 4T08 se continuó con el programa de cobertura y se compraron opciones Call sobre WTI para el año 2009. El costo de estas primas permanece activadas hasta el vencimiento de esas opciones durante el transcurso del año 2009.

### 3. ANÁLISIS DEL RESULTADO FUERA DE EXPLOTACIÓN

El resultado fuera de la explotación, al 31 de diciembre de 2008 fue una pérdida de \$ 24.058 millones que se compara con la utilidad de \$ 9.329 millones en igual período del año anterior y se explica básicamente por los mayores gastos financieros netos, la pérdida por diferencia de cambio y un cargo a resultados como consecuencia de la sentencia en el juicio entre Colbún y Pehuenche por \$ 5.906 millones de la Corte Suprema, adversa a la compañía.

El resultado de la diferencia de cambio al 31 de diciembre del año 2008, se debió a que el peso se depreció respecto al dólar en 17,6%, en cambio en igual período del año 2007 el peso se apreció en 13,1%, ambos en términos reales. En opinión de la compañía, esta cuenta de diferencia de cambio debe ser analizada conjuntamente con la cuenta otros ingresos y egresos fuera de explotación para un mejor análisis, porque en este conjunto de cuentas quedan registrados los efectos que tiene una posición compradora de dólares a través de contratos *forward* que se ha usado para redenominar inversiones en pesos a dólares. Cabe recordar que la compañía mantiene una porción importante de su deuda financiera en dólares, por cuanto el negocio económicamente está altamente indexado a esta moneda. Como consecuencia de lo anterior, a partir del año 2009 la compañía adoptará el dólar como su moneda funcional, a raíz de la adopción de IFRS.

Respecto a los gastos financieros, estos fueron superiores en \$ 11.983 millones respecto al igual período año 2007 lo que se explica por el aumento de la deuda financiera en relación al periodo anterior. Los ingresos financieros, por su parte, fueron mayores en \$ 3.046 millones a los del mismo período del año 2007, debido al incremento del saldo promedio de colocaciones financieras de la compañía en relación al mismo período del año anterior.

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.

#### 4. ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

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

**Tabla 3**

Millones de Pesos	Dic.07	Sep.08	Dic.08
Activo Circulante	367.894	713.389	663.192
<i>Deudores por Ventas</i>	136.455	172.334	126.906
<i>Ventas Normales</i>	58.873	46.692	57.666
<i>Ventas distribuidores sin contrato</i>	77.582	125.642	69.240
<i>Impuestos por Recuperar</i>	93.435	123.141	125.004
<i>Inversiones Financieras</i>	43.333	336.002	332.184
<i>Otros Activos Circulantes</i>	94.671	81.912	79.098
Activo Fijo	1.674.355	1.706.052	1.724.441
Otros Activos	82.656	102.218	175.943
<b>Total Activo</b>	<b>2.124.905</b>	<b>2.521.659</b>	<b>2.563.576</b>
Pasivo Circulante	173.665	173.046	137.796
Pasivo Largo Plazo	558.645	766.042	805.692
Patrimonio e Interés Minoritario	1.392.595	1.582.571	1.620.088
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>2.124.905</b>	<b>2.521.659</b>	<b>2.563.576</b>

#### Activo Circulante:

El incremento del activo circulante en los últimos doce meses de \$ 295.298 millones se explica por:

- (i) Aumento en el stock de inversiones financieras en \$ 288.851 millones respecto a diciembre de 2007, explicado principalmente por los recursos obtenidos en el proceso de financiamiento realizado durante el año 2008.
- (ii) Disminución en la cuenta deudores por venta por \$ 9.549 millones, lo que se explica fundamentalmente por la reclasificación a largo plazo de un total de \$ 70.982 millones de la cuenta por cobrar a empresas distribuidoras sin contrato, dado que se estima serán recuperadas dentro de un plazo mayor a 12 meses.

