



MEMORIA ANUAL 2012





MEMORIA ANUAL 2012



CONTENIDOS	/	06 COLBÚN 2012	/	08 Hitos
Destacados del 2012	/	14 Mensaje del Presidente	/	20 Resumen Financiero del Ejercicio 2012
26 Directorio y Administración	/	32 Reseña Histórica	/	34 DESCRIPCIÓN Y DESARROLLO DEL NEGOCIO
36 Marco Regulatorio del Sector	/	42 Desarrollo del Mercado Eléctrico 2012	/	46 Estrategia Corporativa de Colbún
52 Desarrollo del Negocio 2012	/	62 PROYECTOS DE INVERSIÓN	/	64 Proyectos de Inversión
66 Proyectos Concluidos en 2012	/	70 Proyectos en Ejecución	/	74 Proyectos en Desarrollo
80 Proyectos en Desarrollo junto a otras empresas	/	82 SOSTENIBILIDAD	/	84 Estrategia de Sostenibilidad
86 Inversionistas	/	90 Trabajadores	/	98 Medio Ambiente
106 Comunidad y Sociedad	/	114 Contratistas y Proveedores	/	118 Clientes y Suministradores
120 INFORMACIÓN DE CARÁCTER GENERAL	/	122 Documentos e Información Constitutiva	/	130 Propiedad y Control
142 Información de Carácter Financiero	/	148 Factores de Riesgo	/	158 Resumen de Hechos Relevantes Comunicados a la SVS
160 Declaración de Responsabilidad	/	162 ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS		

A photograph of a waterfall cascading over a concrete structure, surrounded by lush green vegetation. The water is white and frothy as it falls, creating a dynamic and natural scene. The background is slightly blurred, emphasizing the motion of the water.

COLBÚN

2012

01 / HITOS DESTACADOS DEL 2012

02 / MENSAJE DEL PRESIDENTE

03 / RESUMEN FINANCIERO DEL EJERCICIO 2012

04 / DIRECTORIO Y ADMINISTRACIÓN

05 / RESEÑA HISTÓRICA

01/

HITOS
DESTACADOS
DEL 2012



energía
para el
futuro
limpia · segura · económica

FEBRERO

Lanzamiento de la Estrategia Nacional de Energía (ENE)

El 28 de febrero, el Ministro de Energía junto al Presidente de la República, presentaron la Estrategia Nacional de Energía, documento que establece las definiciones en materia energética que tomará el país durante los próximos años. La Estrategia contempla seis ejes sobre los cuales se deberá desarrollar el mercado eléctrico: Eficiencia Energética, Despegue de las Energías Renovables No Convencionales, Mayor Preponderancia al Recurso Hídrico, Menor Dependencia Externa, Carretera Eléctrica Pública, Mercado Eléctrico más Competitivo y Avance Sostenido en las Opciones de Interconexión Eléctrica Regional.

Ignacio Cruz asume la Gerencia General de Colbún

Bernardo Larraín M. dejó el cargo de Gerente General de Colbún S.A. para en mayo ser designado como Presidente del Directorio. En su reemplazo, el día 25 de abril asumió Ignacio Cruz Z. como Gerente General de la Compañía, quien anteriormente se desempeñaba en el mismo cargo de Minera Los Pelambres.

MARZO

Lollapalooza neutraliza emisiones CO₂ con bonos de carbono de Colbún

La productora del festival internacional de música Lollapalooza, realizado en Santiago entre el 31 de marzo y el 1 de abril, neutralizó sus emisiones de CO₂ mediante el traspaso de bonos de carbono voluntarios emitidos por Colbún a través de la central hidroeléctrica de pasada Quilleco, ubicada en la Región del Bío-bío y certificada por las Naciones Unidas y el Verified Carbon Standard (VCS).

MARZO

Inauguración Centro de Emprendimiento para Santa Bárbara y Quilaco

En el ámbito social del proyecto Angostura, se realizó la inauguración del Centro de Emprendimiento para las comunas de Santa Bárbara y Quilaco, un lugar destinado a capacitar y potenciar a los micros y pequeños empresarios de ambas comunas. Esta iniciativa se realiza en alianza con la ONG Acción Emprendedora, quien tiene una amplia trayectoria en el desarrollo de iniciativas de emprendimiento a lo largo de Chile con exitosas experiencias.

ABRIL



Colbún y Municipalidad de Coronel firman convenio para fortalecer la educación

Se firmó el Convenio de Responsabilidad Social Empresarial entre Colbún y la Municipalidad de Coronel, focalizado en fortalecer la educación de la comuna. El convenio integra el mejoramiento de la infraestructura de tres escuelas municipales, la implementación de bibliotecas comunitarias en ellas, la asistencia técnica en lenguaje, matemáticas y gestión escolar, y un proyecto de innovación metodológica de ciencias llamado "Energía y Medio Ambiente".

ABRIL



Colbún certifica bonos de carbono ante las Naciones Unidas

La central Hornitos se convirtió en la tercera central hidroeléctrica en Chile en emitir certificados de reducción de emisiones de CO₂ (CERs) bajo el estándar del Mecanismo de Desarrollo Limpio de las Naciones Unidas. Asimismo, la Compañía acordó la venta de bonos de carbono voluntarios (VERs) asociados a la operación de la Central Chacabuquito, destinados a neutralizar parte de las emisiones de CO₂ del Banco Mundial durante los años 2011 y 2012.

JUNIO



Entrada en operación comercial de la Central Santa María I

El día 15 de agosto entró en operación comercial Santa María I (342 MW), la primera central térmica a carbón de Colbún. Durante el año 2012, la central aportó un total de 1.853 GWh de energía térmica eficiente al SIC. Santa María I, una de las centrales térmicas a carbón más grandes del sistema, es un activo importante en el portafolio de generación de Colbún y un aporte relevante al SIC.

AGOSTO



Inauguración de obras en beneficio para las comunidades de Los Lagos y Panguipulli

En el marco del plan de compensaciones del proyecto San Pedro, el 12 de septiembre se inauguró el nuevo Centro de Información Turística y Negocios de la Municipalidad de Los Lagos, y un nuevo Portal de Bienvenida para la ciudad de Panguipulli. Posteriormente, el 25 de septiembre se inauguró el nuevo Terminal de Buses de la ciudad de Los Lagos.

SEPTIEMBRE





SEPTIEMBRE

CIDERE Biobío reconoce a Colbún como la "Empresa Socialmente Responsable" del 2012

El 27 de septiembre, la XLVI Asamblea Anual de Asociados de la Corporación Industrial para el Desarrollo Regional del Biobío (CIDERE), otorgó el premio "CIDERE BIOBIO: Responsabilidad Social Corporativa" a la Compañía. De acuerdo a esta institución, Colbún, presente en la Región del Biobío con las centrales Los Pinos, Rucúe-Quilleco, Santa María I y su Proyecto Angostura, ha puesto especial énfasis en implementar modelos basados en los principios de Responsabilidad Social para generar valor compartido en las comunidades donde se insertan.



OCTUBRE

Distinciones para Colbún por su aporte al Cambio Climático

Por segundo año consecutivo, Colbún fue premiada por la Cámara Chileno-Británica de Comercio, obteniendo este año el primer lugar en la categoría Innovación en la Gestión de la Huella de Carbono. Asimismo, por tercer año consecutivo, fue reconocida como una de las 10 empresas mejor preparadas para enfrentar el cambio climático, según el ranking de la Revista Capital y Fundación Chile. Finalmente, las oficinas corporativas de Colbún en Santiago fueron certificadas como Carbono Neutral por la Bolsa de Clima de Santiago, con la verificación de la Huella de Carbono por parte de la empresa auditora externa, Ernst & Young.



DICIEMBRE

Culmina proceso de recambio de estufas en Coronel

El 6 de diciembre culminó el recambio de estufas a leña que Colbún, en coordinación con el Municipio de Coronel y las Juntas de Vecinos del sector sur, realizaron en la comuna, entregando así nueva calefacción a 1.000 familias. Esta iniciativa constituye, junto a siete medidas más, el Plan de Compensación de Material Particulado (MP) del Complejo Termoeléctrico Santa María de Coronel, que fue aprobado por las autoridades medioambientales y que obliga a compensar el 100% del MP que emitirá el Complejo durante su etapa de operación.



DICIEMBRE

Central Angostura alcanza un 84% de avance

Durante el 2012 la central hidroeléctrica Angostura, que se construye entre las comunas de Santa Bárbara y Quilaco, continuó avanzando simultáneamente en todos sus frentes: obras civiles, instalación de equipos, reposición de infraestructura y el cumplimiento de las medidas comprometidas en su RCA y con las comunidades. La central aportará 316 MW de capacidad renovable al sistema y se espera su puesta en servicio para fines del año 2013.

Colbún
REPORTE DE SOSTENIBILIDAD 2011



25 AÑOS
ENTREGANDO ENERGÍA PARA CHILE

Dentro de los hitos del año 2012, se destaca la publicación de nuestro primer **Reporte de Sostenibilidad**, el cual compila todos los indicadores que miden nuestro desempeño en esta materia según la metodología del Global Reporting Initiative (GRI).

Nuestro reporte fue reconocido con el premio “**Mejor Primer Reporte de Sostenibilidad**” por la organización Acción RSE, que agrupa a empresas socias que trabajan por la responsabilidad social empresarial y el desarrollo sustentable en Chile.

02/

MENSAJE DEL PRESIDENTE

Estimados Accionistas,

Tengo el agrado de dirigirme a ustedes por primera vez como presidente del directorio de Colbún para presentarles la Memoria y los Estados Financieros correspondientes al ejercicio 2012. Antes de ello quisiera compartir con ustedes una mirada general del sector energético, y nuestra visión estratégica en él.

Lo decía el presidente del directorio en su carta a los accionistas del año pasado. Por diversos motivos, el sector eléctrico chileno no ha vuelto a un equilibrio sustentable



Bernardo Larraín M.
Presidente del Directorio de Colbún S.A.

entre una demanda creciente y una oferta competitiva. Habiendo transcurrido un año, lamentablemente se observa que tal situación no ha mejorado. La explicación no se debe buscar en una supuesta falta de dinamismo del sector privado. En efecto, sobre la base de los proyectos que han sido aprobados o están en tramitación en el Sistema de Evaluación Ambiental, se puede constatar que hay más de 20.000 MW en carpeta en proyectos de distintas tecnologías y en manos de diversas empresas, muchas de ellas nuevos entrantes. Tal cantidad sería suficiente para los requerimientos de los próximos 20 años en base a diversas estimaciones de crecimiento de la demanda. El problema es que sólo una fracción menor se está construyendo. Largas e inciertas tramitaciones ambientales seguidas de procesos de judicialización de las mismas características, dificultan las decisiones de inversión.

Los primeros síntomas ya se empiezan a notar. Licitaciones de empresas distribuidoras declaradas desiertas, clientes industriales y mineros con dificultades para conseguir un suministro competitivo de largo plazo para abastecer sus planes de crecimiento, y costos de generación que se han mantenido altos y volátiles, son algunos de ellos.

No es novedad decir que el desarrollo de proyectos de todo tipo enfrenta un contexto más desafiante y complejo. Las comunidades vecinas y la sociedad en general demandan legítimamente más participación y protagonismo, lo cual constituye un desafío para el sector privado. Iniciar los procesos de participación ciudadana y de generación de confianza con las comunidades vecinas en las etapas más tempranas de un proyecto, es hoy un imperativo. Lograr que ellas estén mejor con los proyectos que sin ellos, es también fundamental. Mantener en forma continua durante todo el ciclo de vida de un proyecto (diseño, construcción y operación) una presencia abierta y transparente en las comunidades, es un tercer pilar esencial. Sin embargo, este contexto representa también un desafío para la institucionalidad, en particular la ambiental. Institucionalidad que por un lado debe operar y hacer cumplir la ley, y por otro debe evolucionar.

Respecto de lo primero, es fundamental que se cumplan los plazos establecidos en la ley para las tramitaciones ambientales y para las apelaciones ante el Consejo de Ministros. Es también esencial que la institucionalidad ambiental distinga entre las legítimas demandas ciudadanas cuyo propósito es que se informen claramente los impactos ambientales y en el medio humano, y que luego se mitiguen y compensen, de aquellas particulares o

ideológicas presentadas por organizaciones que están lejos de velar por los intereses de todos los chilenos, o de las comunidades que dicen representar. El desarrollo económico y social de Chile no puede estar secuestrado por tales intereses.

Respecto de lo segundo, es fundamental que la institucionalidad ambiental recupere su capacidad de intermediar entre las comunidades vecinas y las organizaciones ambientales que legítimamente demandan más participación y protagonismo, y las empresas que invierten y que legítimamente demandan seguridad jurídica para emprender el largo y desafiante camino de desarrollar un proyecto. Se ha hablado desde hace un tiempo de incorporar a la institucionalidad mecanismos de ordenamiento territorial, instancias de participación ciudadana más tempranas y profundas y un sistema de aportes para financiar proyectos sociales en beneficio de las comunidades vecinas. Nos parece que son propuestas que van en el sentido correcto, y esperamos que se concreten más pronto que tarde.

En medio de esta discusión, Chile sigue creciendo con fuerza y también lo hace la demanda de energía eléctrica. El año 2012, esta última se expandió un 5,2%. La fuerza del desarrollo económico y social de Chile, superará con creces el potencial que nuestro país tiene de hacer un uso más eficiente de la energía. Por eso, la Agencia Internacional de Energía proyecta para nuestro país tasas de crecimiento de la demanda de cerca de un 6% por año. El consumo per-cápita de electricidad en Chile es sólo un tercio del promedio de la OECD, la referencia que hoy usamos para evaluar todo tipo de logros, desafíos pendientes y políticas públicas. Es por eso que en los próximos años necesitaremos nueva capacidad de generación y transmisión de energía eléctrica que supera lo que hemos construido en toda nuestra historia. Un gran desafío.

Es en este contexto por un lado dinámico y con buenas perspectivas futuras, y por otro complejo y desafiante, que en Colbún nos hemos dado una estrategia. Esta parte con una misión: buscamos generar valor de largo plazo desarrollando y gestionando activos de infraestructura energética. Pero no de cualquier forma. Lo queremos hacer integrando con excelencia las dimensiones económicas, técnicas, medioambientales y sociales e incorporando a nuestros grupos de interés a través de nuestra Estrategia de Sostenibilidad. Nos hemos propuesto esta misión, porque tenemos la convicción que las empresas que mejor integren las dimensiones sociales y ambientales con las técnicas y económicas, y las que mejor involucren a sus grupos de interés en su estrategia de negocio, serán las que mejor capacidad de generación de valor de largo plazo tendrán para sus accionistas.

Nuestra estrategia se sostiene en tres pilares: consolidación, diversificación y gestión de riesgo y crecimiento.

Primero **Consolidación** porque debemos, valga la redundancia, consolidar nuestro crecimiento, para poder presentar ante ustedes nuevos planes de desarrollo. Decíamos en la Junta de Accionistas del año pasado que uno de nuestros desafíos era poner en marcha la central térmica a carbón Santa María I. Hoy podemos decir con satisfacción que durante el año 2012 generó 1.853 GWh, o aproximadamente un 75% de su potencial de generación anual. Debemos recordar que fue un proyecto que enfrentó importantes dificultades relacionadas a los incumplimientos del contratista principal y por los efectos del terremoto. En relación a lo anterior, logramos a fin de año cerrar el proceso de liquidación del seguro que cubría el impacto del terremoto, y llegar a un acuerdo con el contratista principal para dar por terminado el arbitraje, después de haber cobrado el 100% de las multas establecidas en el contrato de construcción para el caso de incumplimientos del contratista.

Así como el año pasado nuestra prioridad fue poner en marcha la central Santa María I, este año será la puesta en marcha de la central hidroeléctrica Angostura de 316 MW. Es importante tener presente que el proyecto Angostura ha representado un enorme desafío técnico, ambiental y social, que hemos enfrentado con mucho profesionalismo y responsabilidad. Por eso hemos logrado un avance de aproximadamente 85% lo que nos hace prever su puesta en marcha a fines del 2013. Sin embargo debemos tener presente que el 15% que queda por ejecutar, sigue siendo un gran desafío. Nos quedan “pocos meses pero muchos días”. Entre otras materias, hacia mediados de este año las obras civiles deben estar listas y el acceso a los terrenos debe estar acordado con sus propietarios o establecidos a través de los mecanismos que señala la ley, para iniciar el llenado del embalse, y así estar en condiciones de poner en marcha las unidades de generación hacia fines de año.

También es importante destacar la consolidación de nuestra organización, donde durante el año 2012 se cerraron exitosamente seis negociaciones colectivas en distintas centrales, se avanzó en programas de mejoramiento del clima laboral, alineamiento estratégico y fue lanzado el Código de Ética de la Compañía con una amplia difusión. Para este año los desafíos son igualmente importantes ya que enfrentamos un mercado muy demandante donde es necesario ofrecer a nuestros trabajadores no solo una remuneración adecuada, sino también condiciones de trabajo y desarrollo integral de las personas que hagan de Colbún una empresa preferida para trabajar.

Nuestro segundo pilar es la **Diversificación y Gestión de Riesgos**, porque estamos expuestos a importantes variables exógenas, como las condiciones hidrológicas y los precios de los combustibles, que afectan nuestros resultados. En circunstancias que a fines de los años 90 y principios de los 2000, Colbún fue la empresa que más creyó en el gas natural argentino como tecnología de crecimiento, fue también la empresa que más se vio afectada por su ausencia. Cuando dicha crisis se empezaba a dejar atrás con las re-negociaciones de los contratos suscritos a principio de la década pasada y con la puesta en marcha de nueva capacidad hidroeléctrica y más recientemente a carbón, nos ha tocado enfrentar un segundo shock causado por el hecho de que el período 2010-2012 representa el trienio más seco desde que hay registros estadísticos.

Si bien no podemos controlar estas variables exógenas, es nuestro deber lograr que la Compañía disminuya su exposición a ellas. Por esta razón nuestra política comercial se ha orientado en el sentido de asumir compromisos comerciales de largo plazo que se sustenten en nuestra generación hidroeléctrica de un año medio-seco y en nuestra generación a carbón, y que estén debidamente indexados a los componentes principales de nuestra estructura de costos. Es por eso que de manera adicional suscribimos contratos de suministro de gas natural licuado (“GNL”) que nos permitieron durante el 2012 generar 2.242 GWh con el referido combustible, desplazando generación con petróleo diesel. A través de uno de ellos, contaremos con gas natural para una central de ciclo combinado para los próximos tres años en el período enero - abril, período donde normalmente la generación hidroeléctrica está en su mínimo, y dispondremos de opciones para obtener volúmenes adicionales.

Finalmente, es fundamental para nuestra política de gestión de riesgos, tener altos grados de disponibilidad y confiabilidad, especialmente de nuestro parque térmico, parte del cual ha estado expuesto a altos niveles de exigencia en los últimos años. Cuando escribía esta carta, nuestra central Nehuenco II experimentó una falla, la que en base al diagnóstico preliminar, implicaría su paralización por varios meses. Respecto de la central Santa María I, si bien ha operado con normalidad desde agosto del 2012, en circunstancias que se encuentra en su primer año de operación y que su construcción estuvo expuesta a incumplimientos del contratista principal y a los efectos del terremoto, ha tenido detenciones esporádicas las que esperamos irán disminuyendo. Debemos redoblar nuestros esfuerzos para mantener altos niveles de confiabilidad y disponibilidad en nuestras centrales.

La generación de la central Santa María I, el suministro de GNL y el vencimiento de compromisos comerciales suscritos a principios de la década pasada, han permitido un flujo operacional representado por el EBITDA de US\$284 millones en el ejercicio 2012, un 39% mayor que el año anterior, a pesar que la generación hidroeléctrica de la Compañía fue de 5.233 GWh, sólo un 45% de nuestra producción total. Como se dijo, el año 2012 constituyó un tercer año seco consecutivo, lo cual no tiene precedentes en la estadística de los últimos 50 años.

Si bien el EBITDA muestra una importante mejora respecto del año anterior y revela una menor exposición de la Compañía a condiciones hidrológicas secas, el resultado no es satisfactorio. Con todo, lo ocurrido el 2012 sí marca un cambio de tendencia que debiera consolidarse en un futuro cercano, dado por la operación el año completo de la central Santa María I, la puesta en marcha de la central Angostura que nos aportará aproximadamente 1.500 GWh en un año normal, y con ambas, el logro de un razonable equilibrio entre nuestra capacidad de generación competitiva (hidro y carbón) y nuestros compromisos comerciales de largo plazo. Sin embargo mantendremos una cierta volatilidad estructural de resultados en función de las condiciones hidrológicas, aunque será más acotada.

En relación al resultado no operacional, éste registró una mejora respecto del año anterior, explicado por el efecto positivo de la apreciación del tipo de cambio durante el 2012. Por su parte, la línea de impuestos tuvo un cargo no recurrente de US\$74 millones, producto de la Ley de Reforma Tributaria promulgada durante el año. Esta modificación legal incrementó la tasa impositiva para las empresas a 20% en forma permanente, afectando a los pasivos por impuestos diferidos y consecuentemente el gasto por impuestos. A pesar de este cargo extraordinario, la utilidad neta de la Compañía alcanzó los US\$49 millones, una mejora sustancial respecto del año anterior.

También dábamos cuenta en la Junta de Accionistas del año pasado sobre el objetivo de consolidar nuestra clasificación de riesgo. Podemos informar con satisfacción, que las agencias de clasificación han a la fecha, confirmado nuestro grado "investment grade" basados en la mejora de las métricas de crédito observadas el año pasado, y en una expectativa favorable para el año 2013.

El tercer pilar de nuestra estrategia es el **Crecimiento**. Desde que se privatizó en el año 1997, Colbún ha mostrado una historia de crecimiento. Más recientemente, desde el año 2007 hasta el 2013, habremos agregado 466 MW en cinco proyectos hidroeléctricos, 342 MW en generación a carbón y 100 MW de generación de respaldo diesel. En total, se trata de 908 MW y una inversión cercana a los

US\$2.000 millones. Como dije, este plan de inversiones se concluye con la puesta en marcha del proyecto Angostura.

A pesar de los shocks externos a los que hemos estado expuestos en los últimos años, el mercado bursátil ha confiado en nuestra acción debido a nuestra propuesta de crecimiento. El negocio de generación de energía eléctrica es de largo plazo, y por lo tanto debe ser evaluado en horizontes extensos. Desde su privatización en el año 1997, Colbún ha tenido un retorno bursátil promedio anual de un 11,7% en comparación con un 10,1% el IPSA. Nuestro desafío es mantener tasas de retornos superiores al mercado, pero con menores niveles de volatilidad. Para ello tenemos una cartera de proyectos futuros.

El mercado del GNL ha experimentado un cambio estructural por la explotación especialmente en EE.UU. de gas no convencional, lo que hace prever que el gas natural será un combustible competitivo para la generación eléctrica. Por eso estamos desarrollando el proyecto de un terminal flotante de almacenamiento y regasificación de gas natural licuado. Actualmente estamos realizando los estudios de factibilidad técnica, ambiental y económica del proyecto, que nos permitiría acceder a los mercados internacionales de gas natural y disponer de este combustible en condiciones flexibles y competitivas para la operación de nuestras centrales de ciclo combinado. Estas suman casi 800 MW, y podrían generar hasta 5.000 GWh anuales de generación base competitiva, lo cual contribuiría a reducir el déficit de generación eficiente que se está incubando.

Con respecto al proyecto hidroeléctrico San Pedro de 150 MW, a fines de 2012 concluimos la ejecución de la campaña de prospecciones y estudios de terreno iniciada a principios del año 2011, y se están consolidando todos los resultados para determinar si es necesario realizar estudios adicionales y definir las adecuaciones requeridas a las obras civiles proyectadas.

Otra opción de crecimiento está dada por el permiso ambiental vigente para una segunda unidad de carbón en el Complejo Santa María. Para este proyecto estamos evaluando las eventuales modificaciones requeridas por la nueva norma de emisiones promulgada en 2011, de manera de definir oportunamente el inicio de su desarrollo.

También contamos con varios derechos de agua y proyectos hidroeléctricos en diferentes fases de estudio, que suman aproximadamente 500 MW. Un ejemplo de ellos es la central hidroeléctrica de pasada La Mina de 34 MW, que califica como central mini-hidro bajo la ley de ERNC.

Esta iniciativa cuenta con su permiso ambiental y tiene en curso una declaración de impacto ambiental con optimizaciones al proyecto.

Respecto de Hidroaysén, donde la Compañía tiene un 49% de participación, en mayo del año 2012 nuestro Directorio decidió recomendar en las instancias correspondientes la suspensión indefinida del ingreso del Estudio de Impacto Ambiental del proyecto de transmisión. Consideramos que el desarrollo de proyectos de la magnitud y complejidad de un sistema de transmisión para transportar la energía desde centrales de generación en Aysén hasta el Sistema Interconectado Central, deben estar enmarcados en una política energética nacional. En concordancia con el informe de la Comisión Asesora de Desarrollo Eléctrico (“CADE”) y con la Estrategia Nacional de Energía lanzada por el gobierno, el Gobierno ingresó un Proyecto de Ley de Carretera Eléctrica en agosto del 2012. Esperamos que su discusión en el parlamento sea la instancia para generar un debate de cara a la ciudadanía y consensuar una política energética de largo plazo. Es importante señalar que el proyecto de las centrales de generación de Hidroaysén se encuentra con una resolución de calificación ambiental aprobada y con un fallo favorable de la Corte Suprema, y sólo resta la resolución del Consejo de Ministros al cual recurrieron tanto Hidroaysén para precisar algunas compensaciones y mitigaciones establecidas, como organizaciones ciudadanas. Finalmente, agregar que tenemos la convicción que el desarrollo del potencial hidroeléctrico de Aysén es imprescindible para el equilibrio energético sustentable y de largo plazo del país. Específicamente respecto de nuestra inversión en Hidroaysén, tenemos la convicción que representa una opción valiosa para participar de dicho desarrollo cuando se den las condiciones de viabilidad.