Como se ha explicado en otros análisis, las ventas a empresas distribuidoras sin contratos se efectúan y contabilizan a costo marginal pero se facturan y son pagadas a Colbún a precio de nudo. La diferencia entre el costo marginal y el precio de nudo asociada a las referidas ventas, es pagada por las empresas distribuidoras del SIC prorrateando entre todos sus clientes un recargo de hasta un 20% del precio nudo, por el tiempo que sea necesario hasta saldar la referida cuenta por cobrar, la que se registra en la cuenta deudores por venta.

- (iii) Aumento en los impuestos por recuperar por \$ 31.569 millones, que se explica por un incremento en el remanente de IVA crédito fiscal que se generó durante los meses en que el flujo de caja de la compañía estuvo deprimido. Contribuyó a este aumento también el IVA crédito de la incorporación de activo fijo, así como el impuesto específico al combustible que se tuvo que pagar hasta marzo de 2008 y que seguía el mismo régimen de recuperación vía IVA.

Cabe destacar que en marzo de 2008 fue promulgada la Ley 20.258 que estableció un mecanismo de devolución del impuesto específico al petróleo diesel a favor de las empresas generadoras eléctricas. Al 31 de diciembre de 2008, la compañía ha recuperado un total de \$ 25.229 millones desde la vigencia de dicha ley, con lo que a esta fecha el remanente crédito fiscal alcanza a \$ 114.129 millones, de los cuales \$ 3.783 millones se podrán recuperar en los primeros días de febrero como consecuencia del mecanismo estipulado en la ley referida.

#### **Activo Fijo:**

El activo fijo, entre el 31 de diciembre de 2008 y la misma fecha del año 2007, se incrementó en \$ 50.086 millones, explicados fundamentalmente por los proyectos de inversión de la compañía. Este desembolso fue compensado en parte por la depreciación del período.

#### **Pasivo Circulante:**

El pasivo circulante a diciembre de 2008 experimentó una disminución de \$ 35.869 millones respecto de diciembre de 2007 producto de la renegociación a largo plazo de los vencimientos de deuda realizados en el marco del plan financiero antes comentado,

#### **Pasivo Largo Plazo:**

El aumento del pasivo largo plazo en \$ 247.047 millones se debe principalmente a los nuevos pasivos incorporados a través del reciente proceso de financiamiento ya aludido. Adicionalmente, la cuenta de impuestos diferidos de largo plazo, que de acuerdo a normas contables vigentes se presenta neta del activo por impuestos diferidos, aumentó en \$ 8.255 millones, producto de un mayor impuesto diferido generado principalmente por la diferencia entre el activo fijo neto tributario y financiero.

#### **Patrimonio:**

El aumento del patrimonio en \$ 227.493 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 y en el que se suscribieron 2.697.276.200 acciones de un total emitido de 2.700.000.000, por un valor de \$ 188.809 millones. Además de lo anterior, se agrega la utilidad generada durante los últimos doce meses de \$ 28.831 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	Dic.07	Sep.08	Dic.08
Liquidez Corriente: Activo Circulante / Pasivo Circulante	2,12	4,12	4,81
Razón Ácida: (Activo Circulante-Existencias-Gtos. Anticipados) / Pasivo Circulante	2,08	3,97	4,77
Razón de Endeudamiento: (Total Pasivo Circulantes + Total Pasivo Largo Plazo) / Total Patrimonio	0,53	0,60	0,58
Cobertura Gastos Financieros: (Resultado Antes de Impuestos + Intereses)/ Gastos Financieros	-1,44	1,19	2,37
Deuda Corto Plazo (%): Total Pasivo Circulante / (Total Pasivo Circulante + Total Pasivo Largo Plazo)	23,71	18,43	14,60
Deuda Largo Plazo (%): Total Pasivo Largo Plazo / (Total Pasivo Circulante + Total Pasivo Largo Plazo)	76,29	81,57	85,40
Rentabilidad Patrimonial (%): Utilidad (Pérdida) del Ejercicio / Patrimonio Promedio	-3,58	-0,44	1,92
Rentabilidad del Activo (%): Utilidad (Pérdida) del Ejercicio / Total Activo Promedio	-2,46	-0,28	1,23
Rendimientos Activos Operacionales (%): Resultado Operacional del Ejercicio / Activos Operacionales Promedios (Activo Fijo)	-3,47	1,03	3,97

- Patrimonio promedio es definido como el patrimonio a diciembre 2008 más el patrimonio a diciembre 2007 dividido por dos.

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

- Activos operacionales promedio es definido como el total de activo fijo de diciembre 2008 más el total de activo fijo a diciembre 2007 dividido por dos.

## 6. ANÁLISIS DE FLUJO DE EFECTIVO

El comportamiento del flujo de efectivo de la sociedad y sus filiales acumulados a diciembre 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 diciembre de 2008 fue mayor en \$135.440 millones respecto al mismo período del año 2007. Este aumento se debe principalmente a mayores ventas de energía en \$104.686 millones, como consecuencia tanto del mayor consumo de las distribuidoras sin contrato en relación al período anterior, como de mejores precios influidos por el alza significativa del precio del petróleo.

Lo anterior se vio compensado en parte por el aumento en los pagos a proveedores en \$35.040 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. Consecuentemente, el pago de IVA y otros similares se incrementaron en \$ 20.708 millones.

Otros ingresos percibidos aumentaron en \$ 86.480 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 diciembre 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 \$ 228.080 millones respecto al período anterior. Esta variación se explica principalmente por la reestructuración de la deuda financiera durante agosto en donde se giró un crédito sindicado por USD 400 millones que contempla un calendario de 5 amortizaciones semestrales iguales a partir de agosto de 2011. El crédito fue suscrito con fecha 5 de agosto de 2008 y los recursos fueron utilizados para refinanciar el crédito sindicado de US\$ 320 millones cuyo agente administrativo era Calyon Bank, y tres créditos bilaterales con Banco BBVA (US\$ 16.6 millones), Banco Santander (US\$12 millones) y SCH Overseas Bank (US\$ 50 millones).

Por otro lado, durante el período se realizó un aumento del capital de la sociedad, realizado según acuerdo de la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 14 de marzo de 2008, en el cual se suscribió el 99,9% de las acciones por un valor de \$ 199.057 millones, actualizados al 31 de diciembre de 2008. 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 \$ 50.398 millones respecto a diciembre de 2007 producto del resultado negativo del ejercicio 2007.

Lo anterior se vio compensado por una menor recaudación por \$ 37.444 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, en comparación con la emisión de bonos series G, H e I, las que fueron colocadas en su totalidad los días 6 y 7 de agosto de 2008, de la cual UF 2.000.000 corresponden a la serie G, USD 80.800.000 a la serie H y UF 3.000.000 a la serie I. Junto con lo anterior, en el período se amortizaron créditos por un total de \$ 243.761 millones.

**Actividades de Inversión:** El flujo neto originado por actividades de inversión al 31 de diciembre de 2008 fue de \$ 125.392 millones negativos, que se compara los \$ 132.791 millones negativos registrados al 31 de diciembre de 2007. Este flujo se explica principalmente por los desembolsos efectuados durante el año 2008, correspondientes a los pagos relacionados con la construcción de la central térmica a carbón Santa María, ubicada en Coronel y la construcción de la central térmica Los Pinos. Adicionalmente, en los meses de abril, junio, agosto y septiembre se realizaron aportes de capital a Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A., por un total de \$19.077 millones.

## **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. Las restricciones al suministro de gas desde la República Argentina que obligan a operar las unidades térmicas de Colbún principalmente con diesel han implicado que los resultados de la Compañía pasaron así a depender fuertemente de las condiciones hidrológicas y del precio internacional del petróleo diesel, por cuanto en años secos y en la medida que siga la restricción de suministro de gas natural, es necesario operar las unidades térmicas con petróleo diesel o a efectuar compras en el mercado eléctrico de corto plazo (spot) para cumplir con los compromisos contraídos.