Termino esta carta agradeciendo a todos quienes trabajan en Colbún por su esfuerzo, compromiso y profesionalismo, y a ustedes nuestros accionistas por la confianza depositada en nuestra empresa. Esperamos entregarles valor de largo plazo en consistencia con su capital invertido en la Compañía.



Bernardo Larrain Matte
Presidente del Directorio

03/

RESUMEN FINANCIERO DEL EJERCICIO 2012

La mejora de los resultados operacionales y no operacionales explican la mayor ganancia que obtuvimos en comparación al año 2011, la cual hubiese sido aun mayor de no haber sido por un cargo no recurrente producto de la Ley de Reforma Tributaria. La entrada en operación de la central Santa María I y un menor nivel de compromisos contractuales, explican principalmente el fortalecimiento de los resultados a pesar de un tercer año hidrológico seco consecutivo.

Nuestros resultados del año 2012 presentan una ganancia de US\$48,8 millones, cifra que es superior a la ganancia de US\$5,2 millones que obtuvimos el año anterior. La mejora en la ganancia hubiese sido aún más pronunciada de no haber sido por un cargo no recurrente durante 2012 de US\$74,4 millones, producto del alza de la tasa de impuesto a la renta promulgada en la Ley de Reforma Tributaria.

Cerramos el año 2012 con un EBITDA de US\$283,9 millones, en comparación a los US\$204,7 millones del año 2011. El EBITDA del 2012 incluye una utilidad no recurrente de US\$39,6 millones a consecuencia de la indemnización por los efectos del terremoto de febrero 2010 en la central térmica a carbón Santa María I.



Central Hidroeléctrica Colbún

Nuestros resultados del año 2012 presentan una ganancia de US\$48,8 millones, cifra que es superior a la ganancia de US\$5,2 millones que obtuvimos el año anterior.

Los ingresos de actividades ordinarias del 2012 ascendieron a US\$1.409 millones, mayores en US\$76,0 millones con respecto al año 2011. Este incremento es principalmente explicado por el pago de seguro mencionado anteriormente, un mayor nivel de ventas a clientes regulados (por el crecimiento en el consumo de los clientes con contrato y la porción de los suministros comprometido por Campanario que fueron reasignados forzosamente a Colbún) y mayores ventas al mercado spot. Estos efectos fueron parcialmente compensados por un menor nivel de ventas físicas a clientes libres, explicado principalmente por el término de contrato con un cliente de esta categoría a finales de marzo 2012.

A su vez, los costos de materias primas y consumibles utilizados del 2012 alcanzaron US\$1.047 millones, en línea con los registrados el año 2011. La diferencia se explica principalmente por el consumo de carbón y un mayor consumo de diesel para la generación; efectos que fueron compensados por menores compras en el mercado spot durante el año.

Cabe mencionar que para efectos de presentación contable, la producción y por consiguiente inyección de energía de la central Santa María I al sistema durante su periodo de prueba desde enero hasta agosto inclusive, se presentó en la línea "Otros Ingresos", neteado del consumo de carbón, siguiendo las normas internacionales estipuladas en la NIC16 y NIC18. Este margen resultante entre las inyecciones valorizadas y los costos de producción ascendió a US\$79,0 millones. A partir del mes de septiembre, fecha en que la central pasó contablemente a ser tratada como una planta en

operación, el estado de resultados por naturaleza refleja la operación de Santa María I reconociendo el 100% de sus inyecciones en el balance CDEC y el consumo de carbón en los costos de materias primas.

El año 2012 continuó con una condición hidrológica seca, que resultó incluso de mayor severidad que el periodo anterior, con probabilidad de excedencia de 92%. De esta forma se configuró el tercer año consecutivo de sequía, lo cual no tiene precedentes en la estadística de al menos los últimos 50 años. Dicha condición redujo nuestra generación hidráulica del periodo a 5.233 GWh, inferior en 4% respecto al año anterior. A pesar de esta crítica situación hidrológica, la confiable generación de Santa María I desde su entrada en operación comercial en agosto, el pago de seguro por los efectos del terremoto sobre dicha central y el menor nivel de compromisos comerciales, explican en gran medida el incremento de nuestro margen EBITDA (EBITDA/ Ingresos Ordinarios) desde 15% el 2011 a 20% el 2012.

El resultado fuera de la operación tuvo una evolución positiva, desde una pérdida de US\$50,9 millones en 2011 a una pérdida de US\$34,8 millones en 2012. Esta diferencia se explica parcialmente por la apreciación del peso en relación al dólar durante el 2012 (7,6%) en contraste con la depreciación durante el 2011 (2,4%). Esta apreciación resultó en ingresos contables por diferencias de cambio, como consecuencia de un balance que por gran parte del año presentó un exceso de activos sobre pasivos en moneda local, situación que a partir del último trimestre se encuentra en una posición más calzada.

Estados Financieros Consolidados Resumidos Colbún S.A.

COLBÚN 2012

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS (miles de US\$)	2011	2012
Activos corrientes	771.220	788.630
Activos no corrientes	4.848.281	5.214.774
Total Activos	5.619.501	6.003.404
Pasivos corrientes	338.948	550.790
Pasivos no corrientes	1.818.311	1.939.832
Patrimonio	3.462.242	3.512.782
Total Pasivos y Patrimonio	5.619.501	6.003.404

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS POR NATURALEZA (miles de US\$)	2011	2012
Ingresos de actividades ordinarias	1.332.776	1.408.756
Materias primas y consumibles utilizados	(1.061.381)	(1.047.391)
Gastos por beneficio a los empleados	(45.732)	(55.865)
Gastos por depreciación y amortización	(124.643)	(136.048)
Otros gastos, por naturaleza	(20.951)	(21.650)
Resultado de Operación	80.070	147.802
EBITDA	204.713	283.850
Resultado fuera de Operación	(50.865)	(34.842)
Ganancia (Pérdida) antes de impuestos	29.205	112.960
Gasto (Ingreso) por impuestos a las ganancias	(24.002)	(64.150)
Ganancia (Pérdida)	5.203	48.810
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	5.201	48.795
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	2	15

GRÁFICO 1.1 Ingresos de actividades ordinarias (millones de US\$)

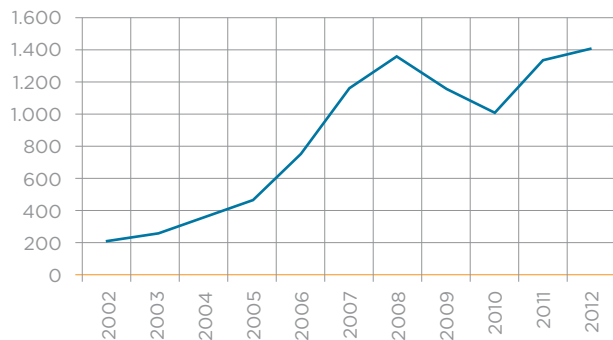


GRÁFICO 1.2 EBITDA (millones de US\$)

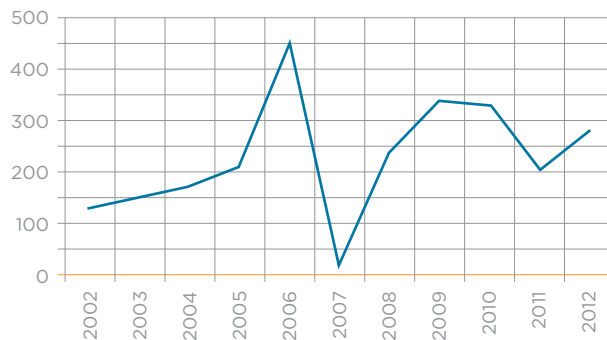


GRÁFICO 1.3 Ganancia controladora (millones de US\$)

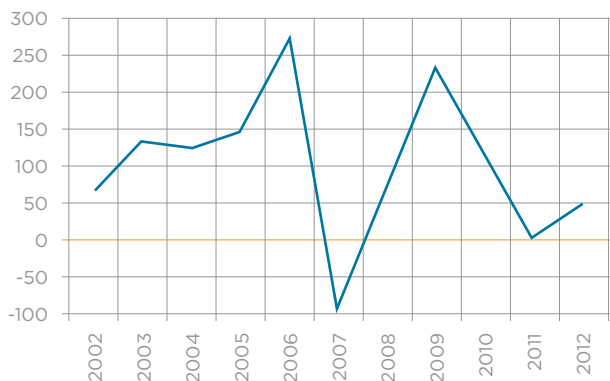


GRÁFICO 1.4 Ganancia controladora por acción (US\$/1.000 acciones)

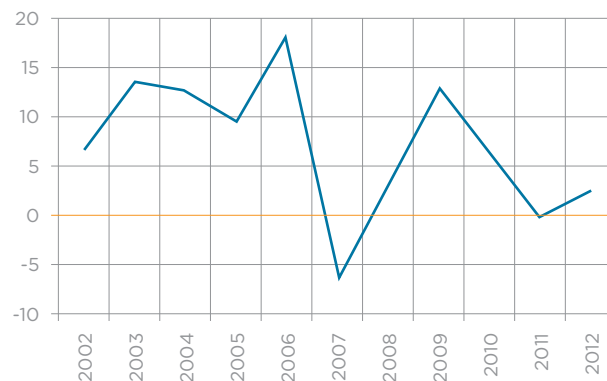


GRÁFICO 1.5 EBITDA/Activo Fijo (%)

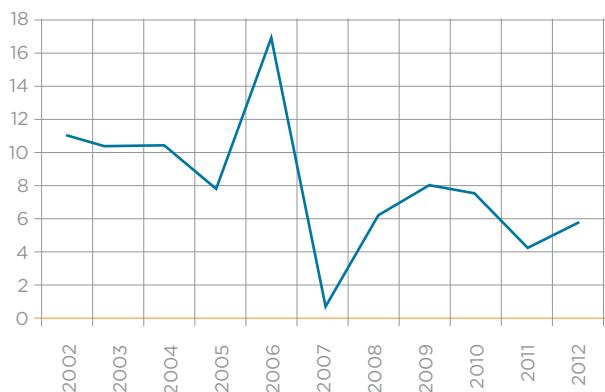
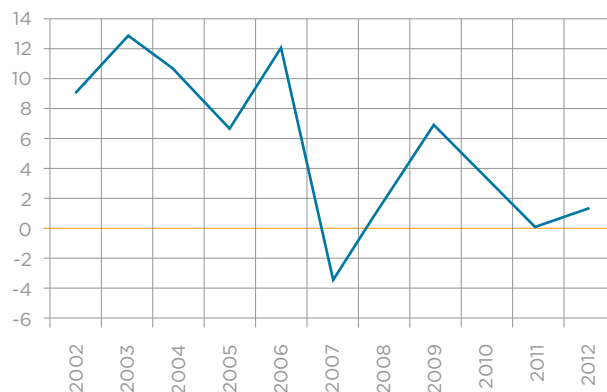


GRÁFICO 1.6 Ganancia Controladora/Patrimonio (%)



El año 2012 continuó con una condición hidrológica seca, que resultó incluso de mayor severidad que el periodo anterior, con probabilidad de excedencia de 92%.

GRÁFICO 1.7 Deuda Financiera/Patrimonio (%)

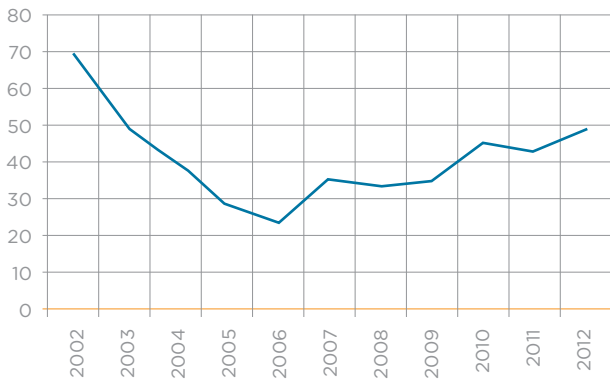


GRÁFICO 1.8 Deuda Financiera/EBITDA (veces)

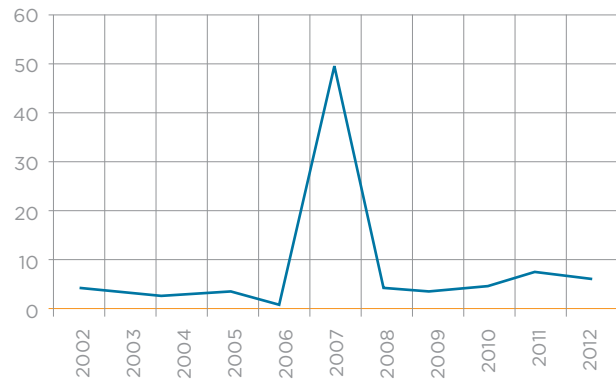


GRÁFICO 1.9 Generación (GWh)

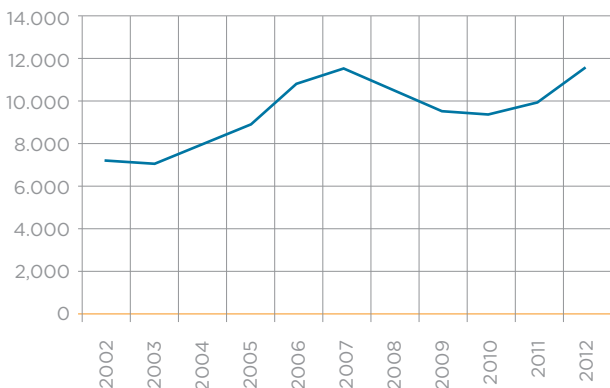
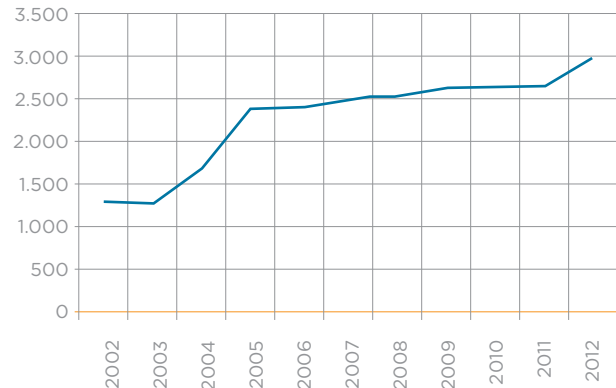


GRÁFICO 1.10 Capacidad Instalada (MW)



04/

DIRECTORIO Y ADMINISTRACIÓN

Nuestro Directorio está formado por nueve miembros reelegibles indefinidamente, que pueden o no ser accionistas.

El Directorio designa al Gerente General, quien ejerce todas las facultades y contrae todas las obligaciones

propias de su factor de comercio y aquellas otras que contempla la ley, así como las que el Directorio le otorgue en forma expresa.

Al 31 de diciembre de 2012, nuestro directorio estaba conformado por las siguientes personas:



**BERNARDO
LARRAÍN MATTE**

Presidente

R.U.T.: 7.025.583-9
Ingeniero Comercial
P. Universidad Católica de Chile



**LUIS FELIPE
GAZITÚA ACHONDO**

Vice Presidente

R.U.T.: 6.069.087-1
Ingeniero Comercial
Universidad de Chile



**BERNARDO
MATTE LARRAÍN**

Director

R.U.T.: 6.598.728-7
Ingeniero Comercial
Universidad de Chile



**ELIODORO
MATTE LARRAÍN**

Director

R.U.T.: 4.436.502-2
Ingeniero Civil Industrial
Universidad de Chile



**ARTURO
MACKENNA ÍÑIGUEZ**

Director

R.U.T.: 4.523.287-5
Ingeniero Civil Industrial
Universidad de Chile



**JUAN HURTADO
VICUÑA**

Director

R.U.T.: 5.715.251-6
Ingeniero Civil
Universidad de Chile



**EDUARDO
NAVARRO BELTRÁN**

Director

R.U.T.: 10.365.719-9
Ingeniero Comercial
P. Universidad Católica de Chile



**SERGIO
UNDURRAGA SAAVEDRA**

Director

R.U.T.: 4.280.259-K
Ingeniero Comercial
P. Universidad Católica de Chile

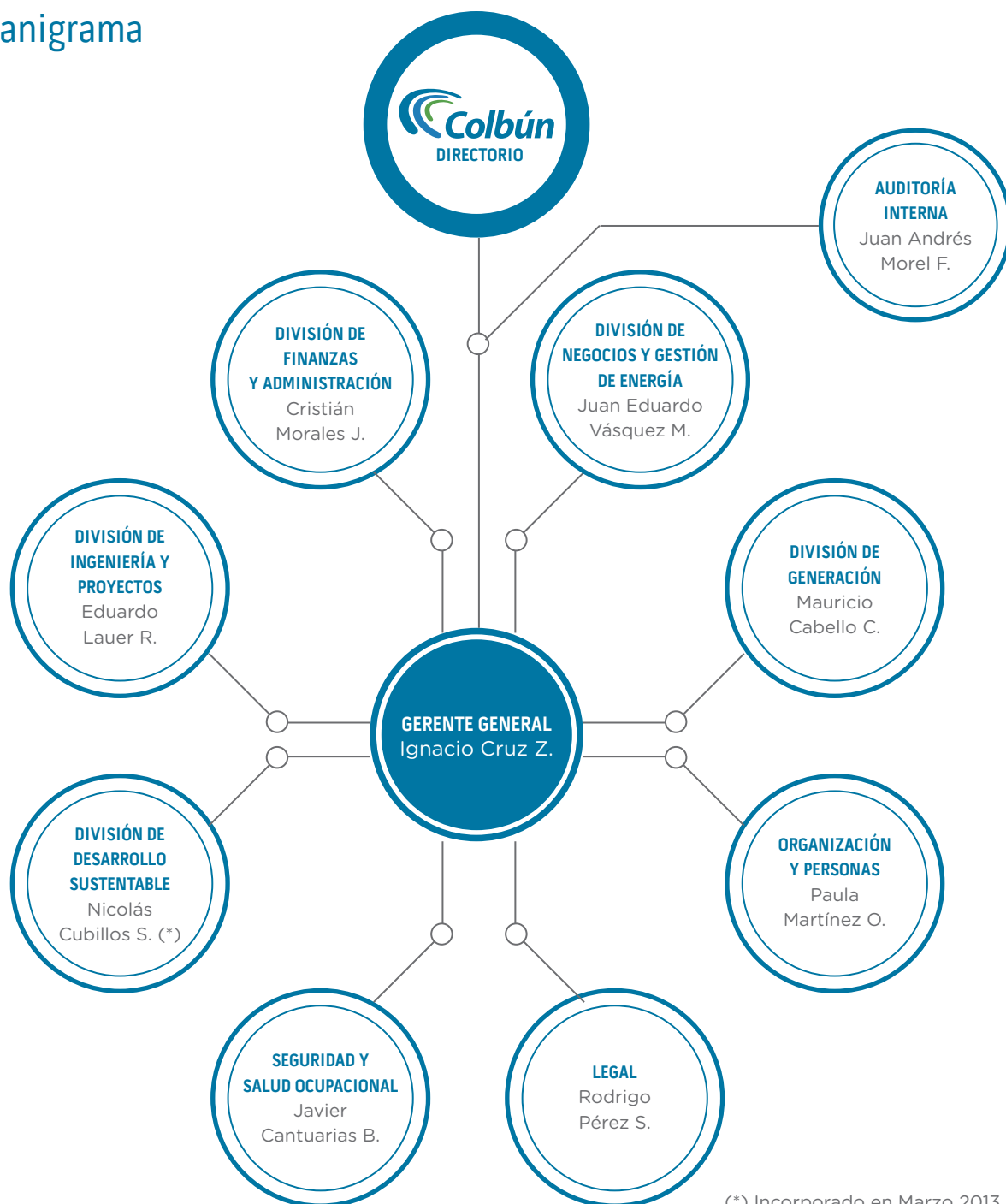


**VIVIANNE
BLANLOT SOZA**

Director

R.U.T.: 6.964.638-7
Economista
P. Universidad Católica de Chile

Organigrama



(*) Incorporado en Marzo 2013

ESTRUCTURA ORGANIZATIVA

División Finanzas y Administración

- Operaciones Financieras
- Procesos y Procedimientos
- Administración
- T.I.

División Ingeniería y Proyectos

- Ingeniería
- Construcción
- Proyectos
- Administración y Contratos

División Negocios y Gestión de Energía

- Gestión de Recursos Hídricos
- Gestión de Energía

- Desarrollo y Nuevas Tecnologías
- Transmisión
- Mercado CDEC
- Gestión de Riesgo

División Generación

- Centrales Hidroeléctricas
- Centrales Termoeléctricas
- Centrales Termoeléctricas VIII Región
- Sistemas Eléctricos
- Asistencia Técnica

División Desarrollo Sustentable

- Asuntos Públicos
- Medio Ambiente
- Comunicaciones

Organización y Personas

- Administración de Personal
- Compensaciones y Desarrollo Organizacional
- Comunicaciones Internas
- Reclutamiento y Selección
- Capacitación

Seguridad y Salud Ocupacional

- Prevención de Riesgos
- Sistema de Gestión Integrado

Legal

Auditoría Interna



**IGNACIO CRUZ
ZABALA**

Gerente General

R.U.T.: 7.431.687-5
Ingeniero Civil Hidráulico
P. Universidad Católica de Chile



**CRISTIÁN MORALES
JAUREGUIBERRY**

**Gerente División
Finanzas y Administración**

R.U.T.: 7.106.267-8
Ingeniero Civil Industrial
Universidad de Chile



**JUAN EDUARDO
VÁSQUEZ MOYA**

**Gerente División
Negocios y Gestión Energía**

R.U.T.: 7.868.160-8
Ingeniero Civil Electricista
Universidad de Chile



**MAURICIO
CABELLO CÁDIZ**

**Gerente División
Generación**

R.U.T.: 10.391.635-6
Ingeniero Civil Mecánico
Universidad de Santiago de Chile



**EDUARDO
LAUER RODRÍGUEZ**

**Gerente División
Ingeniería y Proyectos**

R.U.T.: 6.994.492-2
Ingeniero Civil Mecánico
Fach Hochschule de Munchen



**NICOLÁS
CUBILLOS SIGAL**

**Gerente División
Desarrollo Sustentable**

R.U.T.: 6.370.430-K
Abogado
P. Universidad Católica de Chile



**JAVIER
CANTUARIAS BOZZO**

**Gerente Seguridad y
Salud Ocupacional**

R.U.T.: 7.452.263-7
Enfermero
Universidad de Chile



**PAULA MARTÍNEZ
OSORIO**

**Gerente Organización
y Personas**

R.U.T.: 14.449.738-4
Psicóloga
Universidad Diego Portales



**RODRIGO
PÉREZ STIEPOVIC**

Gerente Legal

R.U.T.: 10.313.675-K
Abogado
P. Universidad Católica de Chile



**JUAN ANDRÉS
MOREL FUENZALIDA**

**Gerente de
Auditoría Interna**

R.U.T.: 7.096.735-9
Ingeniero Civil Hidráulico
P. Universidad Católica de Chile

05/

RESEÑA HISTÓRICA

2012



2011



2010



2009



2008



2007



2006



2005



2004



2003



2002



2001



2000



1999



1998



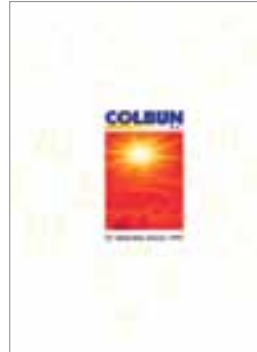
1997



1996



1995



1994



1993



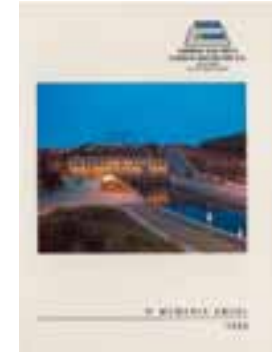
1992



1991



1990



1989



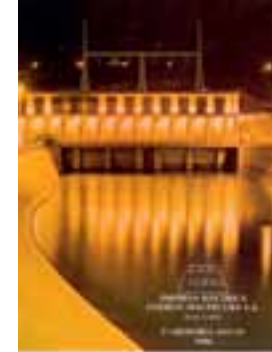
1988

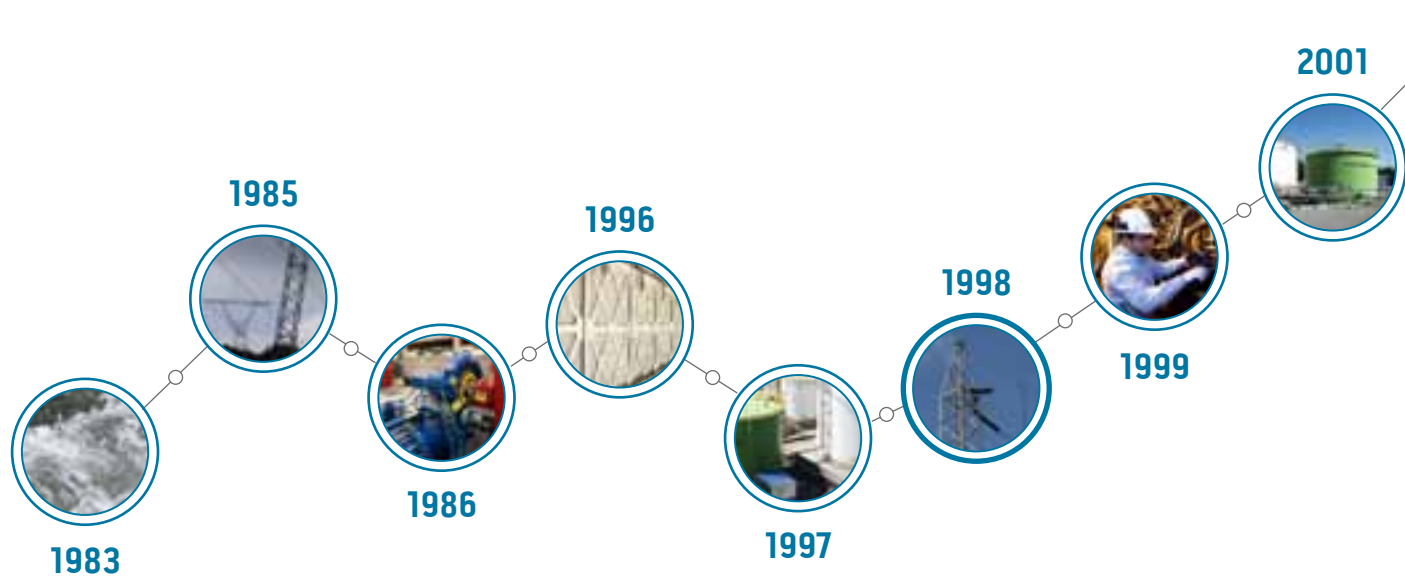


1987



1986





1983

- Se inicia la construcción del proyecto Colbún-Machicura, conformado por las centrales Colbún y Machicura.