### **7.1 Combinación de factores adversos**

La combinación de factores adversos como lo son la escasez de lluvias, y un elevado precio del petróleo diesel durante el primer y segundo trimestre del año 2008, contribuyeron en ese período a un escenario excepcionalmente negativo para la Compañía, debiendo generar con petróleo diesel para abastecer sus contratos y comprar en el mercado spot a costos sustancialmente mayores a los precios que vende la energía según sus contratos.

Esta situación cambió a partir de mediados del segundo trimestre debido a una mejora de las condiciones hidrológicas, que permitió aumentar la generación de las centrales hidráulicas de la Compañía, reduciendo sus compras en el mercado spot y su producción con centrales térmicas operadas con petróleo diesel. Adicionalmente, a ello contribuyó a este escenario positivo del tercer trimestre la caída sostenida del precio internacional del diesel, ubicándose en promedio en el último trimestre de 2008 en torno a 58 US\$/bbl.

### **7.2 Acciones de mitigación**

Adicionalmente al plan de inversiones que la Compañía ha llevado a cabo para reducir su exposición al riesgo, se ha mantenido la política de cambiar los términos de precios e indexación de importantes contratos de suministros de electricidad a través de acuerdos con sus clientes o por la vía de la instancia arbitral, de manera que se asemejen en mejor medida a las actuales condiciones de costo del sector.

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

### **7.3 Perspectiva de mediano plazo**

A partir de mayo de 2008, el factor hidrológico mejoró fuertemente como consecuencia de las precipitaciones caídas en las principales cuencas del país. Lo anterior hace prever que el deshielo para el primer trimestre del año 2009 será más favorable que igual período del año 2008, con respecto a la generación hidráulica y costos marginales del sistema. Adicionalmente, el comportamiento del precio petróleo diesel en los mercados internacionales de las últimas semanas y un consumo de energía afectado en su crecimiento por la crisis financiera internacional, hace prever condiciones aún más favorables tanto en los costos propios de producción como en los costos marginales del mercado spot.

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 2008, sus flujos de caja seguirán dependiendo de las condiciones hidrológicas, precio de combustibles y disponibilidad de gas natural hasta que se restablezca el equilibrio entre la capacidad de generación a costos competitivos y los compromisos comerciales.

Dado lo anterior, la Compañía ha iniciado una política de coberturas de sus necesidades de petróleo diesel de modo de mitigar al máximo el riesgo en sus resultados como consecuencia de la volatilidad de dicho combustible y de las condiciones hidrológicas más adversas.

#### 7.4 Plan de Crecimiento y acciones de largo plazo

Colbún tiene como estrategia aumentar su capacidad instalada manteniendo su vocación hidroeléctrica, con un complemento térmico competitivo y diversificación de su riesgo. Dado los precios relativos de los combustibles, actualmente la generación térmica a carbón aparece como la más competitiva.

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

**Proyecto CH San Pedro:** El día 21 de octubre la Corema de la Región de los Ríos aprobó ambientalmente 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.

**Proyecto CH Angostura:** Este proyecto hidroeléctrico de 316 MW ubicado en la región del Bío Bío, en el río del mismo nombre, se encuentra actualmente en su fase de aprobación medioambiental.

**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.

**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.

**Proyectos térmicos:** En relación a la generación térmica competitiva, complemento esencial al desarrollo hidroeléctrico, Colbún está desarrollando el proyecto Santa María (ex 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. 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.

En relación al incremento de nueva capacidad térmica de respaldo, cabe señalar que se encuentra en proceso de puesta en marcha la central térmica Los Pinos, unidad térmica de ciclo abierto de 100 MW de capacidad instalada, cuya elevada eficiencia la dejará en condiciones de operar en términos económicos justo después de los ciclos combinados que operen con diesel.

Respecto de las centrales térmicas de la compañía que actualmente están operando con petróleo diesel y que lo pueden hacer con GNL o gas natural, su competitividad y, por lo tanto, su capacidad de generación en base o como 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.