1985

- Entran en funcionamiento las centrales hidroeléctricas Colbún y Machicura.

1986

- A partir del acuerdo de división de la Empresa Nacional de Electricidad S.A., Endesa, se crea la Empresa Eléctrica Colbún Machicura S.A., actual Colbún S.A.

1996

- Entra en funcionamiento la central hidroeléctrica San Ignacio.

1997

- CORFO deja de controlar la Compañía al vender un 37% de su participación en Empresa Eléctrica Colbún Machicura S.A.

1998

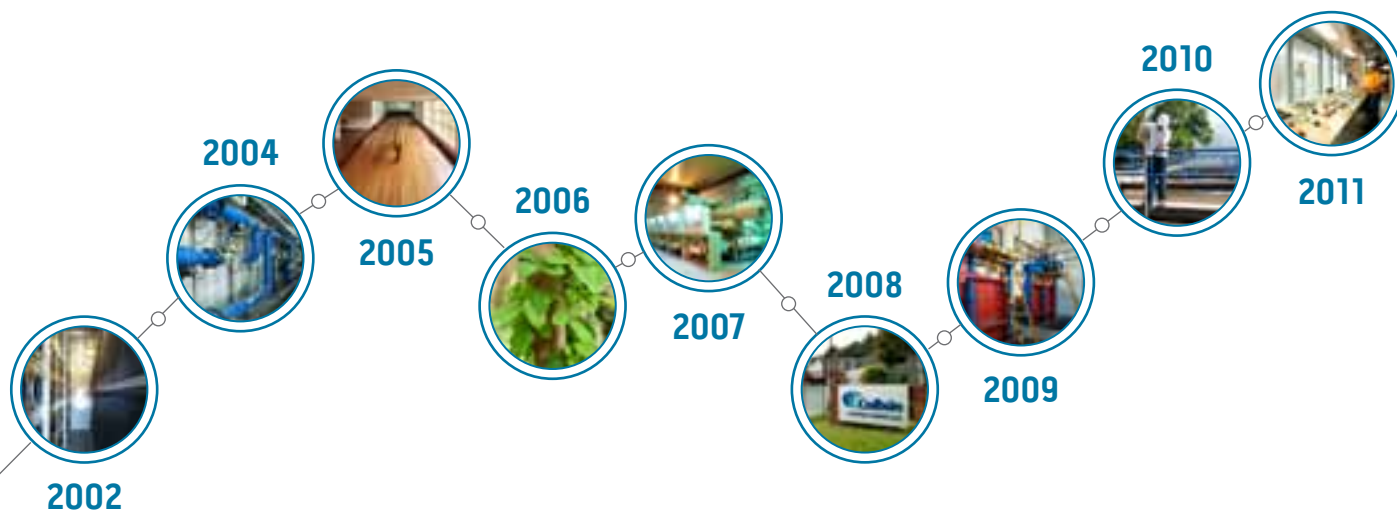
- Entra en servicio la central hidroeléctrica Rucúe.

1999

- Comienza la operación comercial de la central térmica de ciclo combinado Nehuenco I.

2001

- CORFO vende la mayoría de sus acciones en el mercado accionario y se cambia el nombre de la Compañía a Colbún S.A.



2002

- Se inicia la operación comercial de la central térmica de ciclo abierto Nehuenco III.

2004

- Entra en servicio la central térmica Nehuenco II de ciclo combinado.

2005

- Comienza la operación comercial de la central térmica de ciclo abierto Candelaria.
- Minera Valparaíso S.A., filial del Grupo Matte, se convierte en el controlador de Colbún S.A. luego de la fusión con Hidroeléctrica Cenelca S.A.
- Se inicia la operación de la central termoeléctrica de ciclo abierto Antilhue.

2006

- Tractebel vende la totalidad de su participación en Colbún S.A. En esta venta la sociedad Antarchile S.A., relacionada al grupo Angelini, adquiere un 9,53% de la propiedad de Colbún S.A.
- Se crea una sociedad para el desarrollo del proyecto Aysén, aportando Colbún S.A. un 49% del capital de la sociedad HidroAysén.

2007

- Entra en servicio la central hidroeléctrica de pasada Quilleco.
- Entra en funcionamiento la operación dual (gas natural y petróleo diésel) de la central Nehuenco II.
- Se pone en servicio la central hidroeléctrica de pasada Chiburgo, constituyéndose en la primera central dentro del marco de la ley que promueve las energías renovables no convencionales.
- En las primeras licitaciones de las empresas distribuidoras, Colbún se adjudica contratos de suministro con plazos de 10 a 15 años, con CGED y SAESA por 2.800 GWh anuales a partir de 2010; y con Chilectra por 2.500 GWh anuales a partir de 2011.

2008

- Puesta en servicio de la central hidroeléctrica Hornitos.
- Se registraron dos proyectos ante la Junta Directiva del Desarrollo Limpio de Naciones Unidas: las centrales hidroeléctricas de pasada Quilleco (71 MW) y Hornitos (55 MW), las que en conjunto permitirán una reducción anual de 280.000 toneladas de CO₂.

2009

- Comienza la aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera y se adopta como moneda funcional el dólar de los EE.UU.
- En el marco de las licitaciones de empresas distribuidoras, Colbún se adjudica contratos de suministro con CGED por 1.500 GWh anuales, a partir de 2010, más un bloque variable de 150 GWh.
- Se inicia la operación de la central termoeléctrica de ciclo abierto Los Pinos.

2010

- Se emite el primer bono en mercados internacionales por US\$500 millones.
- Se inicia la operación de la mini central hidroeléctrica San Clemente.
- Se obtiene la certificación del Sistema de Gestión Integrado bajo las normas ISO 14.001 de gestión ambiental y OHSAS 18.001 de salud y seguridad ocupacional, por la empresa Bureau Veritas.

2011

- Se crea la Asociación Gremial de Generadoras, integrada por Colbún, Endesa Chile, AES Gener, SN Power Chile, Pacific Hydro Chile y GDF Suez, que busca promover el desarrollo de la generación de energía en el país, basado en los principios de sostenibilidad y sustentabilidad, confiabilidad (seguridad, suficiencia y calidad) y competitividad.
- Se certifica la central San Clemente bajo los estándares medioambientales establecidos por el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) del Protocolo de Kyoto.

DESCRIPCIÓN Y DESARROLLO DEL NEGOCIO

01 / MARCO REGULATORIO DEL SECTOR

02 / DESARROLLO DEL MERCADO ELÉCTRICO 2012

03 / ESTRATEGIA CORPORATIVA DE COLBÚN

04 / DESARROLLO DEL NEGOCIO 2012

01/

MARCO REGULATORIO DEL SECTOR

Descripción de los fundamentos del marco regulatorio para el sector eléctrico chileno.

El sector eléctrico chileno cuenta con un marco regulatorio que en sus ejes principales se ha mantenido vigente durante las últimas tres décadas. Esto ha permitido el desarrollo de una industria con un alto nivel de participación de capital privado. El sector ha sido capaz de satisfacer la demanda de electricidad, que ha crecido a una tasa anual compuesta del 4,4% entre 2000 y 2012.

Dicho marco regulatorio, que norma el sector eléctrico chileno y nuestras operaciones, se compone principalmente de las siguientes leyes:

LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS: DFL N° 1 de 1982, cuyo texto sistematizado y refundido se encuentra en el DFL N°4-2006, que contiene sus principales modificaciones:

- “Ley Corta 1”, Ley N° 19.940, promulgada en 2004. Esta ley introdujo (i) la nueva regulación aplicable a la red de transmisión, el desarrollo del sistema de transmisión y las tarifas que los dueños de las instalaciones de transmisión pueden cobrar a los usuarios del sistema y (ii) la regulación en cuanto a fiabilidad y servicios auxiliares.
- “Ley Corta 2”, Ley N° 20.018, promulgada en 2005. Esta ley establece, entre otros, el marco de las licitaciones para el suministro de energía a los usuarios regulados a través de contratos de largo plazo (hasta 15 años de duración). Estos contratos están indexados al índice de inflación de EE.UU. y otros índices de combustibles de referencia.
- Ley N° 20.257, una modificación a

El sector ha sido capaz de satisfacer la demanda de electricidad, que ha crecido a una tasa anual compuesta del 4,4% entre 2000 y 2012

la Ley General de Electricidad, promulgada en 2008. Esta modificación promueve el uso de energías renovables no convencionales (“ERNC”). La ley define los diferentes tipos de tecnologías considerada como ERNC. Bajo esta ley, las empresas de generación tienen que suministrar el 5% de la totalidad de sus obligaciones contractuales posteriores al 31 de agosto 2007 para el periodo comprendido entre 2010 y 2014 con ERNC. La obligación de suministro de electricidad con ERNC se incrementará anualmente en un 0,5% hasta el año 2024, cuando se alcanzará el 10% del total de las obligaciones contractuales.

LEY DE MEDIOAMBIENTE: la ley de “Bases Generales del Medioambien-

te” (N° 19.300) regula y establece el marco ambiental en Chile.

Esta norma fue modificada a principios del 2009 por la Ley N° 20.417, la cual transformó la institucionalidad ambiental hasta ese momento vigente. Dentro de las principales reformas, se encuentra la creación del Ministerio de Medioambiente, Superintendencia de Medioambiente, los Tribunales Ambientales y el Servicio de Biodiversidad y Áreas Silvestres Protegidas. Dentro de estos cambios se encuentra la reformulación de las sanciones. Adicionalmente, existen numerosas leyes, reglamentos, decretos y ordenanzas municipales que pueden regular nuestras operaciones, o el desarrollo de nuevos proyectos, con fines de protección del medioambiente.

Tres entidades gubernamentales velan por la aplicación y el cumplimiento de la Ley de Electricidad: el Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).



Central Hidroeléctrica Chiburgo

CÓDIGO DE AGUAS: los derechos de agua se rigen por el Código de Aguas, que define cómo éstos se pueden adquirir, define cuáles son sus características y cómo se pueden constituir y usar legalmente. Los derechos de agua son otorgados por la Dirección General de Aguas o “DGA”. El Código de Aguas data de hace más de 50 años y fue modificado en el año 2005 para establecer, entre otras cosas, el pago de una patente por no uso de derechos de agua.

Principales instituciones

Tres entidades gubernamentales velan por la aplicación y el cumplimiento de la Ley de Electricidad: el Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). El Ministerio de Energía tiene como objetivo fundamental elaborar y coordinar planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía. La CNE es un organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de generación, transporte y distribución de energía y, entre otras funciones regulatorias, prepara una recomendación del plan de expansión del sistema para 10 años que debe ser coherente con los precios de nudo calculados. La SEC tiene por objetivo fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad.

El modelo de operación del sector

La operación del sector se basa en un esquema de costo marginal (costo que incurre el sistema para suminis-

trar una unidad adicional de demanda), que incluye a su vez los criterios de seguridad y eficiencia en la asignación de los recursos.

Para cumplir con el objetivo de “eficiencia”, las empresas generadoras coordinan sus operaciones a través del CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga) que busca minimizar los costos de operación y falla del sistema eléctrico, además de velar por la calidad y seguridad del servicio prestado por las empresas de generación y transmisión. El objetivo principal del sistema de despacho del CDEC es asegurar que la demanda de electricidad esté servida por las unidades más eficientes disponibles en cada instante. El CDEC despacha las plantas en orden ascendente de sus respectivos costos variables de producción, comenzando con las plantas de más bajo costo. El costo variable de la unidad más cara que se encuentra operando representa el costo marginal del sistema y determina el precio de la energía en el mercado spot en cada hora y se mide en US\$/MWh. Las plantas con costos variables más bajos que el precio spot ganan un margen por la producción entregada al sistema. En cambio, la última unidad despachada por el CDEC solo podrá recuperar sus costos variables de producción porque sus costos variables son iguales al precio spot. En cada momento, las empresas generadoras satisfacen sus compromisos contractuales de venta con electricidad despachada por el CDEC, ya sea producida por ellos mismos o comprada a otras empresas generadoras a través del mercado spot.

Para poder cumplir con el objetivo de “seguridad”, el modelo de tarificación también contempla un “cargo por potencia”, una remuneración adicional para los generadores que mantienen disponibles sus plantas y que busca dar incentivos para disponer de capacidad de respaldo en el sistema. La CNE fija el precio de la potencia cada 6 meses y se mide en US\$/KW

por mes. El precio se determina en función de una tasa de rentabilidad sobre el monto de inversión en una unidad termo diesel eficiente para absorber las demandas en hora de punta. Dado que la demanda máxima del sistema es inferior a la capacidad total instalada, el CDEC calcula anualmente el total de la remuneración por potencia asociada con la demanda máxima del sistema y la distribuye proporcionalmente entre los generadores en función de su “capacidad firme”. Para determinar esta capacidad firme, el CDEC toma en consideración estadísticas de disponibilidad de cada planta y asume un escenario hidrológico seco para las centrales hidráulicas, entre varios otros factores. Los generadores cobran el cargo por potencia a sus clientes, y el CDEC se encarga de reliquidar periódicamente las diferencias entre los generadores para asegurar que cada uno se quede con los ingresos por potencia proporcionales a su capacidad firme.

El modelo de comercialización del sector

Las empresas generadoras pueden elegir entre: (i) comprometerse a vender energía a clientes a través de contratos (en general de mediano/largo plazo); (ii) vender su producción de energía a otras empresas generadoras deficitarias en el mercado spot; (iii) u optar por una combinación de ambos. Más adelante veremos que esta definición es parte central de nuestra política comercial.

Los generadores pueden firmar contratos con tres tipos de clientes:

- En el mercado de clientes regulados, constituido por empresas distribuidoras, los generadores venden energía a través de contratos de largo plazo a precios obtenidos en procesos de licitaciones reguladas, denominados Precios de Nudo de Largo Plazo. En los contratos suscritos antes del 2005 el precio de venta de la energía esta-



Central Termoeléctrica Candelaria

ba sujeto al llamado Precio de Nudo de Corto Plazo. El Precio de Nudo de Corto Plazo es determinado semestralmente por la Comisión Nacional de Energía (CNE) mediante una metodología que calcula el promedio de los costos marginales o precios spot esperados para los 48 meses siguientes, sobre la base de supuestos de nueva capacidad, crecimiento de la demanda, costos de los combustibles, entre otros. A partir de la publicación de Ley Corta 2 en mayo de 2005, los precios de venta a las distribuidoras deben surgir de licitaciones públicas, abiertas y transparentes. Dichos precios varían según cada contrato. Por lo tanto, en la medida que vayan terminando los contratos suscritos antes del 2005, el Precio de Nudo de Corto Plazo calculado por la CNE dejará de ser usado para las ventas a distribuidoras. Los Precios de Nudo de Largo Plazo incluyen fórmulas de indexación que incorporan indexadores tales como el índice de inflación en Estados Unidos, índices de precios de los combustibles como el diesel y el carbón, e incluso indexaciones al precio de energía en el mercado spot.

- Los clientes libres son aquellos que tienen una potencia conectada superior a 2.000 KW, y que negocian libremente sus precios con sus proveedores. Los usuarios con una potencia conectada entre 500 KW y 2.000 KW, pueden optar por un régimen de precios libres o a Precios de Nudo de Largo Plazo, con un periodo de permanencia mínimo de cuatro años en cada régimen. Los precios pactados con los clientes libres suelen incluir mecanismos para compartir riesgos con los generadores a través de fórmulas de indexación a los precios de combustibles o a los precios spot, u otras variables que reflejen los reales costos de suministro que tiene un generador.

- Finalmente, existe la posibilidad que un generador se comprometa

a entregar energía a otro generador mediante un contrato cuyo precio se negocia libremente.

Como mencionamos anteriormente, los excedentes o déficit de energía y potencia entre los compromisos contractuales y la generación y capacidad firme propia se saldan entre los generadores en el mercado spot. Las diferencias entre los consumos de clientes y la producción propia se producen dado que las órdenes de despacho son exógenas a cada generador, tal como lo presentamos en el modelo de operación del sector.

Regulación del sector transmisión

Para inyectar la electricidad al sistema y suministrar energía y potencia eléctrica a nuestros clientes, utilizamos instalaciones de transmisión de nuestra propiedad y de terceros. La legislación clasifica al sistema de transmisión en tres tipos de sistemas: Sistema de Transmisión Troncal, Sistema de Subtransmisión y Sistema de Transmisión Adicional. Se establece una metodología transparente, participativa y regulada en la determinación de las tarifas por el uso de los Sistemas Troncal y de Subtransmisión, y deja el uso de los Sistemas Adicionales a una negociación bilateral entre propietario y usuario.

La ley otorga a los Sistemas de Transmisión Troncal y a los Sistemas de Subtransmisión el carácter de servicio público y consecuentemente este tipo de instalaciones tiene acceso abierto, es decir, el propietario no puede restringir la conexión a ningún usuario interesado. Las empresas transmisoras recuperan su inversión a través de tarifas que, dependiente del tipo de instalaciones, se cobran a los generadores, a los clientes o a ambos. Las tarifas de Transmisión Troncal y de Subtransmisión son reguladas y se fijan cada 4 años por decreto del Ministerio de Energía.

02/

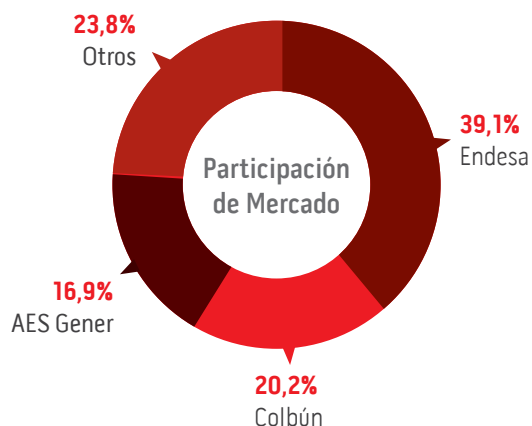
DESARROLLO DEL MERCADO ELÉCTRICO 2012

La demanda de electricidad en el SIC creció en 5,7% con respecto al año 2011. Por el lado de la oferta, el aporte de la hidroelectricidad el año 2012 fue aún más bajo que el aporte del año 2011 debido a un tercer año seco consecutivo, alcanzando un mínimo de la historia reciente de 41%.

Chile cuenta con 4 sistemas interconectados y Colbún opera en el de mayor tamaño, el Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende desde Taltal por el norte hasta la Isla Grande de Chiloé por el sur, en donde alcanzamos la segunda mayor participación de mercado (ver gráfico 2.1). El SIC cubre un territorio con una longitud de aproximadamente 2.100 km y el consumo de esta zona representa cerca del 75% de la demanda eléctrica de Chile, con una capacidad instalada de 13.633 MW al cierre del año 2012. El SIC cubre aproximadamente 92% de la población de Chile.

GRÁFICO 2.1

Participación de Mercado por Grupo Empresarial en el SIC a diciembre 2012 (% de capacidad instalada)



Evolución de la demanda, la oferta y los precios spot

La fuerte actividad económica del año 2012 impulsó un crecimiento de la demanda eléctrica de 5,7% con respecto al año 2011. Esperamos que esta alta tasa de crecimiento se mantenga en los próximos años. De hecho, la CNE en su último informe definitivo de precio de nudo en octubre de 2012, proyectó un crecimiento anual compuesto de la demanda de electricidad del 5,9% para los próximos cinco años.

Durante el año 2012, la producción bruta de energía del SIC alcanzó un total de 48.870 GWh, lo que se tradujo en ventas de energía a clientes de 46.282 GWh. Por su parte, la demanda horaria máxima del sistema ocurrió en el mes de julio y fue de 6.992 MW, valor que resultó 1,6% superior al año 2011 que se situó en 6.881 MW. En la tabla 2.1 de la página subsiguiente se indica la evolución de la generación por tipo de combustible en el SIC para los años 2010, 2011 y 2012.



Central Hidroeléctrica Colbún

Durante el año 2012, se produjo una menor generación hidráulica debido a la condición hidrológica seca del año, registrándose así una secuencia de tres años extremadamente secos. Lo anterior significó un aumento en la generación térmica con petróleo diesel en el SIC manteniendo la participación del gas natural y carbón respecto al año anterior. Por otra parte, el índice de precio del WTI se mantuvo estable en un promedio de 94 US\$/bbl en el 2012, comparado con los 95

US\$/bbl del 2011. En resumen, el crecimiento de la demanda y la menor producción hidroeléctrica explican en gran medida el aumento del costo marginal desde un promedio de 182 US\$/MWh en 2011 a 188 US\$/MWh en 2012 (medido en la subestación Quillota 220 kV). El gráfico 2.2, refleja los costos marginales mensuales promedio registrados en el año 2012. Para efectos comparativos, también se muestran los costos marginales de energía del año 2011.



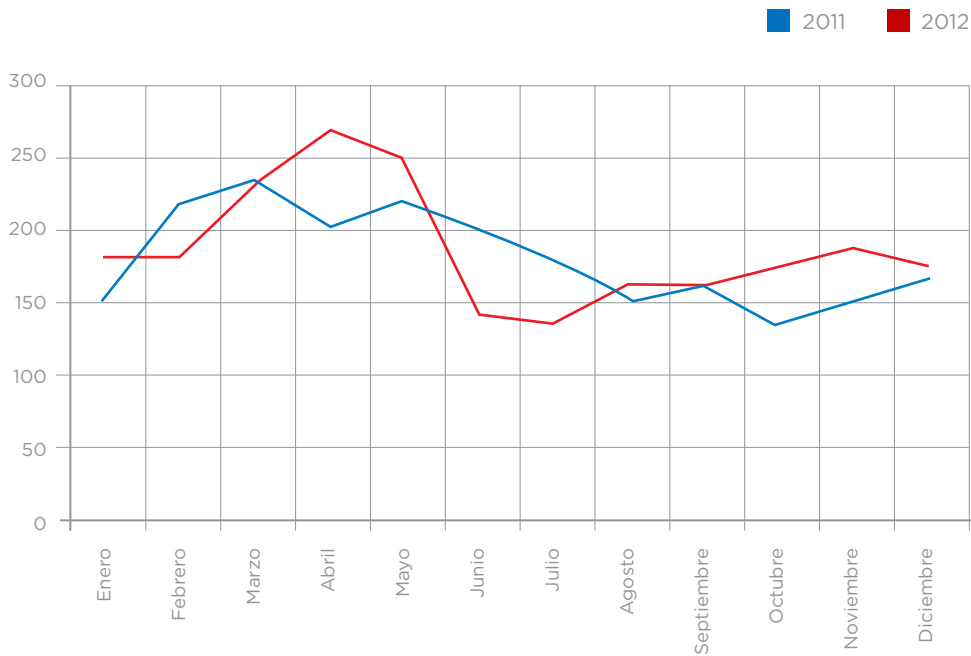
TABLA 2.1

Participación de cada tipo de combustible en la generación total del SIC.

	2010	2011	2012
Hidro	49%	45%	41%
Gas	2%	0%	0%
GNL	14%	22%	21%
Carbón/petcoke	20%	22%	21%
Diesel	11%	9%	13%
Eólica	1%	1%	1%
Otros	2%	2%	3%
Total	100%	100%	100%

GRÁFICO 2.2

Costos Marginales Energía Subestación Quillota (US\$/MWh)



03/

ESTRATEGIA CORPORATIVA DE COLBÚN

El núcleo de la estrategia corporativa de Colbún es generar energía para nuestro futuro.

Nuestra estrategia corporativa busca generar valor de largo plazo desarrollando y gestionando activos de infraestructura energética integrando con excelencia las dimensiones económicas, técnicas, medioambientales y sociales. Para lograr este objetivo estamos trabajando sobre la base de tres pilares estratégicos: 1) Consolidación, 2) Crecimiento y 3) Diversificación y Gestión de Riesgo.

Consolidación: para ganarnos el derecho a seguir nuestro camino de crecimiento, tenemos que primero consolidar lo ya comprometido: el equipo profesional, los activos físicos y financieros, la estructura organizacional y los sistemas de gestión que sustenten el crecimiento.

Crecimiento: para consolidar nuestra participación de mercado, debemos identificar, viabilizar y desarrollar opciones de proyectos energéticos y debemos estructurar una estrategia comercial y financiera que genere una rentabilidad de largo plazo adecuada a nuestra base de activos.

Diversificación y Gestión de Riesgo: para acotar la exposición a variables exógenas, debemos mantener una base de activos diversificada por tecnología, fuente y geografía; una base de clientes diversificada, y una gestión activa de los riesgos.

Queremos mantener una posición relevante en el Sistema Interconectado Central, con un nivel de participación de mercado similar al que tenemos actualmente, ampliando nuestra capacidad de generación para satisfacer la creciente demanda de electricidad de los clientes tanto regulados como no regulados. Durante el año 2012 entró en servicio nuestra primera central a carbón, Santa María I de 342 MW. También continuamos con el desarrollo del proyecto hidroeléctrico Angostura de 316 MW. Durante el 2012, éste continuó avanzando en su etapa de construcción, cerrando el año con un avance físico de 84%. La mayor parte de los proyectos que tiene la compañía en carpeta, tienen la característica de ser capacidad base, con un componente renovable y un complemento térmico eficiente que permite enfrentar escenarios hidrológicos secos.

Base actual de activos de Colbún

Activos de generación

Nuestro parque de generación está formado por centrales hidráulicas (de embalse y de pasada) y por centrales térmicas (carbón y ciclos com-

MAPA DE LAS CENTRALES DE COLBÚN

1 CUENCA DEL ACONCAGUA 213 MW

Los Quilos	39 MW
Chacabucuito	29 MW
Blanco	60 MW
Juncal	29 MW
Juncalcito	1 MW
Hornitos	55 MW

2 CENTRAL CARENA 9 MW

Carena	9 MW
--------	------

3 CUENCA DEL MAULE 630 MW

Colbún	474 MW
Machicura	95 MW
San Ignacio	37 MW
Chiburgo	19 MW
San Clemente	5 MW

4 CUENCA DEL LAJA 249 MW

Rucúe	178 MW
Quilleco	71 MW

5 LAGO CHAPO 172 MW

Canutillar	172 MW
------------	--------

1 COMPLEJO NEHUENCO 874 MW

DIESEL / GAS	
Nehuenco I	368 MW
Nehuenco II	398 MW
Nehuenco III	108 MW

2 DIESEL / GAS

Candelaria	270 MW
------------	--------

3 DIESEL

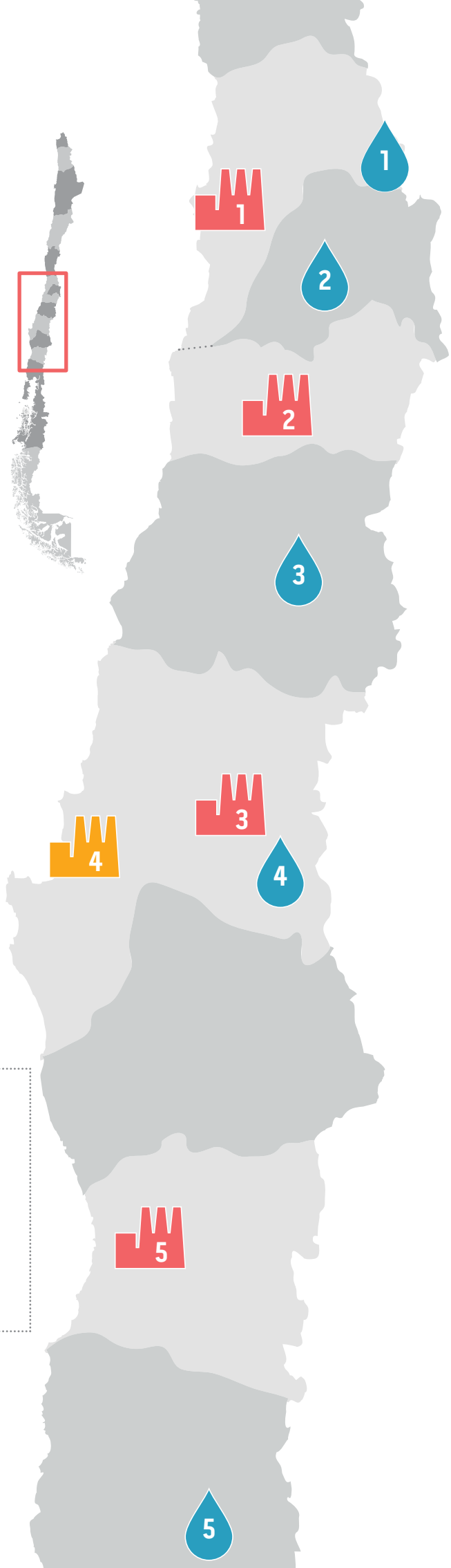
Los Pinos	100 MW
-----------	--------

4 CARBÓN

Santa María	342 MW
-------------	--------

5 DIESEL

Antilhue	103 MW
----------	--------



SIMBOLOGÍA

	Pasada	Embalse	
	15 Centrales Hidráulicas		
	Ciclo Abierto	Ciclo Combinado	Carbón
	07 Centrales Térmicas		

binados y abiertos con gas natural y/o diesel), que aportan una potencia de 2.962 MW al Sistema Interconectado Central (SIC).

Las centrales hidroeléctricas suman una capacidad de 1.273 MW y se distribuyen en 15 plantas: Colbún, Machicura, San Ignacio, Chiburgo y San Clemente, ubicadas en la Región del Maule; Rucúe y Quilleco, en la Región del Biobío; Carena, en la Región Metropolitana; Los Quilos, Blanco, Juncal, Juncalito, Chacabuquito y Hornitos, en la Región de Valparaíso; y Canutillar, en la Región de Los Lagos. Las centrales Colbún, Machicura y Canutillar cuentan con sus respectivos embalses, mientras que las instalaciones hidráulicas restantes corresponden a centrales de pasada.

Las centrales térmicas suman una capacidad de 1.689 MW y se distribuyen en el complejo Nehuenco, ubicado en la Región de Valparaíso; la central Candelaria, en la Región de O'Higgins; la central Santa María I y la central Los Pinos en la Región del Biobío; y la central Antihue, en la Región de los Ríos.

Activos de transmisión

Tenemos 852 km de líneas de transmisión de simple y doble circuito, y 26 subestaciones. Estas líneas nos permiten transportar la producción desde nuestras centrales hasta los puntos de inyección al Sistema Interconectado Central (SIC) o retirar electricidad desde este, para el transporte a los puntos de consumo de los clientes. Según la definición de la Ley General de Servicios Eléctricos (Ley Eléctrica), todas las líneas de Colbún pertenecen al Sistema de Transmisión Adicional, con excepción de 68 km de líneas de 110 kV, que fueron calificadas como pertenecientes al Sistema de Subtransmisión en la correspondiente fijación de tarifas de Subtransmisión. Asimismo, las instalaciones entre Candelaria y Alto Jahuel fueron calificadas como instalaciones troncales pertenecientes al área de influencia común de acuerdo al Decreto N° 61 del Ministerio de Energía que fija las instalaciones del sistema de transmisión troncal, el área de influencia común, su valorización y sus formulas de indexación para el periodo 2011-2014. En este mismo decreto apareció como obra de ampliación del sistema de transmisión troncal la unión de las subestaciones Colbún y Ancoa, que permitirá aumentar la transferencia desde el sur hasta la zona central, proyecto que se encuentra terminado y se espera su puesta en servicio dentro del primer trimestre del 2013, instante en el cual, de acuerdo a lo estipulado en el Decreto N°61 pasa a ser parte

Nuestras centrales aportan una capacidad de 2.962 MW al Sistema Interconectado Central

del sistema troncal el doble circuito de 220 kV entre Colbún y Candelaria (214 kms). Adicionalmente, a través de Transquillota Ltda., participamos en el 50% de la propiedad de la subestación San Luis y de la línea de 220 kV que conecta dicha subestación con el sistema troncal, en la subestación Quillota. Nuestro complejo Nehuenco y las centrales San Isidro y Quintero de Endesa que suman un total de 1.850 MW, inyectan su producción al SIC mediante el sistema de transmisión de Transquillota.

Otros activos de infraestructura eléctrica

Tenemos una participación de 42,5% en Electrogas S.A., empresa que opera un gasoducto de 130 km entre el terminal San Bernardo y Quillota, por medio del cual se abastece el complejo Nehuenco. Electrogas S.A. también opera un oleoducto de 21 km entre Concón y Quillota, el que abastece de petróleo al mismo complejo, y un gasoducto de 28 km entre Quintero y Quillota que permite transportar el gas natural regasificado desde el terminal de regasificación de gas natural licuado ubicado en Quintero.

Política comercial de Colbún

Nuestra política comercial procura maximizar la rentabilidad a largo plazo de nuestro portafolio de activos, acotando la volatilidad de nuestros resultados. Para lograr lo anterior se busca un equilibrio entre el nivel de compromisos de venta de electricidad y la capacidad propia en medios de generación con un nivel aceptable de riesgo ante sequías y variación de precios de los combustibles, entre otros. Como consecuencia de esta política, procuramos que las ventas o compras en el mercado spot no alcancen volúmenes importantes, debido a que sus precios presentan una alta variabilidad en función de la condición hidrológica y el precio de los combustibles.

Nuestra política comercial procura maximizar la rentabilidad a largo plazo de nuestro portafolio de activos, acotando la volatilidad de nuestros resultados.



La clave fundamental es determinar el nivel óptimo de contratación. Para ello los factores que tenemos que tomar en cuenta para optimizar la ecuación son varios: nuestra matriz de generación, los niveles de los precios de venta, los mecanismos de indexación, otros mecanismos y cláusulas para compartir riesgos con los clientes, las proyecciones de nueva capacidad propia y la del sistema, y las proyecciones de los precios spot, entre otros. Lo anterior, sumado a los antecedentes estadísticos y sofisticados modelos de simulación, nos permite determinar nuestro nivel óptimo de contratación. De manera simplificada, comprometemos a través de contratos

de largo plazo, la energía producida por nuestras instalaciones de capacidad base, tales como las instalaciones hidroeléctricas (asumiendo la generación bajo condiciones hidrológicas medias a secas) y nuestras instalaciones termoeléctricas eficientes.

Es importante tener presente que para proteger los resultados en escenarios de hidrologías secas extremas y precios de combustibles muy elevados que se puedan dar en un año en particular, resulta eficaz enfrentar la exposición a eventos extremos, a través de mecanismos de cobertura y teniendo una política financiera prudente.



Central Termoeléctrica Antilhue

04/

DESARROLLO DEL NEGOCIO 2012

La entrada en operación de la nueva central a carbón Santa María I, acceso a gas natural licuado (GNL) para desplazar consumo de petróleo diesel en el complejo Nehuenco y un alto estándar de excelencia operacional de todas las centrales de Colbún, mejoraron la estabilidad de los resultados del año 2012, a pesar de la condición hidrológica extremadamente seca por tercer año consecutivo.

Gestión comercial

Durante el año 2012 algunos de los objetivos logrados fueron:

- Firma de acuerdos para el suministro de gas natural para el año 2012 y principios del 2013: se perfeccionaron acuerdos de suministro de gas natural licuado (GNL) con ENAP Refinerías S.A. y Metrogas S.A., para la

operación de una o dos unidades de ciclo combinado de nuestro Complejo Nehuenco.

- Implementación de un programa de cobertura (opciones Call sobre Henry Hub) con el objeto de acotar los incrementos en los costos de la Compañía por aumento en los precios internacionales del gas natural durante los primeros meses del 2013.

- Consolidación del proceso de licitaciones internacionales de compra de carbón para la nueva central Santa María I.
- Licitación para suscribir acuerdos con empresas que poseen proyectos de energía renovables no convencionales en operación o en etapa de proyecto.

Cartera de contratos

Nuestra cartera de clientes está compuesta por clientes regulados y libres. Durante el año 2012 terminó su vigencia el contrato con Codelco para sus divisiones Andina y El Teniente (fines de marzo). Producto de este cambio, la demanda de nuestros contratos disminuyó a 9.833 GWh en el año 2012, desde aproximadamente 10.687 GWh en 2011. Los clientes durante el año 2012 fueron:

Clientes regulados con contratos a Precio de Nudo de Largo Plazo Licitados: Chilectra S.A., CGE Distribución S.A. para la Región Metropolitana, CGE Distribución S.A. para las regiones de O'Higgins, Maule, Biobío y de La Araucanía; Saesa S.A., Frontel S.A., Compañía Eléctrica de Osorno S.A., Cooperativa Eléctrica de Curicó Ltda., Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica Codiner Ltda., Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda., Cooperativa Eléctrica Los Ángeles Ltda., Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda., Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda., Cooperativa Eléctrica Charrúa Ltda., Energía del Limari S.A. y Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda. Finalmente, Conafe S.A. corresponde a un cliente regulado con contrato a Precio de Nudo de Corto Plazo.

Clientes libres: Codelco para sus divisiones Andina y El Teniente (contrato que venció el 31 de marzo de 2012); Cartulinas CMPC S.A. para su planta Maule, CMPC Celulosa S.A., Papeles Cordillera S.A. y CMPC Tissue S.A. para la fábrica de Puente Alto; Anglo American Sur S.A. (ex compañía Minera Disputada de Las Condes Ltda.) para sus faenas de Los Bronces/Las Tórtolas; los clientes libres de Chilectra S.A., Metro S.A. y Planta La Farfana de Aguas Andinas S.A., ubicados en la Región Metropolitana.

Además, a partir del 1° de septiembre de 2011 y como consecuencia de la situación de

insolvencia financiera de la empresa Campanario Generación S.A., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) emitió la Resolución Exenta N° 2288 de fecha 26 de agosto de 2011, instruyendo a todas las empresas generadoras del Sistema Interconectado Central (SIC) abastecer, a prorrata de su energía firme, los consumos de los clientes regulados cuyos suministros fueron adjudicados a Campanario Generación S.A. (1.750 GWh/año), en los precios y condiciones obtenidas en las licitaciones respectivas. De este consumo total, y dada la energía firme calculada, a Colbún S.A. le correspondía un valor cercano al 22%. A partir del 15 de febrero de 2012, la SEC emitió la Resolución Exenta N°239 que reemplazó el criterio de energía firme por el de energía inyectada al sistema, con lo cual Colbún cambió su prorrata a un valor entre 21% y 26% dependiendo de su generación mensual.

De todas nuestras obligaciones contractuales, una parte tiene sus precios indexados al IPC de los Estados Unidos, una parte esta indexada a los precios del diesel y del carbón y alrededor de 300 GWh estuvieron indexados a costo marginal en 2012.

Ventas de energía

Nuestras ventas físicas del año 2012 aumentaron en un 5,0% respecto al año 2011, alcanzando a 11.390 GWh. Las ventas a clientes regulados aumentaron en un 13,6% (principalmente por el aumento del consumo variable de los contratos de Saesa y Cooperativas, al traspasar parte del compromiso que antes abastecía Campanario S.A. a estos contratos variables). El volumen vendido a clientes libres, a precios no regulados, disminuyó en 36,5% (principalmente por el término del contrato con Codelco para sus divisiones Andina y El Teniente). Por su parte, las ventas spot aumentaron en casi 10 veces, alcanzando 1.556 GWh en 2012, producto de una posición más excedentaria este año en comparación al 2011.

La composición trimestral de las ventas físicas de energía para los años 2011 y 2012 se muestra en la tabla 2.2. Durante 2012, las ventas de energía a empresas distribuidoras representaron un 60,7% de las ventas totales, en tanto que el volumen vendido a industriales representó el 25,7%. El restante 13,7% se vendió a generadoras a través del CDEC.

TABLA 2.2 Ventas de Energía Trimestrales (GWh)

	2011				2012			
Trimestre	Distribuidoras GWh	Industriales GWh	CDEC GWh	Total GWh	Distribuidoras GWh	Industriales GWh	CDEC GWh	Total GWh
Ene - Mar	1.476	1.209	13	2.698	1.721	1.156	59	2.935
Abr - Jun	1.484	1.081	79	2.644	1.718	589	534	2.841
Jul - Sep	1.538	1.133	73	2.744	1.750	594	322	2.667
Oct - Dic	1.587	1.178	-	2.766	1.723	582	641	2.947
TOTAL	6.085	4.602	165	10.852	6.912	2.921	1.556	11.390

Ventas de potencia

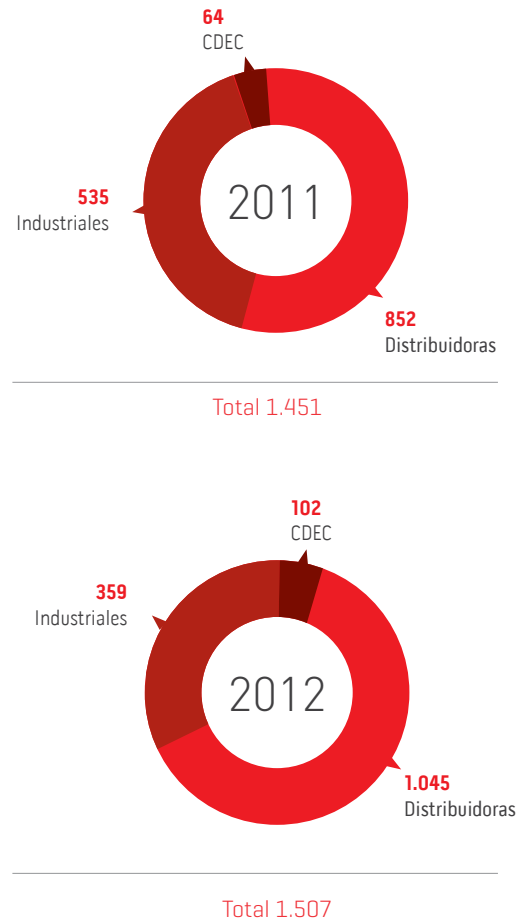
La potencia firme de nuestras centrales aumentó a 1.458 MW para el año 2012, en comparación a 1.419 MW el año 2011, principalmente como consecuencia de la entrada en operación comercial de la central Santa María I el 15 de agosto de 2012.

Las ventas de potencia aumentaron en 3,8%, pasando de 1.451 MW a 1.507 MW. Los clientes regulados aumentaron su demanda de potencia en un 22,6%; los industriales y mineros disminuyeron su demanda de potencia en un 32,8%. Por su parte, las ventas de potencia al CDEC aumentaron en un 59,6%.

En la gráfica 2.3. se indican las ventas de potencia a clientes y al CDEC de los últimos dos años.

GRÁFICO 2.3

Ventas de Potencia Promedio de cada año (MW)



Central Hidroeléctrica Hornitos

Precios de Venta

En el gráfico 2.4. se aprecia la evolución de los precios de referencia del sistema donde operamos.

En promedio, los costos marginales del sistema se mantuvieron en línea, explicado por la mayor demanda de electricidad, la menor generación hidráulica y la mayor generación con carbón en comparación al año 2011. El precio promedio que los generadores del sistema cobran directamente a sus clientes bajo contratos, denominado Precio Medio de Mercado, fue levemente superior durante el 2012, alcanzando un precio monómico promedio de US\$115,2 por MWh. Este precio es el que define la amplitud de la banda de precios en torno a la cual se puede ubicar el precio de nudo definitivo.

Producto de que la proyección de los costos marginales por la CNE no se modificó significativamente entre las 2 fijaciones tarifarias - principalmente debido a que los precios proyectados de los combustibles en ambas fijaciones tarifarias del año 2012 se habían mantenido estables al igual

que el Precio Medio de Mercado - el Precio de Nudo definitivo, aplicado a los clientes regulados que aun tienen contratos antiguos vigentes, subió levemente en Alto Jahuel 220 kV desde 92,3 US\$/MWh en la fijación de octubre 2011 a 95,2 US\$/MWh en la fijación de octubre del 2012.

Gestión Operacional

El año 2012 mantuvo la tendencia del año anterior en cuanto a la significativa participación de la generación térmica en el total de energía producida por nuestras centrales. En efecto, debido a la escasez hídrica en cuencas hidrográficas relevantes para Colbún, la generación hidroeléctrica por tercer año consecutivo estuvo muy por bajo los niveles históricos. Sin duda, esto ha sido un importante desafío para nuestros trabajadores ya que la experiencia ha demostrado las complejidades técnicas que tiene la operación térmica, particularmente con petróleo diésel. Sin embargo, con satisfacción podemos señalar que en términos generales las centrales han

GRÁFICO 2.4 Precios Monómicos Alto Jahuel (US\$/MWh)

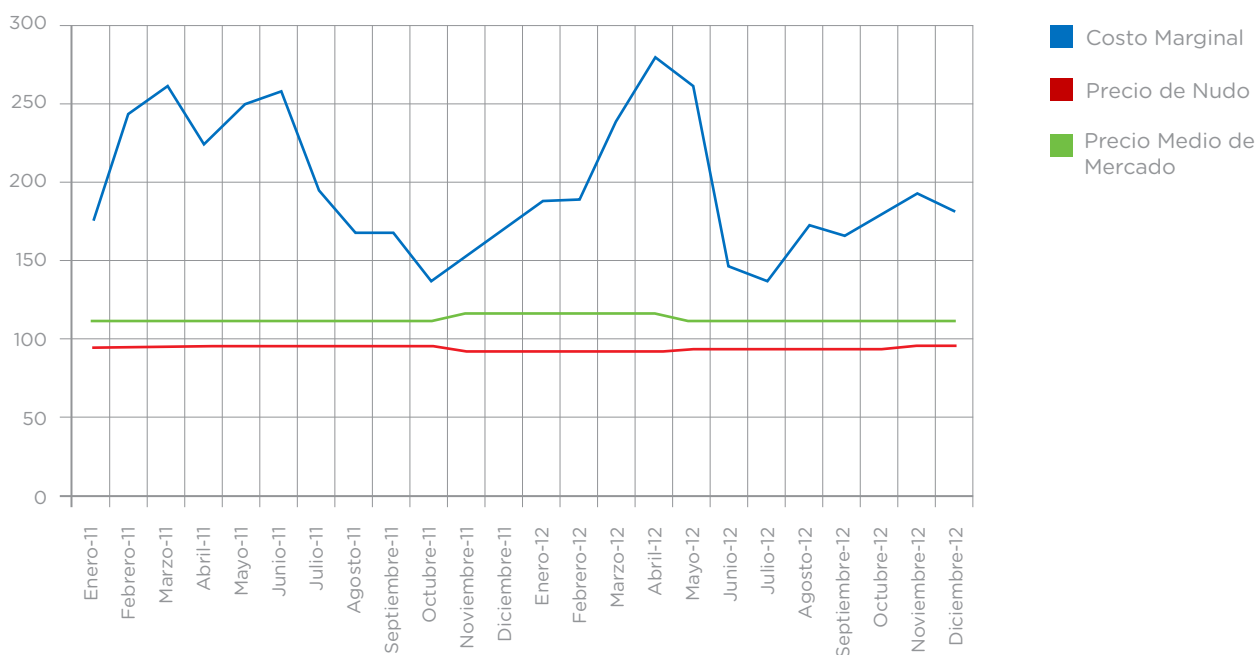




GRÁFICO 2.5 Cota del Embalse Colbún (msnm)

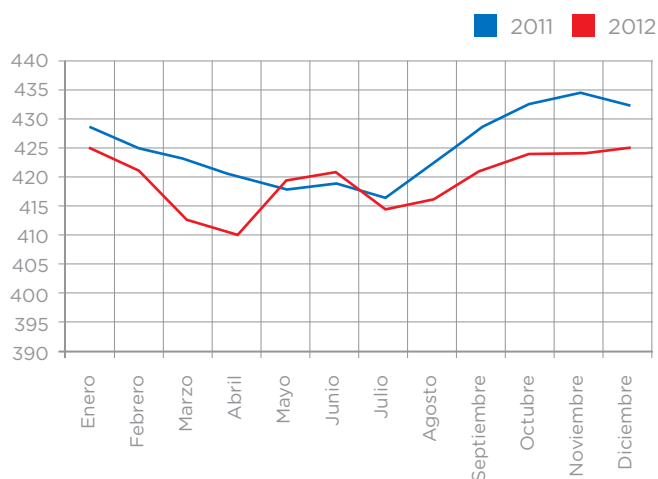
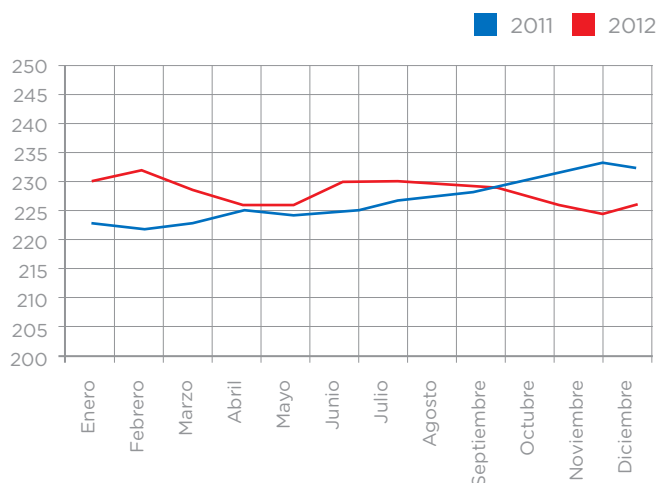


GRÁFICO 2.6 Cota Lago Chapo (msnm)



tenido buenos indicadores de confiabilidad, con algunas contingencias específicas que pudieron ser gestionadas y subsanadas.

Durante el año 2012 continuamos en la senda de la modernización y estandarización de procesos y procedimientos que permitan seguir aumentando los niveles de confiabilidad y disponibilidad de las unidades de generación, así como los estándares de seguridad para nuestros colaboradores. En este ámbito, cabe destacar la completa implementación del sistema SAP-PM para la estandarización de la gestión del mantenimiento en todas las centrales de la Compañía.

Por otra parte, el año 2012 marcó un hito histórico para la operación de Colbún en cuanto el día 15 de agosto entró en operación comercial la unidad I del Complejo Santa María de Coronel, convirtiéndose en la primera central a carbón de la compañía y una de las más grandes en el país. Cabe señalar que, desde esta fecha y hasta cierre de año, la central Santa María I tuvo una disponibilidad superior al 95%, sin accidentes y sin incidentes ambientales, realizando un significativo aporte al equilibrio del sistema y a los resultados económicos del año.

Producción

Nuestra producción bruta durante el año 2012 alcanzó 11.568 GWh, registrándose un aumento de 17,1% en comparación con el año anterior. La producción por tipo de tecnología muestra una disminución de la producción hídrica en 4,2% y un incremento en la producción térmica de 43,5%. Del total de generación térmica, 35,4% fue producto de generación con gas, un 35,4% producto de generación con diesel y un 29,2% correspondiente a la generación de carbón. Con respecto a la central Santa María I, se generaron 1.853 GWh desde el inicio de sus pruebas en febrero hasta fines de año.

Cabe distinguir que el 2012 configuró un tercer año seco consecutivo, lo cual no tiene precedentes en la estadística de los últimos 50 años. Los gráficos 2.5. y 2.6. muestran la evolución de la cota de los embalses Colbún y Chapo durante los años 2011 y 2012, respectivamente. La cota del embalse Colbún evidencia la condición extremadamente seca del año 2012 en la cuenca del Maule, mientras que la cota del Lago Chapo evidencia una mejor condición de precipitaciones. Al 31 de diciembre de 2012, en Colbún y el Lago Chapo había una reserva acumulada equivalente a 649 GWh, que en conjunto representa cerca del 35,7% de la reserva total del SIC.