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

## 7.6 Licitaciones de Suministro

La compañía participó en 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.

## 7.7 Riesgos Regulatorios

La estabilidad regulatoria para un sector como el de generación de electricidad resulta fundamental, lo cual ha sido una característica valiosa del sector eléctrico chileno y en general los cambios regulatorios de los últimos años han fortalecido esta estabilidad. Una prueba de ello es las recientes licitaciones a precios de mercado para el abastecimiento a las empresas distribuidoras que han significado un importante disminución del riesgo regulatorio de fijaciones de precios. Sin embargo, aun se mantienen o aparecen algunas 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:** Se aprobó la denominada “Ley de Embalses”, la que tiene por objeto utilizar los embalses que hoy se usan en generación eléctrica y riego, además para el control de crecidas. Dependiendo de la forma en que se implemente su reglamento, el que está en etapa de preparación por parte de las autoridades encargadas, podría afectar la disponibilidad de agua para su uso en generación hidroeléctrica.

**Transferencias de Potencia de Punta:** Otro caso es el DS N° 62 publicado en el Diario Oficial del 16 de junio de 2006, por medio del cual se dictó un reglamento que establece una nueva normativa para las transferencias de potencia de punta, materia que había quedado establecida después de varias divergencias falladas por el Panel de Expertos durante el año 2004. No obstante, la aplicación de dicho reglamento depende de la implementación de las prestaciones y transferencias de los servicios complementarios,

que es materia de otro reglamento que se encuentra pendiente, por lo cual, según lo dispuesto en el artículo 20 transitorio del DFL N° 4/20.018, Ley Eléctrica, su aplicación se encuentra diferida.

**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.

## 7.8 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:** Una importante porción de los egresos operacionales está correlacionada al dólar, correspondiendo 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 38% de la deuda financiera de la compañía se encuentra denominada en moneda local (Unidades de Fomento y Pesos) lo que puede significar un descalce con los flujos operacionales, el que se va cubriendo mediante derivados financieros cuando las condiciones así lo ameritan, sin perjuicio que parte de las cuentas por cobrar se encuentran en UF como a las distribuidoras sin contrato.

En relación a las tasas de Interés de la deuda, el 93% 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 la deuda que se mantiene a tasa LIBOR variable, la compañía limitó el riesgo de su volatilidad mediante contratos de derivados denominados "Collar de Costo Cero".

## 7.9 Precio del Petróleo Diesel

La generación de energía en centrales térmicas que utilizan petróleo diesel como combustible, representa un nivel de riesgo dado que los costos de producción y de compra se ven afectados por la volatilidad del precio internacional de dicho combustible.

Pese a la dificultad para implementar coberturas para mitigar este riesgo dada la necesidad 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 realizó estimaciones de su exposición al precio del petróleo diesel para definir los volúmenes a cubrir en función de distintos escenarios. Esto se logró durante el tercer trimestre a través de opciones *Calls* sobre el WTI.

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. En coherencia con la política señalada, durante el 4T08, la Compañía compró coberturas mediante opciones call sobre precio del petróleo para el año 2009. Adicionalmente, se mantiene en estudio nuevas estructuras de coberturas que permitirían mitigar sustancialmente sus riesgos de volatilidad hidrológica y de precios del petróleo diesel para el año 2009.

## **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 de Valparaíso, de O'Higgins, del Maule, del Bío-bío y de los Lagos y vende toda su producción en el Sistema Interconectado Central (SIC), principal sistema eléctrico del país que se extiende desde Taltal hasta la Isla Grande de Chiloé. En el año 2008, el consumo de esta zona alcanzó a 39.594 GWh, con un decrecimiento de 2,4% 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 71% 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 por una parte la central Canutillar, la que tiene una capacidad de 172 MW y se encuentra ubicada en la Región de Los Lagos, 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 y por la otra, el complejo termoeléctrico Antilhue ubicado en Valdivia, compuesto por dos turbinas aero-derivativas de 50 MW cada una, en base a petróleo diesel.