Consumo de combustibles

• Consumo de carbón

El total de carbón consumido el año 2012 en la central Santa María I fue de 667 mil toneladas, en donde su máximo consumo se produjo en el último trimestre del año 2012, dada su entrada en operación comercial en agosto. En el gráfico 2.7 se ilustra el consumo total mensual de carbón en la central Santa María I, para los años 2011 y 2012.

• Consumo de gas natural

Las entregas de gas natural para el año 2012 fueron de un total de 424 millones de m³. El consumo de gas natural disminuyó con respecto al año anterior, debido a la menor disponibilidad de GNL, solamente para un ciclo combinado del complejo Nehuenco, en lugar de la disponibilidad para dos ciclos de los primeros meses del 2011. En el gráfico 2.8 se ilustra el consumo total mensual de gas natural de las centrales térmicas de Colbún, para los años 2011 y 2012.

• Consumo de petróleo diesel

El total del petróleo diesel consumido durante el año 2012 fue de 485 miles de m³, producto de las condiciones hidrológicas y de demanda del SIC, que durante la mayor parte de ese periodo hicieron necesario el despacho de un ciclo combinado y ciclos abiertos de Colbún con diesel. En el gráfico 2.9 se ilustra el consumo total mensual de petróleo diesel de las centrales térmicas de Colbún, para los años 2011 y 2012. El petróleo diesel fue transportado a las centrales Antihue, Candelaria y Los Pinos mediante camiones de las empresas distribuidoras y otros contratados directamente por Colbún. En el caso de Nehuenco, el transporte se hizo principalmente a través de oleoducto y, en menor medida, por camiones.

GRÁFICO 2.7 Consumo de carbón en Santa María I (miles ton)

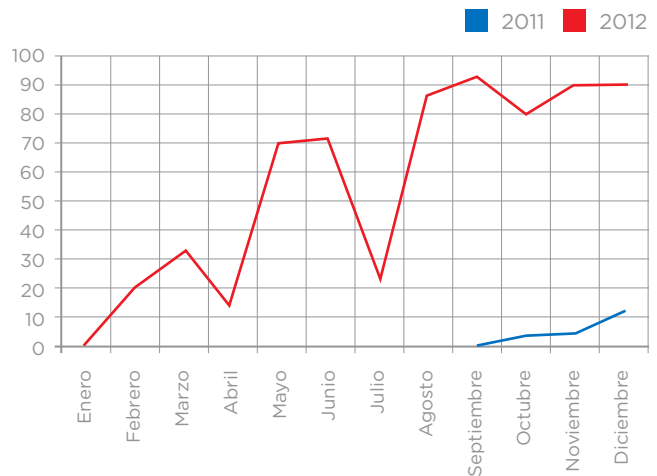


GRÁFICO 2.8 Consumo de gas natural en centrales de Colbún (millones m³)

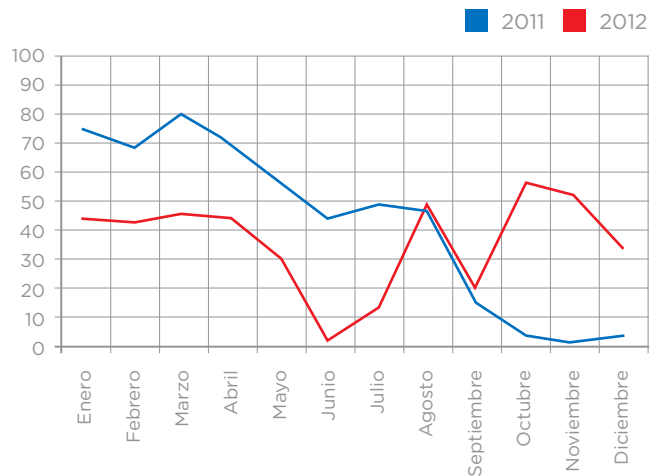
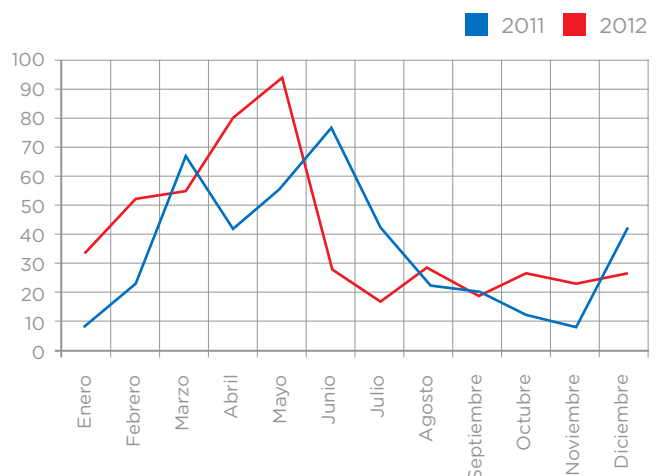


GRÁFICO 2.9 Consumo de petróleo diesel en centrales de Colbún (miles m³)





Balance comercial versus producción

A modo ilustrativo, los gráficos 2.10 y 2.11 muestran el balance mensual para los años 2011 y 2012 de nuestros compromisos versus la producción hidráulica y térmica de energía. Se

observa que en la mayoría de los meses del año 2012, los compromisos contractuales fueron cubiertos por la producción propia de Colbún, incluso con bastante excedentes para vender en el mercado spot.

GRÁFICO 2.10

Generación propia versus compromisos 2011 (GWh)

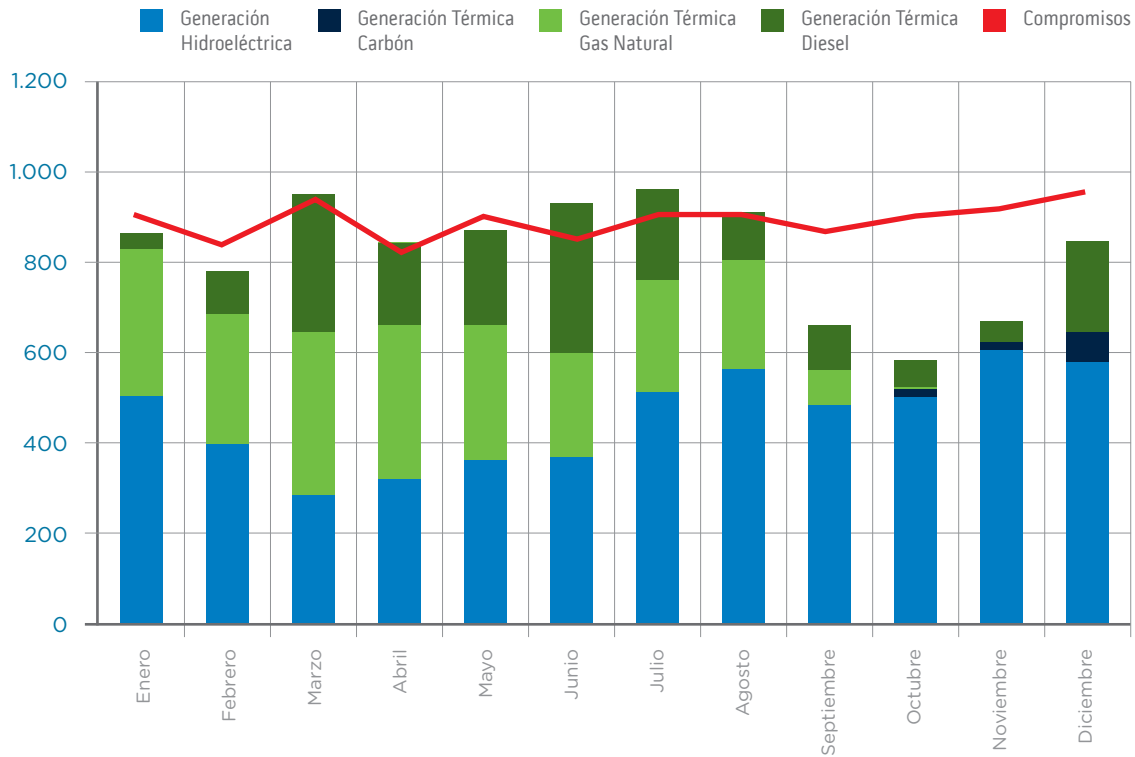
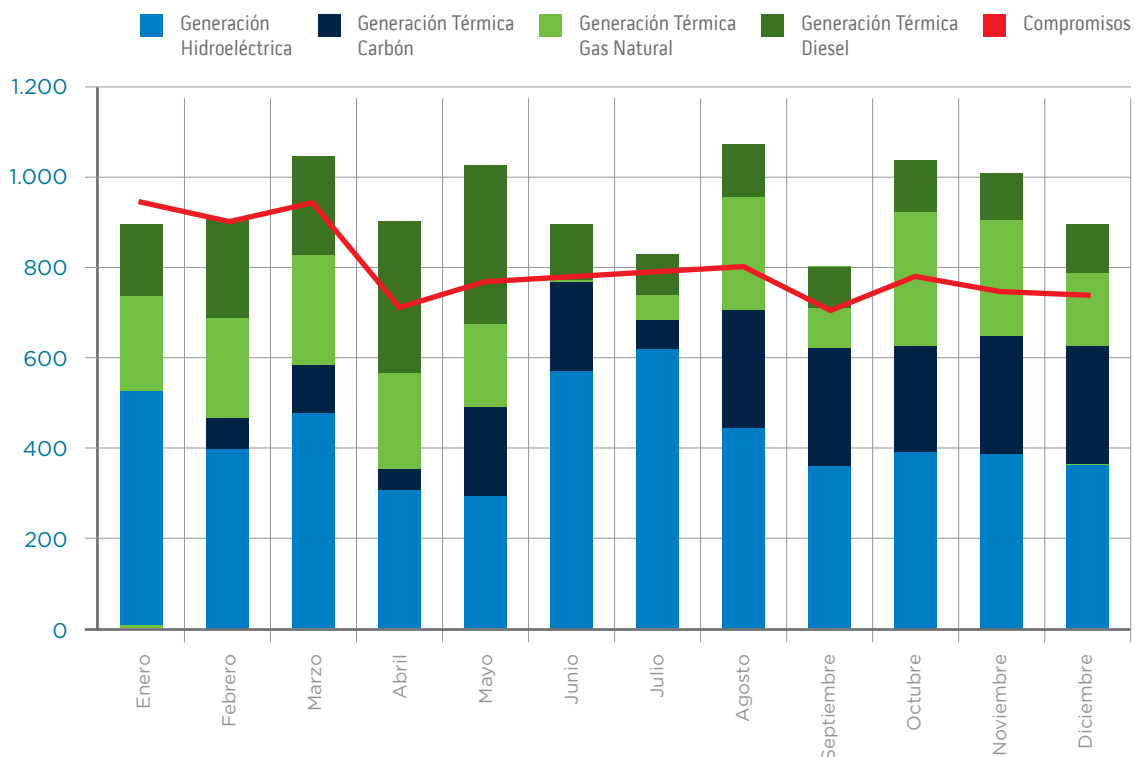


GRÁFICO 2.11

Generación propia versus compromisos 2012 (GWh)



PROYECTOS DE INVERSIÓN



01/

PROYECTOS DE INVERSIÓN

Nuestro plan de inversiones busca crear valor de largo plazo, desarrollando proyectos e infraestructura energética que respondan a la demanda del país.

En Colbún queremos ser actores relevantes en el desarrollo energético del país, basado en los principios de sostenibilidad, seguridad y competitividad. Para ello, estamos estudiando y ejecutando un importante plan de inversiones con proyectos de gran magnitud, tanto en generación hidráulica como térmica, lo que nos permitirá mantener una posición destacada dentro de la producción eléctrica nacional, continuar la diversificación de nuestros riesgos

de generación y generar valor para nuestros accionistas.

Buscamos aportar nuestra cuota para llegar a tiempo con la cantidad, eficiencia y sostenibilidad adecuada, para satisfacer la demanda en las próximas décadas y asegurar, no solo una mejor calidad de vida para los chilenos, sino también aportar a la competitividad de nuestra economía y a la productividad de nuestras empresas.



Entre estas iniciativas destaca nuestra primera central a carbón Santa María I de 342 MW, que entró en operación comercial en agosto de 2012, y que incrementará la seguridad de suministro a nuestros clientes.

Esta capacidad será complementada por los proyectos hidroeléctricos Angostura (316 MW), con sobre 80% de avance y San Pedro (150 MW), cuyas obras principales se encuentran

postergadas a la espera de los resultados de la campaña de prospecciones y estudios de terreno realizados. También existen otros proyectos en estudio sobre la base de derechos de agua que poseemos (como por ejemplo el proyecto hidroeléctrico La Mina de 34 MW), lo que permitirán en el futuro el desarrollo de centrales de embalse o pasada, por aproximadamente 500 MW.

02/

PROYECTOS CONCLUIDOS EN 2012

Central Térmica Santa María I

Descripción: Ubicada en la comuna de Coronel, Región del Bío-bío, esta central está equipada con una turbina a vapor de 342 MW de potencia neta y con una caldera a carbón que utiliza tecnologías de abatimiento que permiten una alta eficiencia y que disminuyen las emisiones. La central está equipada con un avanzado sistema captador de partícu-

las (precipitador electrostático) y con un desulfurizador a base de agua de mar. También cabe mencionar que la central cuenta con una de las más modernas canchas de manejo de carbón automatizada y semi-cubierta. Santa María I, una de las centrales térmicas a carbón más grandes del SIC, es un activo importante en el portfolio de generación de Colbún y un aporte relevante al sistema.



Central Termoeléctrica Santa María I

Avance: Durante el año 2012 culminaron las pruebas de puesta en marcha, con lo que la central entró en operación comercial el día 15 de agosto de 2012. Con este hito concluyó el primer proyecto a carbón de la Compañía que, como cabe recordar, experimentó atrasos en su construcción y puesta en marcha debido principalmente a los incumplimientos del contratista principal, y por efectos del terremoto de febrero del 2010. Con respecto a los incumplimientos del contratista, a fines de 2011 Colbún cobró un total de US\$102,7 millones en boletas de garantía, para luego ejercer su derecho de terminar anticipadamente el contrato de construcción llave en mano en mayo 2012. A partir de ese momento la Compañía, con el apoyo de especialis-

tas chilenos y extranjeros, continuó a cargo del comisionamiento de la planta, proceso que culminó exitosamente luego de pocos meses. Finalmente en noviembre de 2012, Colbún alcanzó un acuerdo con el contratista que dio término definitivo al arbitraje que se había iniciado entre ambas partes a fines de 2011. Con respecto a los efectos del terremoto, en diciembre de 2012 culminó el proceso de liquidación de la respectiva póliza de seguro, en virtud de la cual Colbún recibió en total US\$56 millones: US\$39,6 millones por cobertura de atraso en la puesta en marcha y US\$16,4 millones por cobertura de daños físicos (luego que en abril de 2010 ya había recibido un adelanto de US\$9 millones por este concepto).



La Central Santa María I entró en operación comercial el día 15 de agosto de 2012, culminando así el primer proyecto térmico a carbón de la compañía.



03/

PROYECTOS EN EJECUCIÓN

Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura

Descripción: El proyecto de la central hidroeléctrica Angostura considera utilizar los recursos hídricos de los ríos Biobío y Huequecura mediante la construcción de un embalse de 641 hectáreas. Este proyecto contempla una capacidad instalada de 316 MW y una generación media anual de 1.542 GWh. La central se ubica a unos 63 km al sur oriente de

la ciudad de Los Ángeles, y a 18 km aguas arriba de las ciudades de Santa Bárbara y Quilaco, en la Provincia de Biobío, Región del Biobío. Esta central de embalse de regulación mínima generará 241 GWh por km² de superficie inundada, demostrando su alta eficiencia. La energía eléctrica generada se inyectará al Sistema Interconectado Central (SIC), a través de un tendido eléctrico de alta tensión hasta la subestación Mulchén a unos 40 km de la central.

Avance: A tres años del inicio de los trabajos de la central Angostura el año 2010, el proyecto se encuentra con un avance de 84% en la construcción y montaje. Al cierre de 2012, entre sus más importantes hitos se destaca sobre un 80% de avance de hormigones en la presa, en la boca-toma, en la caverna de máquinas y en el pretil sur. En las reposiciones viales, se terminó la de la ruta a Ralco de 7,2 km, incluyendo un puente de 235 m sobre el río Biobío. En el montaje de las tres turbinas se registra un avance de 43%.

El Plan de Relocalización de 46 familias registra al cierre de 2012, 42 acuerdos firmados, y se terminó la construcción de la reposición de la Escuela y Sede Social de la localidad de Los Notros. El proyecto registra al cierre de 2012, alrededor de 3.800 trabajadores, de los cuales 73% pertenecen a la Región del Biobío, y 29% a las comunas de Santa Bárbara y Quilaco.

Proyecto Línea de Transmisión Angostura - Mulchén

Descripción: El proyecto “Línea Alta Tensión Angostura - Mulchén” forma parte del proyecto global de construcción de la central hidroeléctrica Angostura y está destinado a inyectar la energía producida por la central al SIC, seccionando la línea existente de 2 x 220 kV Charrúa-Cautín. El proyecto se puede dividir en dos



Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura



Línea de Alta Tensión Angostura-Mulchén

El proyecto “Conexión Colbún-Ancoa” tiene por objetivo mejorar la situación de estrechez de transmisión e incrementar la seguridad del sistema eléctrico.

obras, la Línea Angostura - Mulchén, de 2x220 kV y 41 km de longitud y la Subestación (S/E) Mulchén destinada a seccionar la línea Charrúa-Cautín, en las cercanías del pueblo de Mulchén.

Avance: Durante el primer trimestre del año 2012 finalizó el proceso de licitación de las obras tanto de la línea como de la S/E Mulchén, dando inmediato inicio a las obras, que tienen fechas de puesta en servicio para el segundo trimestre del año 2013. Los trabajos ejecutados durante el año 2012 se han mantenido de acuerdo al programa del proyecto, en un entorno de cumplimiento de sus obligaciones ambientales, verificado regularmente mediante Auditorías Ambientales Independientes, y con fuerte énfasis en la seguridad laboral. La negociación con los propietarios de terrenos por donde se sitúa la línea ha permitido lograr acuerdos por el 100% del trazado, y fueron aprobados todos los planes de manejo forestal para ella. Durante el año 2012, se cumplieron todos los hitos intermedios para la construcción de la Línea de Transmisión, siendo estos la fabricación de estructuras, recepción de estructuras en obra, término de fundaciones, montaje de estructuras e inicio del tendido de conductor y cable de guarda, logrando un avance en las obras de un 82%. Del mismo modo, durante el año 2012 se cumplieron todos los hitos intermedios para la construcción de la S/E Mulchén, sien-

do estos la construcción de casa de mando, construcción de fundaciones de estructuras y montaje de estructuras altas, finalizando el año en pleno proceso de montaje de equipos primarios y tendidos de cables, con lo que la obra alcanzó un avance cercano al 75%.

Proyecto Conexión Colbún-Ancoa

Descripción: El proyecto “Conexión Colbún-Ancoa” tiene por objetivo mejorar la situación de estrechez de transmisión e incrementar la seguridad del sistema eléctrico. Este proyecto, ya ejecutado, consiste en la instalación de un cable subterráneo que interconecta las dos líneas de transmisión existentes. Antes de iniciar este proyecto, las propiedades de estas líneas correspondían a Transelec (500 kV) y Colbún (220 kV) respectivamente, operando de forma paralela e independiente. El proyecto de conexión permitirá que ambas líneas operen como apoyo recíproco, y en consecuencia aumentar en un 30% la capacidad de transmisión desde el sur hacia la Región Metropolitana.

Avance: Las obras del proyecto se desarrollaron conforme lo programado, siendo ejecutados los últimos trabajos en el mes de agosto, antes del plazo otorgado por la autoridad que era el 15 de septiembre. Actualmente las obras se encuentran aprobadas por el CDEC, y se espera que la conexión entre en servicio en abril 2013.

04/

PROYECTOS EN DESARROLLO

Proyecto Central Hidroeléctrica San Pedro

Descripción: El proyecto central hidroeléctrica San Pedro se ubica a unos 25 km al nororiente de la comuna de Los Lagos, en la provincia de Valdivia de la Región de Los Ríos y considera utilizar las aguas del río homónimo mediante una central ubicada entre el desagüe del Lago

Riñihue y el Puente Malihue. Este proyecto se conectará al Sistema Interconectado Central (SIC), a través de un tendido eléctrico de alta tensión en 220 kV hasta la subestación Ciruelos. La operación de la central será tal que la cota del embalse variará de forma mínima, lo que significa que el caudal aguas abajo de la central, no se verá alterado por su operación.

Avance: Durante el año 2012 continuamos la ejecución de la campaña de prospecciones y estudios de terreno iniciada a principios del año 2011, y al cierre de 2012 iniciamos el proceso de consolidación de todos los resultados para determinar si son necesarios estudios adicionales y definir las adecuaciones requeridas a las obras civiles, dada la información recabada a la fecha. Por otra parte terminamos y entregamos a las Municipalidades de Los Lagos y Panguipulli importantes obras definidas en la Resolución de Calificación Ambiental del proyecto, tales como el Terminal de Buses y el Centro de Información Turística de Los Lagos, demostrando el compromiso del proyecto con las comunidades vecinas.

Se construyeron y entregaron importantes obras definidas en la Resolución de Calificación Ambiental del Proyecto San Pedro, tales como el Terminal de Buses y el Centro de Información Turística de Los Lagos, demostrando el compromiso del proyecto con las comunidades vecinas.



Zona Proyecto San Pedro

Contamos con el permiso ambiental para desarrollar una segunda unidad en el Complejo Termoeléctrico Santa María, similar a la que está actualmente en operación.

Proyecto Línea de Transmisión San Pedro-Ciruelos

Descripción: El proyecto línea de transmisión San Pedro - Ciruelos, va a permitir evacuar la energía de la central San Pedro al SIC mediante una línea de 220 kV y 40 km de longitud, que se conectará en la subestación Ciruelos, ubicada a unos 40 km al nororiente de Valdivia.

Avance: Las principales actividades del año 2012 fueron el desarrollo de la ingeniería necesaria para las obras asociadas a los caminos de construcción de la línea y, en particular, para la tramitación de los permisos sectoriales requeridos por la intervención de quebradas. En relación a los trabajos de ampliación de la subestación Ciruelos, que debe desarrollarse en terrenos de terceros, en el mes de agosto el Ministerio de Energía otorgó la concesión eléctrica para su construcción.

Proyecto Central Térmica Santa María II

Descripción: Colbún cuenta con el permiso ambiental para desarrollar una segunda unidad, similar a la que está actualmente en operación.

Avance: Actualmente estamos estudiando las eventuales modificaciones requeridas por la nueva norma de emisiones promulgada en 2011. Asimismo estamos afinando las dimensiones técnicas, medioambientales, sociales y financieras del proyecto, para definir oportunamente el inicio de su construcción.

Proyecto Hidroeléctrico La Mina

Descripción: El proyecto La Mina se ubica en la comuna de San Clemente, aproximadamente a 110 km al oriente de la ciudad de Talca. Aprovecha el potencial hidráulico del río Maule a partir de una captación ubicada aguas abajo de la junta con el río Puelche, restituyendo las aguas al mismo río, 2 km más abajo del punto de captación. El proyecto contempla una capacidad instalada de 34 MW y una generación media anual de 180 GWh. La energía se inyectará en 220 kV al Sistema Interconectado Central (SIC), en la S/E Loma Alta.

Avance: Durante el año dimos término a los estudios de factibilidad y de ingeniería básica. Con estos antecedentes iniciamos el proceso de licitación del equipamiento electromecánico, el cual se encuentra en pleno desarrollo, mientras que durante



el primer trimestre del año 2013 daremos inicio al proceso de licitación de las Obras Civiles. Respecto de los terrenos requeridos para la central, a la fecha se encuentran cerradas las negociaciones con todos los propietarios. Durante el mes de diciembre 2012 se presentó al SEA la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) de modificaciones del proyecto, esperando obtener la RCA durante el tercer trimestre del 2013.

Proyectos hidroeléctricos en estudio

Durante el año 2012 continuamos realizando estudios de prefactibilidad técnica, económica y ambiental y estudios de factibilidad para proyectos hidroeléctricos, que utilizarían derechos de agua que Colbún posee

en la Región del Maule principalmente, y que nos permitirían desarrollar proyectos por aproximadamente 500 MW. En forma complementaria hemos buscado nuevos aprovechamientos de menor escala en la cuenca del Maule, en particular del tipo mini-hidro.

Otros proyectos de energías renovables no convencionales

Estamos estudiando diversos proyectos, dentro de los cuales se encuentran los proyectos de Energías Renovables No Convencionales (ERNOC). En este contexto, hemos analizado la factibilidad técnica y económica de diversos proyectos de mini centrales hidroeléctricas, las cuales utilizarían derechos de aguas de asociaciones



Central Hidroeléctrica San Clemente

de regantes, empresas y particulares. Adicionalmente, durante este año hemos agregado a nuestros estudios la tecnología solar fotovoltaica, con el objetivo de evaluar un posible desarrollo propio, sosteniendo conversaciones con diversos desarrolladores y proveedores. En cuanto a los proyectos eólicos y geotérmicos, hemos continuado con los procesos de estudios propios iniciados durante los años anteriores. Asimismo, en mayo de 2012, realizamos un llamado a licitación para suscribir acuerdos con uno o más empresas que posean proyectos de ERNC en operación o aun en etapa de proyecto. En noviembre las empresas precalificadas, que incluyen proyectos minihidro, solares, eólicos, de biomasa y geotérmicos, presentaron sus ofertas, las que se

encuentran actualmente en etapa de evaluación. Se espera que el proceso, realizado con la asesoría de DICTUC, culmine durante 2013.

Terminal flotante de regasificación de GNL (FSRU-floating storage regasification unit)

Estamos desarrollando los estudios de factibilidad técnica, ambiental y económica de un proyecto de regasificación de gas natural licuado para así poder acceder a los mercados internacionales de gas natural y disponer de este combustible en condiciones flexibles y competitivas para la operación de las centrales de ciclo combinado de la Compañía, y eventualmente de ciclos abiertos que se evalúan cerrar.

05/

PROYECTOS EN DESARROLLO JUNTO A OTRAS EMPRESAS

Proyecto Hidroeléctrico Aysén

Participamos en el 49% de la propiedad de Hidroeléctrica Aysén S.A. ("HidroAysén"), sociedad que busca desarrollar el Proyecto Aysén. Este proyecto, que es la principal iniciativa de inversión en desarrollo de energía hidráulica en el país, consiste en la construcción de 5 centrales en la Región de Aysén utilizando los recursos de los ríos Baker y Pascua. La capacidad total instalada ascendería a 2.750 MW. El proyecto fue ingresado

al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental en agosto 2008 y recibió la aprobación ambiental en mayo 2011. La Resolución de Calificación Ambiental (RCA) fue objeto de recursos de protección presentados por grupos opositores al proyecto. Tanto la Corte de Apelaciones de Puerto Montt como la Corte Suprema, rechazaron la totalidad de los recursos de protección presentados contra la RCA del proyecto. Respecto al proyecto de las centrales de generación, solo está pendiente la vista por parte del Comité de Ministros de las reclamaciones presentadas tanto por HydroAysen como por grupos opositores al proyecto. Si bien Hydroay-

sén se encontraba en el proceso de elaboración del Estudio de Impacto Ambiental de la ingeniería y de difusión del proyecto de transmisión, con fecha 30 de mayo de 2012 el Directorio de Colbún decidió recomendar en las instancias correspondientes de Hydroaysén S.A. la suspensión indefinida del ingreso del Estudio de Impacto Ambiental del proyecto de transmisión en vista a que mientras no exista una política nacional que cuente con amplio consenso y otorgue los lineamientos de la matriz energética que el país requiere, Colbún estima que no están dadas las condiciones para desarrollar proyectos energéticos de esta magnitud y complejidad.



SOSTENIBILIDAD

01/

ESTRATEGIA DE SOSTENIBILIDAD

Primero definimos, ¿quién queremos ser? Una empresa chilena referente en la generación de energía segura, competitiva y sustentable (nuestra visión).

Luego contestamos la pregunta, ¿cómo queremos hacerlo? Buscando generar valor en un horizonte de largo plazo desarrollando y gestionando activos de infraestructura energética, integrando con excelencia las dimensiones económicas, técnicas, medioambientales y sociales (nuestra misión).

Para ello nos hemos dado valores que guían nuestro actuar: **integridad** porque somos transparentes y consecuentes con nuestras palabras y compromisos; **excelencia** porque trabajamos orientados al logro de resultados con un permanente sentido de calidad y de responsabilidad; **pasión** porque estamos convencidos de que nuestra energía es esencial para el desarrollo de Chile; **innovación** porque buscamos soluciones creativas para enfrentar los riesgos y oportunidades de nuestra industria, y **colaboración** porque nos compro-



Premiación Acción RSE
Mejor Primer Reporte de Sostenibilidad

Nuestro objetivo es velar para que todas las relaciones que tiene Colbún generen valor de largo plazo y beneficio mutuo.

metemos a una incesante búsqueda por alianzas de beneficio mutuo.

Y también nos hemos preguntado ¿para quién? A esta pregunta responde nuestra Estrategia de Sostenibilidad, que si bien tiene en su centro el objetivo de toda empresa como es la generación de valor de largo plazo para nuestros accionistas, incorpora a todos nuestros grupos de interés. Nuestro objetivo es velar para que todas las relaciones que tiene Colbún -con personas y organizaciones de la sociedad civil, sector privado y del Gobierno- generen valor de largo plazo y beneficio mutuo.

Un relevante hito en la difusión de esta estrategia durante el 2012, fue la publicación de nuestro primer Reporte de Sostenibilidad. Este reporte compila todos los indicadores que miden nuestro desempeño en materia de sostenibilidad según la metodología del Global Reporting Initiative (GRI). Cabe destacar que nuestro reporte fue reconocido con el premio “Mejor Primer Reporte de Sostenibilidad” por Acción RSE, organización sin fines de lucro que agrupa a empresas socias que trabajan por la responsabilidad social empresarial y el desarrollo sustentable en Chile.

En las siguientes secciones de este capítulo entregaremos un resumen de las principales actividades que se han realizado en el ámbito de cada uno de nuestros grupos de interés durante el año 2012. En nuestro Reporte de Sostenibilidad 2012 se podrá encontrar más información de las iniciativas realizadas con cada grupo de interés.

02/

INVERSIONISTAS

Con nuestros **Inversionistas** nos comprometemos a maximizar el valor de la empresa en un horizonte de largo plazo, mediante una operación de excelencia y un crecimiento rentable, acorde con los riesgos inherentes a este negocio. Queremos entregar **Rentabilidad de Largo Plazo** a nuestros inversionistas, manteniéndolos debidamente informados, y así asegurar el **Acceso a Capital** que necesitamos para sustentar nuestro crecimiento.

En medio de nuestra búsqueda de rentabilidad en el largo plazo, hemos trabajado constantemente en mantener un buen canal de comunicación con nuestros inversionistas, que les permita conocer la compañía a través de nuestro equipo de Investor Relations. Este está dedicado a atender las consultas y solicitudes de reuniones de todo inversionista y analista del sector eléctrico. Una gran oportunidad para conocer e interactuar con actuales o potenciales inversionistas

Nos comprometemos a maximizar el valor de la empresa en un horizonte de largo plazo, mediante una operación de excelencia y un crecimiento rentable, acorde con los riesgos inherentes a este negocio.



V Cumbre Sectorial de Energía Larraín Vial



Visita Directorio Colbún a Proyecto Angostura

son las conferencias del tipo reunión “one on one”. Durante el año 2012 podemos mencionar las siguientes conferencias en que participamos:

- Santander 16th Annual Latin American CEO Conference, realizada durante tres días de enero en Cancún, México. También en esa oportunidad, Bernardo Larraín (entonces Gerente General de la Compañía) formó parte de un panel de expositores chilenos denominado “Business Outlook for 2012”, en el cual expuso sobre los principales desafíos de Chile en materias energéticas.
- Larraín Vial 6th Annual Andean Conference, realizada durante dos días de marzo en Santiago, Chile.
- Bank of America Merrill Lynch Emerging Markets Corporate Conference, realizada durante los dos últimos días de mayo y primer día de junio en Miami, Estados Unidos.
- Corpbanca 3era Cumbre Latinoamérica Mercado Integrado, realizada durante dos días de noviembre en Santiago, Chile.

Durante el 2012, también se realizaron otras actividades de encuentro con inversionistas. Ignacio Cruz, Gerente General de la Compañía, participó de la V Cumbre Sectorial de Energía organizada por Larraín Vial. Como parte de un panel conformado por los gerentes generales de las principales empresas generadoras del país, expuso sobre el tema central de la cumbre, “Entorno y Perspectivas para el Crecimiento”. Otra actividad a destacar fue la realización de una Sesión de Directorio en el Proyecto Angostura, ubicado en la Región del Biobío. En esta oportunidad, un grupo de directores y gerentes de Colbún visitaron las instalaciones del proyecto, la correspondiente subestación, y la nueva escuela y sede social de la localidad, que son algunas de las medidas sociales comprometidas por la Compañía en el plan de compensaciones a la comunidad.

El último capítulo de esta memoria agrupa varios temas que pueden ser de particular interés para nuestros inversionistas y analistas, tal como información constitutiva y de carácter financiero, factores de riesgo, hechos relevantes del año 2012, entre otros.

Otra actividad a destacar fue la realización de una Sesión de Directorio en el Proyecto Angostura, ubicado en la Región del Biobío.

03/

TRABAJADORES

Nuestro compromiso con nuestros **Trabajadores** es entregarles un **Empleo de Calidad** y un ambiente de trabajo que les permita la mejora continua, la colaboración y el desarrollo personal. Asimismo buscamos proveer las herramientas y políticas para que trabajen motivados y cumplan sus labores de manera eficiente, segura y en consistencia con su vida personal y familiar. Confiamos que estas condiciones nos facilitarán la atracción y **Retención de Talentos** y ayudarán a contar con profesionales de alto desempeño.

Para alcanzar nuestros objetivos, es indispensable contar con el esfuerzo y compromiso de todos nuestros

trabajadores. Por ello buscamos tener un equipo integrado por profesionales y técnicos con un profundo sentido de la responsabilidad por el trabajo y el desarrollo de Chile; personas con sentido de liderazgo, respetuosas, cercanas con sus equipos de trabajo, que procuran contar con espacios de diálogo, integración y esparcimiento.

Nuestros trabajadores son piezas fundamentales que aportan a construir una mejor empresa, donde cada uno puede desarrollarse y crecer de manera integral, trabajando de forma segura, proyectando su desarrollo profesional, adquiriendo nuevas herramientas de capacitación y for-



Central Termoeléctrica Antilhue

mación y equilibrando adecuadamente su balance entre trabajo y familia.

Personal

Al 31 de diciembre de 2012, la dotación del personal de Colbún S.A. (incluidas las filiales) alcanzó 962 empleados, tal como se indica su desglose en el gráfico 3.1.

Relaciones Laborales

En el transcurso del año 2012 se llevaron a cabo exitosamente seis negociaciones colectivas, dos con sindicatos (HASA y Guardia Vieja) y cuatro con trabajadores agrupados para este efecto (Nehuenco, Antilhue, Canutillar y Candelaria), todas con una vigencia de cuatro años e involucrando a un total de 216 trabajadores. Las negociaciones se desarrollaron en un ambiente de cordialidad y respeto característico del espíritu de colaboración que impera en las relaciones entre la Compañía y sus trabajadores.

Clima Organizacional

En materia de clima laboral, durante 2012 se analizaron en profundidad las áreas con resultados más bajos en la encuesta del año anterior y se generaron en conjunto planes de acción buscando mejorar los indicadores en este aspecto. En septiembre se realizó por primera vez en nuestra Compañía una Encuesta de Clima Laboral Colbún, con el objetivo de indagar en aspectos específicos de nuestro clima organizacional, y contar con un instrumento que complemente la medición de Great Place to Work en los años en que ésta no se lleva a cabo. De esta manera se podrán conocer las fortalezas y oportunidades con mayor frecuencia. La Encuesta de 2012 entregó positivas señales en los indicadores de las áreas con resultados más críticos, lo que indica que vamos por el camino correcto.

Selección y Formación

Una de los focos de trabajo de la Gerencia de Organización y Personas es impulsar una cultura de alto desempeño y desarrollo laboral que nos permita proyectar el crecimiento de nuestros trabajadores y retener talentos. Para ello, nos hemos puesto como objetivo establecer una línea de desarrollo de carrera que se anticipe a la demanda de profesionales y facilite la detección de oportuni-

GRÁFICO 3.1 Dotación de Personal



Uno de los focos de trabajo de la Gerencia de Organización y Personas es impulsar una cultura de alto desempeño y desarrollo laboral que nos permita proyectar el crecimiento de nuestros trabajadores y retener talentos.

des de movilidad interna, permitiendo a los trabajadores visualizar su crecimiento y proyección al interior de la empresa.

En materia de selección, y con el objetivo de fomentar la movilidad y desarrollo interno, en 2012 pusimos foco en aumentar las posibilidades de llenar vacantes a través de concursos internos. Fue así como la tasa de llamados a postulaciones para trabajadores de Colbún creció en más de un 50% respecto al año 2011 (17 en 2011 a 26 en 2012).

Adicionalmente, durante los últimos años trabajamos intensamente en potenciar las fuentes de reclutamiento externas, generando convenios con los mejores portales de empleo, como Laborum, el que llegó en 2012 a complementar lo realizado desde 2008 con trabajando.com. Adicionalmente ha aumentado la participación de Colbún en ferias universitarias y laborales (de 3 en 2011 a 5 en 2012), enfocándose en las instancias que realmente aportan valor en relación a los profesionales que una empresa como Colbún requiere.

En cuanto al desarrollo formativo de nuestro personal, durante 2012 consolidamos programas de capacitación ya existentes y desarrollamos nuevos proyectos relativos a la capacitación para nuestros trabajadores:



Conclusión Negociación Colectiva Nehuenco

- Por tercer año consecutivo realizamos el Programa de Liderazgo, complementándolo con el Programa para Jefaturas Intermedias. El objetivo del programa fue homologar metodologías, prácticas y estilos de supervisión con el fin de mejorar la eficiencia y el clima laboral de nuestros equipos de trabajo.
- Iniciamos la construcción de una Matriz de Capacitación por Competencia para centrales, con el objetivo de estandarizar las capacitaciones con foco en las distintas funciones que se realizan en nuestras instalaciones.
- Por primera vez realizamos el levantamiento anual de necesidades de capacitación con la asesoría de la OTIC SOFOFA.
- Junto a la Gerencia División Negocios y Gestión de Energía y la Universidad de Los Andes, diseñamos un programa de Evaluación y Gestión de Proyectos especial para Colbún.
- La Unidad de Capacitación gestionó cursos “in office” de inglés para los trabajadores de Colbún, con el objetivo de preparar a quienes por sus labores deben tener manejo de este idioma.
- Potenciamos el programa de becas de pre y post grado con el objetivo de desarrollar las capacidades de nuestros técnicos y profesionales y perfeccionar sus conocimientos, dejándolos en condiciones de asumir nuevas oportunidades internas de desarrollo profesional. Con respecto al año anterior, en 2012 se aumentó en más del 85% el gasto de la empresa en la suma de ambos tipos de beca respecto al año anterior.

Integrando a la Familia

En Colbún entendemos que parte del crecimiento pleno de nuestros trabajadores pasa por brindarle oportu-

nidades de integración en el que puedan incorporar a sus familias. Por ello, durante 2012 realizamos distintas actividades con este propósito:

- Día del Trabajo con hijos: En 2012 esta iniciativa se realizó por primera vez en las centrales Santa María y Rucúe-Quilleco, y se repitió la experiencia en Carena, Nehuenco, Los Quilos, Colbún y Santiago. Durante la jornada los hijos de nuestros trabajadores vivieron la experiencia de conocer dónde trabajan sus padres y madres, disfrutaron de entretenidas actividades como la obra de teatro “Reciclator”, y en el caso de centrales tuvieron una visita a las instalaciones donde se les explicó el proceso de la generación de energía. En Santiago se incorporó una visita al Centro de Despacho.
- Premiación Excelencia Académica: Buscando incorporar y reconocer a las familias de nuestros empleados, premiamos por cuarto año consecutivo a los niños y jóvenes que obtuvieron un rendimiento académico destacado en el año 2011, tanto en el ámbito escolar como universitario.
- Curso de chocolatería para familiares de trabajadores de las centrales del Aconcagua: El curso de 72 horas se desarrolló en Inacap de Los Andes.
- Charlas Culturales: Por tercer año consecutivo Colbún suscribió una alianza con la Red Cultural de la Universidad Gabriela Mistral para realizar un ciclo de 4 conferencias culturales para la familia cuya temática, Grandes Misterios de la Historia, fue elegida este año por votación de los trabajadores de Santiago.
- Navidad en Familia: Actividades al aire libre y en familia, rica comida y la infaltable visita del Viejo Pascuero con regalos, fueron la tónica de las celebraciones navideñas en nuestras centrales, proyectos y en Santiago.



- **Navidad con Sentido:** Gracias al compromiso de los trabajadores de Colbún y sus familias, muchos niños, jóvenes y adultos mayores en las localidades cercanas a nuestras instalaciones fueron visitados y recibieron un regalo en Navidad.
- **Pinta la Navidad:** En diciembre los hijos y nietos de nuestros trabajadores participaron en un concurso de dibujo en el que los ganadores ilustraron la tarjeta de Navidad de Colbún.

Comunicaciones Internas

El área de Comunicaciones Internas tiene entre sus objetivos mantener a la organización informada y a la vez potenciar el compromiso y orgullo de pertenecer a Colbún, generando integración bajo una identidad compartida. Por ello, durante 2012 se realizó un trabajo de diagnóstico al interior de la Compañía para definir una estrategia clara de posicionamiento de la marca Colbún y así implementar un plan de comunicaciones internas alineado a la realidad de la or-

ganización. Tras dicho diagnóstico se instauró un Comité de Comunicaciones Integrada, compuesto por el área de Comunicaciones Externas e Internas de la Compañía, el cual trabajó desde el último trimestre del año para dar foco y sinergia a diversas acciones que permitan fortalecer la imagen de Colbún y la relación con sus audiencias, entre ellas los trabajadores.

En 2012, continuamos con los desayunos periódicos del Gerente General con los trabajadores, incluidos los sindicatos, y además se realizó en octubre la primera “Reunión Ampliada” del máximo ejecutivo con los gerentes, subgerentes y jefes de área, la que se transmitió vía streaming a todos los trabajadores de Colbún. Adicionalmente, distintos ejecutivos de la Compañía realizaron conferencias internas sobre temas de interés como el “Cambio Climático y Mercado del Carbono” y “Los Desafíos del Sector Eléctrico en Chile”, siendo esta última también transmitida en directo a todos los trabajadores a través de Intranet.

Remuneración del Nivel Ejecutivo

La estructura de remuneraciones del nivel ejecutivo comprende remuneraciones fijas y variables. Estas últimas son establecidas considerando el desempeño individual de cada ejecutivo, los desafíos particulares de cada ejercicio, los resultados del negocio y el desarrollo de los proyectos. Durante el año 2012, las remuneraciones totales percibidas por el nivel ejecutivo alcanzaron los US\$13.061.229 (versus 2011: US\$8.889.611), ambos valores en cifras nominales (a partir de 2012 este valor considera también las remuneraciones variables de la plana ejecutiva). Por otra parte, la Compañía pagó en indemnizaciones a ejecutivos, la suma de US\$340.283 (versus 2011: US\$804.712).

Seguridad, Salud Ocupacional y Gestión Integrada

Hemos procurado mantener un constante esfuerzo dedicado a la protección de la seguridad y salud ocupacional de nuestros trabajadores, tanto a nivel del personal propio como de sus colaboradores de empresas contratistas y subcontratistas, de las divisiones de generación o proyectos. Lo anterior es un compromiso de la Compañía pues uno de nuestros objetivos estratégicos es la búsqueda

y gestión del “cero accidente”, así como también lo señalado en la Política Integrada de Medio Ambiente, Seguridad y Salud Ocupacional y Calidad. En este ámbito, cabe destacar la creación de la Gerencia de Seguridad y Salud Ocupacional durante el 2012.

La preocupación por estos temas debe ser responsabilidad de todos los trabajadores de la Compañía y el rol que a cada uno le compete debe ser cumplido como parte inherente a su gestión normal. Este foco debe ser considerado como una acción permanente y en constante mejoramiento.

En materia de Seguridad, si bien durante el año 2012 hubo un incremento con respecto a 2011 de nuestros indicadores Tasa de Accidentabilidad (0,80) y Tasa de Siniestralidad (14,3), ambos valores se encuentran por debajo de los valores nacionales para el rubro eléctrico (2,0 y 32,2 respectivamente). Durante 2012 no se registraron fatalidades. Es destacable que el 80% de las centrales mantienen un registro de más de 1.000 días sin accidentes con tiempo perdido -con valores entre los 1.037 y los 2.093 días- y un buen nivel de cumplimiento de una serie de actividades programáticas dedicadas al desarrollo de la prevención de riesgos.



Centrales del Aconcagua

En materia de Salud Ocupacional, durante 2012 trabajamos con la asesoría de médicos especialistas en Medicina del Trabajo, quienes en coordinación con las mutualidades ayudaron a aplicar un eficiente programa para el fomento de la salud. Entre éstos destacó el desarrollo sistemático de exámenes pre-ocupacionales y ocupacionales, acorde a puesto de trabajo. Éstos entregaron importante información acerca del nivel de salud de nuestros trabajadores, identificando factores de riesgos a proteger y/o minimizar. Como hito destaca la implementación del primer “Día de la Salud”, actividad que contó con una alta participación de los trabajadores de todas nuestras instalaciones y que se mantendrá en el futuro. Además, se realizaron iniciativas que impulsan la recreación y la actividad física, como las Olimpíadas Internas, en las que participaron más de 200 colaboradores en 11 disciplinas. Cabe destacar la labor conjunta realizada con todos los Comités Paritarios de la Compañía y con el grupo de Ingenieros MASSO, quienes son los responsables de gestionar en las unidades de generación y proyectos todos los temas relacionados a esta materia.

Sistemas de Gestión

Con el objetivo de lograr un mejoramiento en el desempeño de nuestras operaciones, hemos desarrollado e implementado en todas nuestras centrales un Sistema de Gestión Integrado (SGI) de Medio Ambiente, Seguridad y Salud Ocupacional el cual está certificado desde el año 2010 bajo las normas ISO 14.001 y OHSAS 18.001. Mediante distintos elementos del sistema, tales como objetivos, metas, programas de gestión y mecanismos de verificación de cumplimiento legal, entre otros, se definen las acciones preventivas y correctivas a implementar en los procesos y/o instalaciones productivas. Durante 2012 se realizó la segunda auditoría de seguimiento al sistema, constatándose la eficacia de éste y manteniéndose la certificación antes señalada con la empresa Bureau Veritas. También durante el mismo periodo mantuvimos los planes de mantenimiento bajo SAP-PM, que ha permitido reducir fallas y tener mejor control respecto a los desajustes, lo que ayuda a la menor generación de emisiones y a minimizar los riesgos de accidentes como descargas o fugas. Además, implementamos procesos de reporte e investigación de incidentes, que dependiendo la consecuencia, ha permitido profundizar en el aprendizaje de éstos eventos para prevenir ocurrencia o evitar recurrencia.



Día del Trabajo con hijos



04/

MEDIO AMBIENTE

Con el **Medio Ambiente**, nos comprometemos a generar energía eléctrica equilibrando los pilares de seguridad y competitividad con el de sustentabilidad, minimizando nuestro impacto en el medio ambiente, **Cuidando nuestros Recursos Naturales** y haciendo un uso eficiente de ellos, para preservarlos en el tiempo y de forma que no pierdan su capacidad de auto-depuración o regeneración. Somos conscientes del cambio climático, la biodiversidad y los hábitats naturales, y toda esta gestión medioambiental nos permitirá lograr la **Viabilidad Ambiental** de nuestros proyectos y operaciones.

Maximizando el aprovechamiento de los recursos hídricos

Dada nuestra fuerte vocación hidroeléctrica, los recursos hídricos son fundamentales para la Compañía. De este modo, y con el objetivo de fomentar la eficiencia energética y uso sostenible



Sandillón (*Eriosyce sandillon*)
Centrales del Aconcagua

de sus recursos naturales, hemos desarrollado la mayoría de nuestras centrales de generación eléctrica reutilizando las mismas aguas que ya han sido aprovechadas por otras centrales de nuestra empresa, ubicadas aguas arriba de las mismas cuencas, es decir, en serie hidráulica. Como resultado de lo anterior, actualmente el 70% de los caudales máximos que empleamos para nuestra operación son utilizados en más de una central de generación eléctrica perteneciente a la Compañía, permitiendo así una mayor eficiencia energética en el uso de los recursos hídricos.

Por otro lado, el 20% de los caudales que no están en serie hidráulica corresponden a aguas de riego que también son aprovechadas para generar energía, y que posteriormente son entregadas íntegramente a los regantes. Un ejemplo de esto son las centrales Chiburgo (19 MW) y San Clemente (5,5 MW), las que reutilizan aguas que son entregadas por las centrales Colbún y Machicura a las comunidades y regantes de esta zona.

En esta línea, la Compañía ha desarrollado un trabajo cercano y comprometido con las distintas asociaciones de riego, de modo de identificar y fomentar las medidas que permitan minimizar pérdidas y maximizar el aprovechamiento de los recursos hídricos. Prueba de ello es el trabajo conjunto desarrollado con la Asociación de Regantes del Maule Sur, el cual nos ha permitido formular un convenio donde los ahorros de agua que logran los agricultores son pagados por Colbún, maximizando la generación de energía en la cuenca, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero del sistema y creando valor compartido para nuestros vecinos.

Asimismo, la medición y reporte oficial de nuestra huella del agua a instituciones internacionales es un aspecto importante para la Compañía, siendo Colbún la primera empresa en Chile en reportar oficialmente su huella del agua al Water Disclosure Project en 2011, y habiendo actualizado este reporte el año 2012.

Compromiso con el Cambio Climático

Conscientes que el cambio climático es uno de los grandes desafíos globales, durante 2012 en Colbún continuamos desarrollando e implementando medidas concretas de adaptación y mitigación al cambio climático:

La Compañía ha desarrollado un trabajo cercano y comprometido con las distintas asociaciones de riego, de modo de identificar y fomentar las medidas que permitan minimizar pérdidas y maximizar el aprovechamiento de los recursos hídricos.

- Emisión de más de 152 mil bonos de carbono certificados por las Naciones Unidas, asociados a la operación de la central hidroeléctrica de pasada Hornitos entre los años 2008 y 2009. De esta manera, esta central se convirtió en el tercer proyecto hidroeléctrico en Chile en emitir certificados de reducción de emisiones de CO₂ (CERs, por sus siglas en inglés).

- Emisión de más de 178 mil bonos de carbono voluntarios, verificados bajo el estándar ISO 14.064 y asociados a la operación de la central hidroeléctrica de pasada Chacabuquito, los que serán utilizados por el Banco Mundial para su Programa Carbono Neutral en sus oficinas alrededor de los más de 130 países donde tiene presencia. Estos créditos se suman a los más de 350 mil bonos de carbono voluntarios emitidos en 2011 bajo el Verified Carbon Standard (VCS), asociados a la operación de las centrales Quilleco y Hornitos previo a su registro Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) del Protocolo de Kioto.

- Al igual que años anteriores, medimos y reportamos públicamente al Carbon Disclosure Project (CDP) la huella de carbono corporativa del año 2011, cubriendo los alcances 1, 2 y 3, además de efectuar la correspondiente verificación externa por la empresa auditora Ernst & Young. El reporte de Colbún fue reconocido por el CDP como uno de los 10 mejores de Sudamérica.

- Producto de la firma de un acuerdo con la productora del festival Lollapalooza, aportamos los bonos de

carbono necesarios para neutralizar y compensar las emisiones de GEI, permitiendo que esta iniciativa cultural sea la primera en Sudamérica en ser carbono neutral. Los bonos de carbono voluntarios utilizados se asocian a la operación de la central hidroeléctrica de pasada Quilleco, ubicada en la Región del Biobío, la cual se encuentra certificada por las Naciones Unidas y el Verified Carbon Standard (VCS). Además de esto, Colbún apoyó la neutralización de los encuentros de socios de Acción RSE, pabellones internacionales de PRO Chile y otras actividades que neutralizaron sus emisiones de gases de efecto invernadero.

- Utilizando los créditos voluntarios de Quilleco, neutralizamos las emisiones de las oficinas corporativas de Colbún del año 2011, asociadas al uso de vehículos de propiedad de la compañía, compras de energía eléctrica, traslado de trabajadores desde sus hogares a las oficinas, viajes aéreos y otros. Por medio de esta gestión, hoy somos la primera empresa eléctrica en Chile en contar con oficinas corporativas carbono neutral.

- En suma, durante el año 2012 nuestras centrales registradas ante el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) – Chacabuquito, Hornitos, Quilleco y San Clemente –, que están acreditadas ante las Naciones Unidas por su capacidad de mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero, generaron una reducción de aproximadamente 330 mil toneladas de CO₂e, equivalente a retirar de circulación a más de 80 mil automóviles.



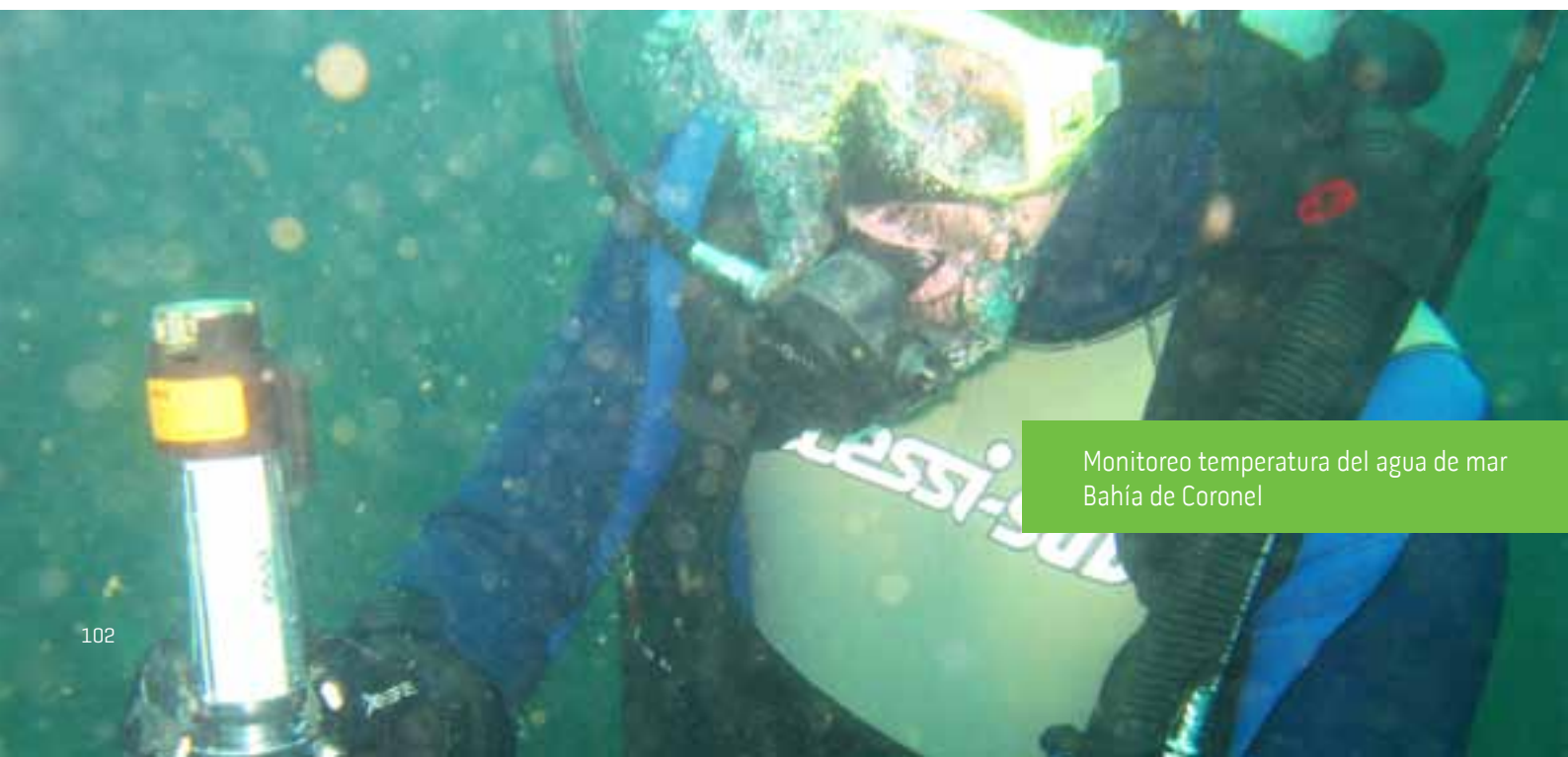
- Todo lo anterior, sumado a la gestión que Colbún realiza para maximizar gestión de las cuencas, así como el mantenimiento de un balance entre la generación de energía térmica e hidráulica, nos llevaron en 2012 a ser reconocidos con el primer lugar en “Innovación en la Gestión de la Huella de Carbono” (Cámara Chileno Británica de Comercio), y como una de las 10 “Empresas Mejor Preparadas para Enfrentar el Cambio Climático” (Fundación Chile - revista Capital).

- Por último, a fines de 2012 se lanzó oficialmente la herramienta web Huellypyme.cl, la cual permite acercar y facilitar el cálculo de la huella de carbono a las pymes de nuestro país, de modo que ésta sea una gestión amigable, gratis y confidencial. Este portal es el resultado de un trabajo asociativo realizado por 6 empresas que forman parte del Comité de Medio Ambiente de Acción RSE (entre ellas Colbún), y que fue patrocinado por el Ministerio de Medio Ambiente.

Estos logros, además de poner en evidencia el espíritu innovador y nuestra preocupación por el cambio climático, demuestran que el desarrollo sustentable y la medición de la huella de carbono pueden traducirse en resultados económicos al ser incorporados al negocio de la Compañía.

Estudiando el medio ambiente a nuestro alrededor

El estudio de los ecosistemas fluviales es un importante pilar de nuestras operaciones. En este aspecto, hemos desarrollado e implementado planes de manejo de la fauna íctica en distintos proyectos, los que consideran un completo monitoreo de calidad del agua y biota acuática, y otros estudios diseñados a la medida de cada proyecto. Así, el proyecto San Pedro ha sido pionero, incorporando estudios sobre el potencial de cultivo de peces nativos y sobre los patrones de desplazamiento de las poblaciones ícticas en categoría de conservación, utilizando técnicas de marcaje, telemetría y análisis genéticos en 35 estaciones de monitoreo. Por su parte, el proyecto Angostura ha considerado un completo monitoreo, tanto del área del futuro embalse como de los cinco tributarios cercanos, con 27 estaciones de monitoreo durante un período de casi dos años. La información con que contamos hoy nos permiten priorizar las zonas de la cuenca más aptas para ser utilizadas como receptoras de peces traslocados y también enfocar nuestros esfuerzos hacia el resguardo de dichas áreas con fines de conservación. En el Alto Maule, se han desarrollado 11 campañas estacionales de línea base de bio-



Monitoreo temperatura del agua de mar Bahía de Coronel

ta acuática y calidad del agua, desde el 2007 a la fecha, incluyendo a los ríos Guaiquivilo, Melado y sus tributarios.

Respecto al conocimiento de la dinámica de los ecosistemas marinos, nuestro Complejo Termoeléctrico Santa María de Coronel ha considerado el monitoreo continuo del agua de mar utilizada en el proceso industrial, así como el muestreo estacional de variables oceanográficas físicas, el análisis físico-químico de la columna de agua y la descripción de las comunidades biológicas en cinco puntos de la bahía de Coronel. Junto a lo anterior, desde enero 2010 se desarrolla en forma voluntaria, y en conjunto con la Facultad de Oceanografía de la Universidad de Concepción, un monitoreo continuo de temperatura del agua de mar en la misma bahía y entorno de nuestras instalaciones, a través de 36 sensores térmicos.

La cobertura vegetal es uno de los atributos claves en la conformación de los hábitats para las especies de biota terrestre y por tanto tiene una importancia en los entornos de nuestros proyectos y operaciones, muchas veces remotos o poco industrializados. Es así, como en los proyectos más recientes se realiza recolección de semillas en las mismas áreas de corta o en lugares inmediatamente aledaños, con la finalidad de garantizar que la composición genética se mantenga. Durante el año 2012 se realizaron plantaciones con especies en estado de conservación en la Región de Valparaíso y del Biobío, con el apoyo de entidades de investigación reconocidas como lo son el Instituto Forestal y el Jardín Botánico de Viña del Mar.

Por último, es importante destacar la cada vez mayor necesidad de incluir el patrimonio social y cultural como uno más de los atributos del medio

Hemos desarrollado e implementado planes de manejo de la fauna íctica en distintos proyectos, los que consideran un completo monitoreo de calidad del agua y biota acuática, y otros estudios diseñados a la medida de cada proyecto.



BRITCHAM, 1^{er} lugar en Ranking de Innovación en Gestión de la Huella de Carbono

ambiente a nuestro alrededor. Un ejemplo novedoso de esto fue el estudio “Enfoque y Metodología desde la Cosmovisión Mapuche para Relevar y Proteger el Patrimonio Cultural en Áreas de Presencia Indígena”, desarrollado por la Corporación Lonko-Kilapang en el marco del proyecto Angostura. Éste define una metodología participativa desde la cosmovisión Mapuche, que podrá servir como guía a titulares de proyectos respecto de la forma en que debe ser relevado y protegido el patrimonio cultural indígena. Esta herramienta fue aplicada al caso particular del proyecto Angostura, permitiendo identificar, de manera más objetiva, los sitios de significación cultural del área circundante y a su vez, proponiendo medidas de conservación en el tiempo de dicho patrimonio intangible.

Implementando compromisos ambientales en nuestros proyectos en construcción e instalaciones

Para Colbún, el asegurar el cumplimiento de sus compromisos ambientales y legales ha sido, es y será siempre parte de nuestras tareas diarias. Es así que durante el 2012, se despacharon a las autoridades Ambientales y Sectoriales más de 130 informes de monitoreo, seguimiento y/o cumplimiento de compromisos y medidas de carácter ambiental/legal. Si a lo anterior se suma el hecho que no recibimos observaciones mayores a estos

reportes, así como tampoco fuimos multados o sancionados por materias ambientales, se concluye que hemos sido exitosos en el cumplimiento de nuestras obligaciones.

Una herramienta que nos ayudó a lograr este objetivo, fueron las auditorías ambientales independientes efectuadas por terceros durante la etapa de construcción de los proyectos, a fin de asegurar el estricto cumplimiento de los compromisos contenidos en las Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA) y el marco legal ambiental aplicable, asegurándonos que sus resultados lleguen en forma clara y oportuna a la autoridad competente. Durante el 2012 se ha continuado con la realización de cinco auditorías a todos los proyectos en construcción de la compañía con visitas mensuales a terreno de los auditores. Destacan particularmente la auditoría social del proyecto Angostura, única en su género y enfocada a seguir de cerca el avance de todo el plan de manejo social y humano del proyecto Angostura y la auditoría ambiental de la línea de transmisión Angostura y la subestación eléctrica Mulchén, siendo esta de carácter voluntario y adicional a lo comprometido en las respectivas RCA's.

El Complejo Santa María de Coronel considera, dentro de sus compromisos ambientales, la implementación



Nueva Central Térmica Hospital de Coronel



Central Hidroeléctrica Canutillar

de un Plan de Compensación de Material Particulado (MP) que permita compensar la emisión de este contaminante a la atmósfera durante la etapa de operación de la instalación (un total de 946 ton/año correspondiente a las dos unidades del Complejo). Durante el año 2012 Colbún logró consensuar y aprobar con la autoridad ambiental un Plan de Compensación conformado por ocho medidas que suman una cifra mayor a 1.000 ton/año, entre las que se cuentan la instalación de equipos de abatimiento de emisiones en fuentes importantes de emisión del Gran Concepción y la eliminación y/o reemplazo de calderas de baja eficiencia en plantas industriales cercanas. Sin perjuicio de ello, las medidas de mayor relevancia que conforman nuestro plan, por su fuerte impacto social y beneficios directos en la salud de la comunidad, fueron el reemplazo de 1.000 estufas a leña por estufas modernas de baja emisión en la comuna de Coronel, y la habilitación de nuevas calderas en los hospitales de Coronel y Lota. Ambas actividades fueron desarrolladas en el segundo semestre del año con resultados tremendamente exitosos para nuestra compañía.

Toda intervención a las formaciones vegetales debe ser devuelta al medio ambiente a través de plantaciones forestales en igual o mayor superficie. Es por ello que en 2012 se plantaron un total de 95,5 hectáreas de especies nativas y 6,8 hectáreas de especies exóticas (pino y eucalipto). Además, se presentaron a aprobación en CONAF un total de 65 Planes de Manejo Forestales, para un total de 144,4 hectáreas de corta y reforestación, asociados a nuestros proyectos en construcción. Por otro lado, toda plantación realizada por la empresa es monitoreada constantemente para analizar el nivel de prendimiento y establecimiento. Para ello, se realizan actividades de riego, replante y fertilización, hasta garantizar la sobrevivencia de las plantaciones en el tiempo. A modo de ejemplo de las acciones antes indicadas, cabe destacar que en una zona de suelos erosionados del sector de Yumbel (Región del Biobío), donde los lugareños enfrentan una compleja realidad por la baja productividad de los suelos, la empresa, además de cumplir con el compromiso legal de devolver al medioambiente la superficie de bosque cortada por la construcción del proyecto Angostura, se han establecido plantaciones con Quillay (especie nativa), generando así futuros insumos para la producción melífera y de extractos a partir del compuesto activo Saponina, para la industria farmacéutica y cosmética.

05/

COMUNIDAD Y SOCIEDAD

Con nuestra **Comunidad y Sociedad** procuramos aportar valor a nuestro negocio, generando **Capital de Confianza** con las personas, organizaciones y autoridades que componen nuestras comunidades vecinas. Para esto generamos proyectos que contribuyan al **Desarrollo Local** de largo plazo.

De este modo nos comprometemos a:

- Construir y mantener relaciones asociativas y participativas con la comunidad en base al diálogo transparente y colaborativo. Para esto desarrollamos diversas instancias de comuni-

cación y fortalecemos el liderazgo de los miembros de la comunidad con el fin de Generar relaciones permanentes basadas en la Confianza.

- Promover el desarrollo de la economía local por medio de la inversión en nuestras centrales y proyectos de infraestructura eléctrica. Para esto potenciaremos el empleo local y apoyaremos a proveedores locales para que se incorporen a nuestra cadena de valor. Nuestro fin es Generar Oportunidades, maximizando la inversión en las localidades de las cuales somos parte.



Portal de Bienvenida Panguipulli

- Impulsar colaborativamente el desarrollo de la comunidad por medio de proyectos innovadores y sostenibles de impacto social, vinculados al fomento productivo, la educación y la promoción del deporte. Nuestro fin es Generar calidad de vida hoy y para el Futuro.

En este ámbito cabe destacar que en septiembre de 2012, la XLVI Asamblea Anual de Asociados de la Corporación Industrial para el Desarrollo Regional del Biobío (CIDERE), otorgó el premio "CIDERE BIOBIO: Responsabilidad Social Corporativa" a Colbún. Este premio se explica por el especial énfasis que la Compañía ha puesto en implementar modelos basados en los principios de Responsabilidad Social para generar valor compartido en las comunidades donde se insertan, que en la Región del Biobío abarca las centrales Los Pinos, Rucúe-Quilleco, Santa María I y su proyecto Central Hidroeléctrica Angostura.

A continuación destacamos las iniciativas más relevantes que se realizaron durante el año 2012.

Complejo Hidroeléctrico Colbún - Región del Maule

El complejo Colbún agrupa la operación de 5 centrales hidroeléctricas, que se ubican en tres comunas: Colbún, Yervas Buenas y San Clemente.

En el ámbito de "Generando Confianza", cabe destacar las más de 5.000 visitas a la Casa de la Energía. Este es un centro interactivo abierto al público destinado

a generar confianza y cercanía entre la empresa y la comunidad, sobre la base de explicar la industria eléctrica y quiénes somos y que hacemos, de manera entretenida y didáctica. Otra iniciativa para acercarnos más a nuestros vecinos del Maule fue continuar con la distribución del boletín "Más Energía" el que al igual que en otras localidades, nos ha permitido no sólo difundir noticias de la empresa, sino también transmitir información y noticias a la comunidad de su propio interés. Durante el año 2012 repartimos 2 ediciones del boletín con más de 4.000 ejemplares cada una.

En el ámbito "Generando Futuro", destaca el aporte a la reconstrucción del Liceo Marta Donoso Espejo, uno de los liceos emblemáticos de Talca, cuyo internado recibe aproximadamente 200 alumnas de los sectores rurales de la zona. Nuestro aporte está destinado a la construcción y equipamiento de una biblioteca, laboratorios y talleres del más alto estándar nacional, lo cual lleva más de 80% de avance. En temas de educación, gracias a un convenio entre la Compañía, la Universidad de Talca y la Municipalidad de Colbún, se inauguró una moderna unidad de riego en el Liceo Ignacio Carrera Pinto. Asimismo se realizó el lanzamiento oficial de la especialidad de Riego Tecnificado en el liceo. Finalmente, se realizó la entrega oficial del Manual Docente de Educación para el Desarrollo Sustentable a 13 colegios municipales de la comuna de Santa Clemente, como una herramienta para que los profesores introduzcan la educación ambiental en sus clases.

Nos comprometemos a impulsar colaborativamente el desarrollo de la comunidad por medio de proyectos innovadores y sostenibles de impacto social, vinculados al fomento productivo, la educación y la promoción del deporte.

Central Santa María I - Región del Biobío

En la comuna de Coronel hemos desarrollado nuestra primera central térmica a carbón, Santa María I, la cual entró en operaciones en agosto de 2012.

En el ámbito “Generando Confianza”, se continuó desarrollando la Mesa de Trabajo por el Desarrollo del sector sur de Coronel, que agrupa a 13 juntas de vecinos de la zona. Además, se distribuyó nuestro boletín “Más Energía” por cuarto año consecutivo, el cual tiene por objetivo informar y educar a la comunidad sobre la central Santa María I y otras noticias de la comuna. Durante el año se distribuyeron 3 ediciones, con un total de 18.000 ejemplares. También vale destacar los proyectos con los Fondos de Desarrollo Social que se lanzaron en 2009, y que culminaron su desarrollo en 2012. Gracias a éstos se pudieron implementar diversos proyectos comunitarios relacionados con el mejoramiento de espacios públicos, la construcción y/o remodelación de infraestructura comunitaria, actividades de formación, capacitación de dirigentes vecinales, entre otros, beneficiando a la fecha a más de 2.800 personas.

En el ámbito “Generando Oportunidades”, con el fin de impulsar la contratación local, se siguieron realizando programas de capacitación en oficios de alta empleabilidad, capacitando durante el año 2012 alrededor de 50 personas.

En el ámbito “Generando Futuro”, se firmó un convenio de Responsabilidad Social Empresarial con la Municipalidad de Coronel, focalizado en fortalecer la educación de la comuna. El convenio integra el mejoramiento de la infraestructura de tres escuelas municipales, la implementación de bibliotecas comunitarias en ellas, la asistencia técnica en lenguaje, mate-

máticas y gestión escolar, y un proyecto de innovación metodológica de ciencias llamado “Energía y Medio Ambiente”. También cabe mencionar los aproximadamente 700 emprendedores que fueron capacitados durante el año 2012 en los Centros de Emprendimiento de Concepción y Coronel, que implementamos en alianza con la ONG Acción Emprendedora.

Proyecto Angostura - Región del Biobío

El proyecto hidroeléctrica Angostura se está construyendo en la confluencia del río Biobío y el río Huequecura en la Región del Biobío. Las dos comunas que rodean las obras del proyecto son Quilaco y Santa Bárbara. El proyecto Angostura contempla la creación de un embalse de 641 hectáreas



Ceremonia de Cierre Fondos de Desarrollo Social Coronel



Inauguración Centro de Emprendimiento Santa Bárbara


Desde un comienzo, la principal preocupación de Colbún ha sido procurar un plan de reasentamiento individual que tome en cuenta las particularidades de cada núcleo familiar.

en comparación a la superficie actual del río que es de 180 hectáreas. Esto último requiere el reasentamiento de 46 familias que viven en el área del futuro embalse. Este proceso, que tiene múltiples desafíos, se inició hace años y continuó durante 2012. Al cierre de este año, 36 familias se encontraban habitando sus nuevas viviendas y otras 6 familias en la etapa de construcción de sus nuevas casas. Desde un comienzo, la principal preocupación de Colbún ha sido procurar un plan de reasentamiento individual que tome en cuenta las particularidades de cada núcleo familiar. También, ha sido primordial acompañar a las familias en cada etapa del proceso con el apoyo de expertos en el ámbito psicológico, social y de emprendimiento para fortalecer su reinserción en la nueva ubicación.

En el ámbito “Generando Confianza”, se puede mencionar la continuidad de 3 mesas de trabajo; la Mesa de Turismo Angostura, la Mesa Santa Bárbara y la Mesa Quilaco. En este mismo ámbito, también se puede mencionar la distribución de nuestro Boletín “Más Energía”, que al igual que en otras localidades, nos ha permitido acercarnos más a la comunidad, entregando información sobre nuestro proyecto hidroeléctrico y otras noticias de la zona. Durante el año 2012 repartimos 3 ediciones del boletín con más de 2.000 ejemplares cada una.

En el ámbito “Generando Oportunidades”, cabe destacar que en el proyecto Angostura, desde el inicio de su construcción a cierre de 2012, un promedio de 37,4% de sus trabajadores se han contratado de las zonas de Santa Bárbara y Quilaco. Justamente con el fin de maximizar la contratación local, se han realizado distintos programas de capacitación, alcanzando durante el 2012 la certificación de 242 trabajadores.

En el ámbito “Generando Futuro”, destaca la inauguración del primer Centro de Emprendimiento de las comunas de Santa Bárbara y Quilaco. Este centro, en alianza con la ONG Acción Emprendedora, está destinado a capacitar y potencia a los micro y pequeños empresarios de ambas comunas. Esta iniciativa se suma al programa “Energía para Emprendedores” lanzado en 2011, cuyo objetivo es detectar, capacitar y guiar emprendedores de la zona para que puedan desarrollar o potenciar sus ideas de negocio. También durante el año se continuó avanzando en diversas otras iniciativas, como la Escuela de Los Notros y el Polideportivo en Santa Bárbara, y el Centro Cultural en Quilaco.

An aerial photograph of Panguipulli, Chile, showing a large, calm blue lake in the foreground. The lake is surrounded by a mix of green fields, forests, and small settlements. In the distance, rolling hills are visible under a clear blue sky. The foreground shows a paved area with some buildings and a small structure near the water's edge.

Cabe destacar la inauguración del Centro de Información Turística de Los Lagos, que cuenta con un auditorio, sistema de calefacción, oficinas y servicios, estacionamientos y un hall de recepción e información.

Proyecto San Pedro – Región de los Ríos

El proyecto hidroeléctrico San Pedro se emplaza en el río del mismo nombre, 14 km aproximadamente aguas abajo del lago Riñihue en la Región de Los Ríos. Las dos comunas vecinas al proyecto son Panguipulli y Los Lagos. Durante 2012, continuó la ejecución de la campaña de prospecciones y estudios de terreno iniciada a principios del 2011. Al cierre del año, se estaban consolidando todos los resultados para determinar si serían necesario estudios adicionales y definir las adecuaciones requeridas a las obras civiles dada la información recabada a la fecha.

Pese a que la construcción del proyecto se encuentra detenida, la empresa continuó con la ejecución de las medidas de compensación contempladas en su respectiva Resolución de Calificación Ambiental. Es así como durante el año 2012 se inauguraron, entre otras obras, el Terminal de Buses de Los Lagos, el Centro de Información Turística de Los Lagos y el Portal de Bienvenida de Panguipulli. Estas compensaciones buscan distinguir a las comunas y entregar mayor valor turístico a la zona.

Otras centrales en operación

En todas nuestras centrales en operación se realizan reuniones periódicas con vecinos y autoridades, y se coordinan con ellos y con colegios visitas a las instalaciones.

Cabe destacar nuestra alianza con la Universidad Tecnológica INACAP desde el año 2008, con quien hemos implementado diversos Programas de Formación Complementaria (FORCOM) en liceos municipales de comunas donde operan nuestras centrales. Estos programas buscan apoyar el ingreso de alumnos de Enseñanza Media al mundo laboral, entregándoles herramientas de empleabilidad en distintos oficios. Durante el año 2012 se dictaron los siguientes cursos: Asistente de Instalaciones Eléctricas Domiciliarias; Armado y Configuración de Computadores y Manejo de Ofimática; y Asistente Administrativo con Manejo de Ofimática. Durante este periodo, fueron beneficiados aproximadamente 280 alumnos de los Liceos Municipales de Quillota, Los Andes, San Esteban, Curacaví, Codegua, Colbún, Yerbas Buenas, Quilleco, Canteras, Antuco, Valdivia y Cochamó. También en este ámbito, se pueden mencionar iniciativas transversales tales como programas de educación en reciclaje, construcción de sedes vecinales, aportes a Compañías de Bomberos, mejoramiento de infraestructura educativa y deportiva, entre otras.

06/

CONTRATISTAS Y PROVEEDORES

Con nuestros **Contratistas y Proveedores** nos comprometemos al **Traspaso de Buenas Prácticas** hacia ellos, buscando promover altos estándares de seguridad, calidad, medioambientales y sociales, apoyándolos en su crecimiento y desarrollo. Esto nos permitirá alcanzar la **Excelencia en toda nuestra Cadena de Valor**.



Central Hidroeléctrica Los Quilos

Colbún fomenta la contratación de pequeñas y medianas empresas locales para procesos logísticos de apoyo a nuestras instalaciones, en temas de seguridad, aseo, mantención de áreas verdes, entre otros.

Uno de los pilares de la Política de Proveedores de la Compañía es la búsqueda de relaciones que generen valor compartido de largo plazo. En este sentido, estamos comprometidos con la promoción, fortalecimiento y desarrollo de nuestros proveedores y contratistas, a fin de ampliar sus oportunidades de negocio.

Trabajamos para ser sostenibles, enfatizando el traspaso de prácticas de seguridad, calidad, cuidado del medio ambiente y responsabilidad social a nuestros contratistas, subcontratistas y/o proveedores. Así-

mismo, promovemos la contratación de contratistas y proveedores de las localidades y regiones donde se encuentran nuestras instalaciones y proyectos, con el fin de fortalecer el desarrollo local.

Respecto a sus contratistas, Colbún ha buscado normalizar y simplificar su proceso de registro y clasificación, de manera que este se realice en forma rápida, confiable y facilite su actualización. Por esta razón, la Compañía se ha adherido al Sistema de Registro Integral de Contratistas RePro de Achilles Chile, permitiendo



tomar decisiones de compra con contratistas validados y que cumplan con los estándares esperados.

Respecto a nuestros proveedores y al apoyo a la pequeña y mediana empresa, hemos desarrollado y mantenido una serie de medidas orientadas al desarrollo y fortalecimiento de ellos. Entre ellos, cabe mencionar la mantención del sello Propyme, iniciativa gubernamental que busca comprometer a las empresas a pagar, en un plazo máximo de 30 días a partir de la fecha de recepción del documento, a todos sus pequeños y medianos proveedores. También se destaca la adopción de la facturación electrónica, sistema que permite una recepción y proceso más expedito de los documentos de pago que nuestros proveedores generen en forma electrónica a través de las facilidades que ofrece el sitio del Servicio de Impuestos Internos (SII), así acelerando el proceso de pago a ellos. Finalmente, Colbún fomenta la contratación de pequeñas y medianas empresas locales para procesos logísticos de apoyo a nuestras instalaciones, en temas de seguridad, aseo, mantención de áreas verdes, entre otros.



Central Termoeléctrica Los Pinos

07/

CLIENTES Y SUMINISTRADORES

Con nuestros **Clientes y Suministradores** de energías primarias nos comprometemos a compartir nuestros análisis e información de las principales tendencias en relación al mercado de la generación eléctrica, de manera de que cada parte de esta cadena de transformación de energía primaria en energía eléctrica, pueda

tomar mejores decisiones. Además nos comprometemos a entregar a nuestros clientes un **Suministro de Energía Eléctrica Seguro**, competitivo y sustentable. De esta manera, buscamos generar **Relaciones de Largo Plazo**, transparentes y estratégicas con nuestros clientes y suministradores de energías primarias.

En Colbún somos transformadores de energías primarias (combustibles y agua) en energía eléctrica. En ambos extremos de este proceso de transformación están nuestros suministradores de energías primarias y nuestros clientes.

Queremos que nuestros clientes reciban el mejor servicio de generación y suministro de energía, incorporando los mejores estándares de seguridad, calidad de servicio, competitividad y estándares sociales y medioambientales. En la entrega de este servicio queremos compartir con ellos la dinámica de las variables asociadas a la transformación de energías prima-

rias en energía eléctrica (precios y disponibilidad de los combustibles, tecnologías, variabilidad hidrológica, eventos socio-políticos, entre otros).

Queremos que nuestros suministradores de energías primarias comprendan la relevancia de su producto en la cadena de valor de generación de la energía eléctrica que alimenta el desarrollo de nuestro país. Buscamos tener con ellos una relación cercana y de largo plazo, para que entiendan nuestras necesidades de suministro de combustible y estén continuamente informados de la situación operacional de nuestras centrales y del mercado donde operamos.



Bahía de Coronel

INFORMACIÓN DE CARÁCTER GENERAL



01/

DOCUMENTOS E INFORMACIÓN CONSTITUTIVA

La constitución de Colbún S.A., originalmente instituida bajo el nombre de Empresa Eléctrica Colbún Machicura S.A., consta en la escritura pública de fecha 30 de abril de 1986, otorgada ante el Notario Público de Santiago don Mario Baros Gonzalez, cuyo extracto fue inscrito en el Registro de Comercio de Talca del

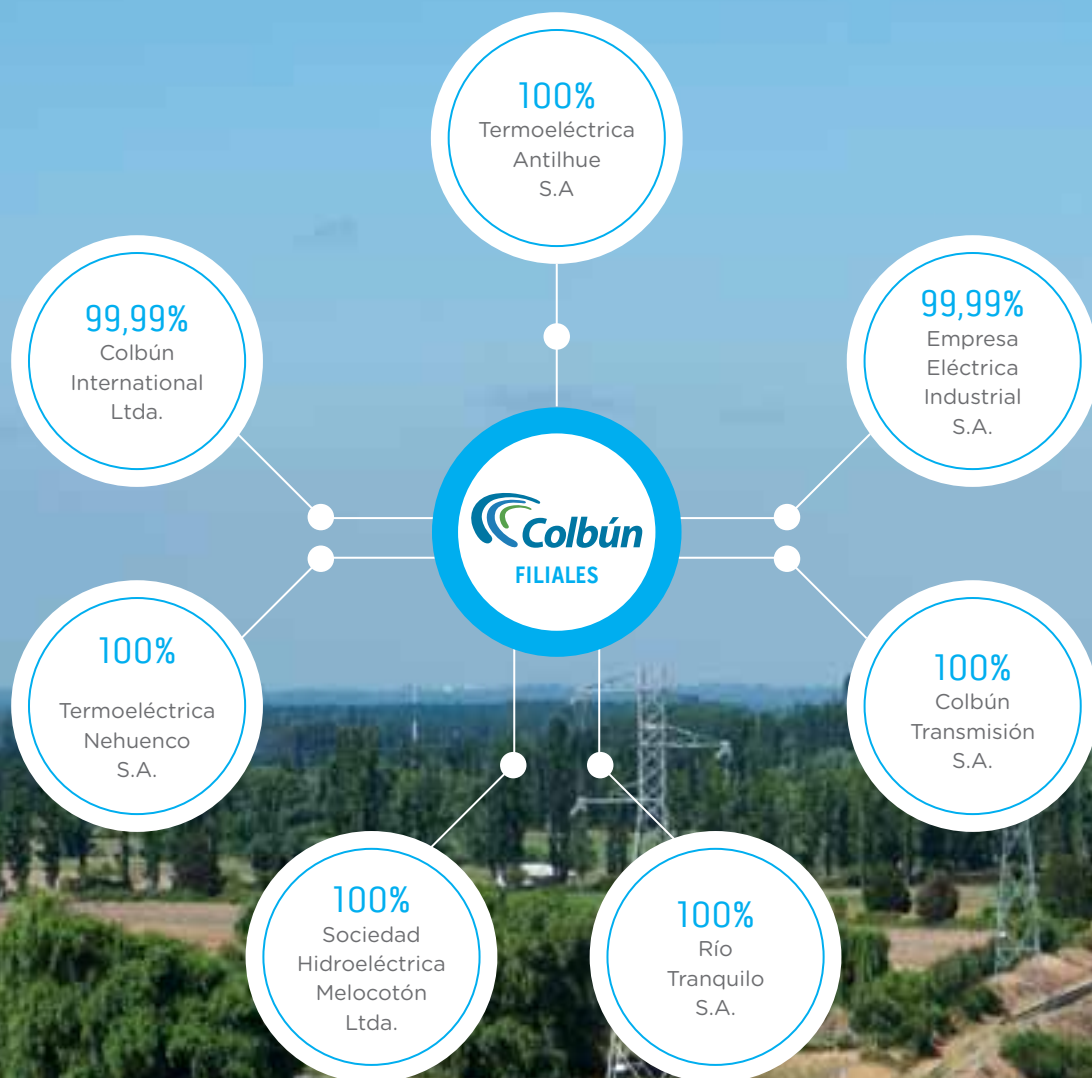
mismo año, a fojas 86 vuelta número 86, y publicado en el Diario Oficial N° 32.484, del 31 de mayo de 1986. Actualmente, luego de la modificación del domicilio y la razón social, Colbún S.A. se encuentra inscrita en el Registro de Comercio de Santiago a fojas 12.773 número 10.265 del año 1999.

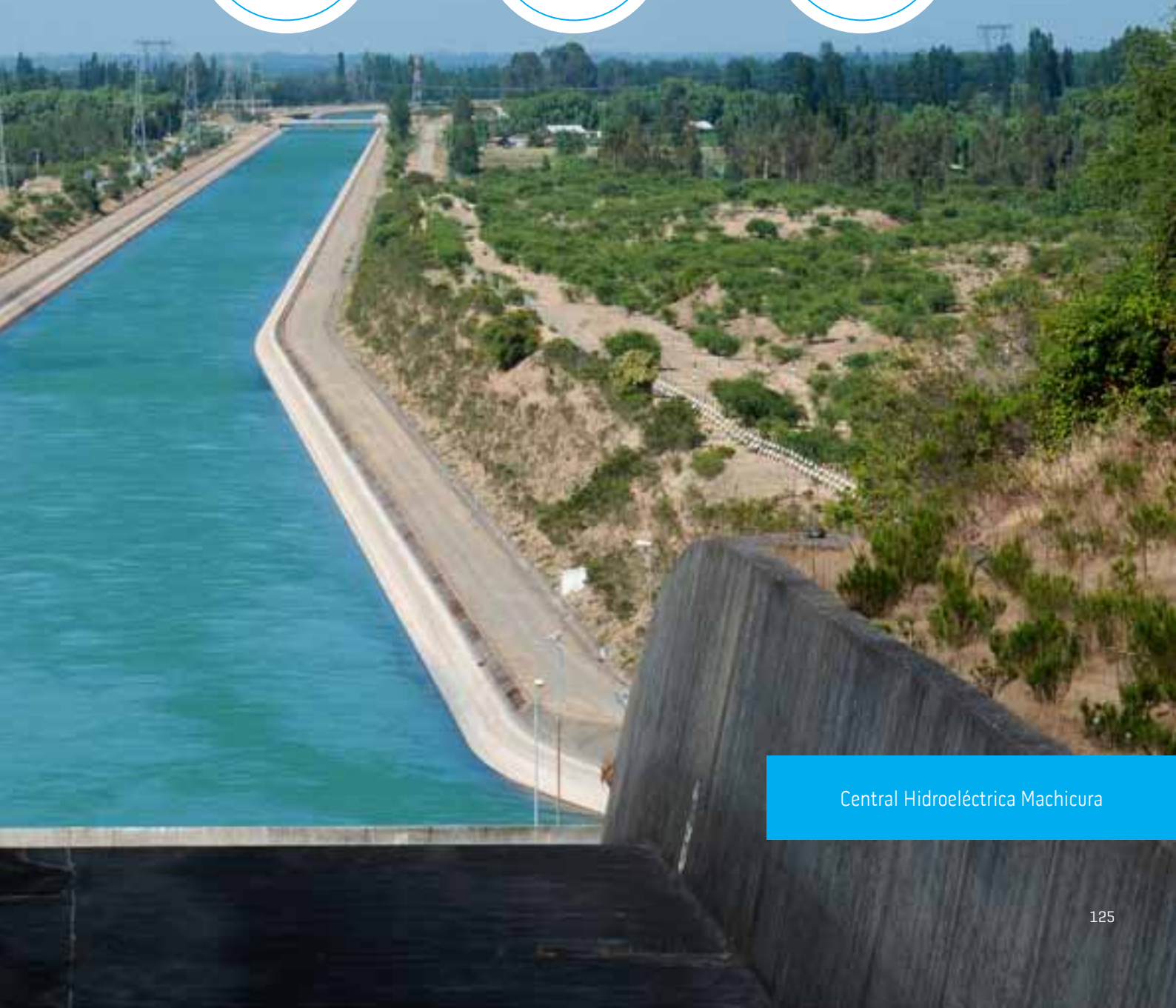
Identificación de la Sociedad

Razón Social:	Colbún S.A.
Rol Único Tributario:	96.505.760-9
Tipo De Entidad:	Sociedad Anónima Abierta
Inscripción en el Registro de Valores:	N° 0295.
Audidores Externos:	Ernst & Young Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías Limitada
Dirección:	Av. Apoquindo 4775, piso 11, Stgo.
Teléfono:	(56 2) 2460 4000
Fax:	(56 2) 2460 4005
Sitio Web:	http://www.colbun.cl

Central Hidroeléctrica Rucúe

Estructura de la Propiedad





Central Hidroeléctrica Machicura

Empresas Filiales

Razón Social y naturaleza jurídica	Objeto Social	Datos Generales
TERMOELÉCTRICA ANTILHUE S.A.	Generación, transporte, transformación, distribución, suministro o comercialización de energía eléctrica y administración u operación de instalaciones eléctricas.	Sociedad Anónima Cerrada. Constituida con fecha 14 de diciembre 2007. Propietaria de la central termoeléctrica Antilhue.
EMPRESA ELÉCTRICA INDUSTRIAL S.A.	Producción, transporte, distribución, suministro o comercialización de energía eléctrica y administración u operación de instalaciones eléctricas.	Sociedad Anónima Cerrada. Constituida con fecha 31 de diciembre de 1997. Propietaria de la central hidroeléctrica Carena.
TERMOELÉCTRICA NEHUENCO S.A.	Producción, transporte, distribución, suministro o comercialización de energía eléctrica y administración u operación de instalaciones eléctricas.	Sociedad Anónima Cerrada. Constituida con fecha 13 de abril de 2006. Encargada de la operación de las centrales que conforman el complejo termoeléctrico Nehuenco, ubicado en la comuna de Quillota, V Región, y de la central termoeléctrica Candelaria, ubicada en la comuna de Mostazal, VI Región.
COLBÚN INTERNATIONAL LIMITED	Apoyar la optimización de los eventuales negocios internacionales que desarrolle la compañía.	Sociedad de Responsabilidad Limitada Constituida con fecha 3 de julio de 2001 en la ciudad de George Town, Grand Cayman, bajo las leyes de las Islas Cayman.
HIDROELÉCTRICA MELOCOTÓN LTDA.	Realizar estudios de prefactibilidad y desarrollar proyectos de centrales hidroeléctricas y operación de éstas.	Sociedad de Responsabilidad Limitada. Constituida con fecha 1 de julio de 1980. Esta sociedad, si bien no tiene en la actualidad actividades operativas cuenta con derechos de aprovechamiento de aguas para desarrollar proyectos hidroeléctricos.
RÍO TRANQUILO S.A.	Generación, transporte, distribución, compra y venta de potencia y energía eléctrica.	Sociedad Anónima Cerrada. Constituida con fecha 20 de mayo de 2005. Propietaria de la central hidroeléctrica Hornitos.
COLBÚN TRANSMISIÓN S.A.	Transmisión de energía eléctrica; comercialización de capacidad de transporte y transformación de electricidad; administración y operación de instalaciones eléctricas de transmisión y prestación de servicios relacionados con su objeto social.	Sociedad Anónima Cerrada. Constituida con fecha 28 de junio de 2012. Colbún S.A. es propietaria del 99% de las acciones.

Nota: Durante el ejercicio 2012 se creó la Sociedad Colbún Transmisión S.A., y se produjo la disolución por fusión impropia en Colbún S.A. de las sociedades Sociedad Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A., Obras y Desarrollo S.A. e Hidroeléctrica Aconcagua S.A.

	Patrimonio (MUS\$)	Utilidad (pérdida) (MUS\$)	Particip. Directa e Indirecta	Presidente	Gerente General	Directorio
	23.203	(899)	100%	Luis Felipe Gazitúa A., Director de Colbún S.A.	Cristián Morales J., Gerente División Finanzas y Administración de Colbún S.A.	Luis F. Gazitúa A. Director de Colbún S.A. Ignacio Cruz Z., Gerente General de Colbún S.A. Juan Eduardo Vásquez M., Gerente División Negocios y Gestión de Energía de Colbún S.A.
	4.327	(1.172)	99,99%	Luis Felipe Gazitúa A., Director de Colbún S.A.	Cristián Morales J., Gerente División Finanzas y Administración de Colbún S.A.	Luis F. Gazitúa A. Director de Colbún S.A. Ignacio Cruz Z., Gerente General de Colbún S.A. Juan Eduardo Vásquez M., Gerente División Negocios y Gestión de Energía de Colbún S.A.
	(17.392)	(3.110)	100%	Luis Felipe Gazitúa A., Director de Colbún S.A.	Cristián Morales J., Gerente División Finanzas y Administración de Colbún S.A.	Luis F. Gazitúa A. Director de Colbún S.A. Ignacio Cruz Z., Gerente General de Colbún S.A. Juan Eduardo Vásquez M., Gerente División Negocios y Gestión de Energía de Colbún S.A.
	510	(17)	99,99%	Representante Legal: Bernardo Larraín M., Presidente Directorio de Colbún S.A.		
	(2.812)	(3.343)	100%	Representante Legal: Ignacio Cruz Z., Gerente General de Colbún S.A.		
	71.019	6.498	100%	Luis Felipe Gazitúa A., Director de Colbún S.A.	Cristián Morales J., Gerente División Finanzas y Administración de Colbún S.A.	Luis F. Gazitúa A. Director de Colbún S.A. Ignacio Cruz Z., Gerente General de Colbún S.A. Juan Eduardo Vásquez M., Gerente División Negocios y Gestión de Energía de Colbún S.A.
	93.853	1.256	100%	Luis Felipe Gazitúa A., Director de Colbún S.A.	Eduardo Calderón A., Gerente de Transmisión de Colbún S.A.	Luis F. Gazitúa A. Director de Colbún S.A. Ignacio Cruz Z., Gerente General de Colbún S.A. Juan Eduardo Vásquez M., Gerente División Negocios y Gestión de Energía de Colbún S.A.

Empresas Coligadas

Razón Social y naturaleza jurídica	Objeto Social	Datos Generales
TRANSMISORA ELÉCTRICA DE QUILLOTA LTDA.	Transmisión, distribución y suministro de electricidad.	Sociedad de Responsabilidad Limitada. Propietaria de la subestación San Luis, ubicada junto al complejo termoeléctrico Nehuenco y de la línea de alta tensión de 220 KV que une dicha subestación con la subestación Quillota. La empresa inició sus operaciones comerciales en 1999.
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE AYSÉN S.A.	Desarrollo, financiamiento, propiedad y explotación de un proyecto hidroeléctrico en la Décimo Primera Región de Aysén.	Sociedad Anónima Cerrada. Constituida por escritura pública de fecha 4 de septiembre de 2006, otorgada en la Notaría de Santiago de don Eduardo Avello Concha.
ELECTROGAS S.A.	Comprar, vender, invertir y mantener acciones de Electrogas S.A.	Sociedad Anónima Cerrada. Constituida con fecha 11 de marzo de 1999. Inversiones Electrogas S.A. es una compañía cuyos accionistas son Colbún S.A. (42,5%), Endesa S.A. (42,5%) y Enap (15%).



Central Termoeléctrica Candelaria

Patrimonio	Utilidad (pérdida)	Particip. Directa e Indirecta	Presidente	Gerente General	Directorio
M\$11.305.042	M\$572.554	50,00%	Gabriel Carvajal M.		Juan Eduardo Vásquez M., Gerente División Negocios y Gestión de Energía de Colbún S.A. Ricardo Santibáñez Z. Carlos Ferruz B.
M\$131.166.229	M\$(1.140.002)	49,00%	Joaquín Galindo V.		Joaquín Galindo V. Juan Benabarre B Ramiro Alfonsín B. Bernardo Larraín M., Presidente del Directorio de Colbún S.A. Luis Felipe Gazitúa A., Director de Colbún S.A. Juan Eduardo Vásquez M., Gerente División Negocios y Gestión de Energía de Colbún S.A.
MUS\$44.379	MUS\$20.729	42,50%	Juan Eduardo Vásquez M., Gerente División Negocios y Gestión de Energía de Colbún S.A.	Cristián Morales J., Gerente División Finanzas y Administración de Colbún S.A.	Claudio Iglesias G. Pedro Gatica K. Fernando Promis B. Cristián Morales J., Gerente División Finanzas y Administración de Colbún S.A.



02/

PROPIEDAD Y CONTROL

Al 31 de diciembre de 2012 el capital social de la empresa está constituido por 17.536.167.720 acciones suscritas y pagadas, sin valor nominal. En la tabla 5.1. se presenta la lista de los doce mayores accionistas de la empresa al 31 de diciembre de 2012.

Los principales cambios en la propiedad que se realizaron entre el 31 de diciembre de 2011 y la misma fecha de 2012, se destacan en las tablas 5.2. y 5.3.

TABLA 5.1 Doce Mayores Accionistas al 31 de Diciembre 2012

ACCIONISTA	ACCIONES	%
Minera Valparaíso S.A.	6.166.879.733	35,17
Forestal Cominco S.A.	2.454.688.263	14,00
Antarchile S.A.	1.680.445.653	9,58
AFP Habitat S.A.	905.523.665	5,16
AFP Provida S.A.	899.733.782	5,13
AFP Capital S.A.	791.047.105	4,51
AFP Cuprum S.A.	589.523.085	3,36
Banco Itaú por cuenta de Inversionistas	435.611.939	2,48
Banco de Chile por cuenta de terceros CA	428.585.081	2,44
Larrain Vial S.A. corredora de bolsa	280.669.576	1,60
Banco Santander - JP Morgan	253.448.840	1,45
Banchile Corredores de Bolsa S.A.	185.962.006	1,06
Sub Total	15.072.118.728	85,95
Otros Accionistas	2.464.048.992	14,05
Total Acciones Suscritas y Pagadas	17.536.167.720	100,00

Central Hidroeléctrica San Ignacio

TABLA 5.2 Principales Aumentos de Participación Accionaria al 31 de Diciembre 2012

ACCIONISTA	Nº ACCIONES AL 31/12/2011	Nº ACCIONES AL 31/12/2012	VARIACIÓN 2012/2011 EN Nº DE ACCIONES
Banco Itaú por cuenta de Inversionistas	288.204.128	435.611.939	147.407.811
AFP Cuprum S.A	490.790.505	589.523.085	98.732.580
AFP Habitat S.A	809.926.960	905.523.665	95.596.705
Banco de Chile por cuenta de terceros CA	347.844.354	428.585.081	80.740.727
Banco Santander - JP Morgan	189.502.163	253.448.840	63.946.677
Renta Variable Harabuquén LTDA.	-	62.086.308	62.086.308
Bolsa Electrónica de Chile, Bolsa de Valores	98.482.148	157.085.330	58.603.182
AFP Capital S.A.	733.457.063	791.047.105	57.590.042
Inversiones Alcántara SPA	-	35.010.416	35.010.416
Larraín Vial S.A Corredora de Bolsa	247.447.502	280.669.576	33.222.074

TABLA 5.3 Principales Disminuciones de Participación Accionaria al 31 de Diciembre 2012

ACCIONISTA	Nº ACCIONES AL 31/12/2011	Nº ACCIONES AL 31/12/2012	VARIACIÓN 2012/2011 EN Nº DE ACCIONES
Inversiones Macro S.A.	100.000.000	-	(100.000.000)
Celfin Capital S.A. Corredores de Bolsa	244.730.693	162.712.297	(82.018.396)
AFP Provida S.A.	969.291.858	899.733.782	(69.558.076)
Bolsa de Comercio Stgo. Bolsa de Valores	214.661.291	165.793.413	(48.867.878)
Pionero Fondo de Inversión Mobiliario	47.834.000	-	(47.834.000)
Santander S.A. Corredores de Bolsa	97.866.205	60.372.626	(37.493.579)
Negocios y Valores S.A. Corredores de Bolsa	58.451.820	23.087.064	(35.364.756)
Cia. de Seguros de Vida Cons. Nac. de Seguros S.A.	133.839.257	101.973.797	(31.865.460)
Banchile Corredores de Bolsa	216.232.544	185.962.006	(30.270.538)
Fit Research Corredores de Bolsa S.A.	28.646.318	-	(28.646.318)

Controlador

Al 31 de diciembre de 2012, Minera Valparaíso S.A., en forma directa y a través de sus filiales Forestal Cominco S.A. e Inversiones Coillanca Ltda. en forma indirecta, posee el control de la Compañía de acuerdo al detalle que se aprecia en la tabla 5.4. Minera Valparaíso S.A., es una sociedad anónima abierta, perteneciente a un grupo empresarial (Grupo Matte) que tiene inversiones en el sector eléctrico, financiero, forestal, inmobiliario, telecomunicaciones y portuario, y cuyos controladores finales en partes iguales son las siguientes personas naturales: doña Patricia Matte Larraín, RUT N° 4.333.299-6; don Eliodoro Matte Larraín, RUT N° 4.436.502-2 y don Bernardo Matte Larraín, RUT N° 6.598.728-7.

TABLA 5.4

Participación del Accionista Controlador al 31 de Diciembre 2012

RUT	ACCIONISTA	ACCIONES	%
90.412.000-6	Minera Valparaíso S.A.	6.166.879.733	35,17
79.621.850-9	Forestal Cominco S.A.	2.454.688.263	14,00
77.320.330-K	Inversiones Coillanca Ltda.	16.473.762	0,09
	TOTAL	8.638.041.758	49,26



Central Hidroeléctrica Chacabuquito

Transacciones de Acciones

En el gráfico 5.1. se puede apreciar la evolución del precio de la acción de Colbún y el índice IPSA de los dos últimos años.

En la tabla 5.5, se presentan las compras y ventas de acciones de la sociedad reconocidas en el registro de accionistas de la Compañía durante el año 2011 y 2012 por los accionistas mayoritarios, presidente, directores y principales ejecutivos de la Compañía. En la tabla 5.6. se resumen las transacciones de la acción de Colbún de los últimos 2 años.

GRÁFICO 5.1

Evolución del Precio de la Acción de Colbún y el Índice IPSA

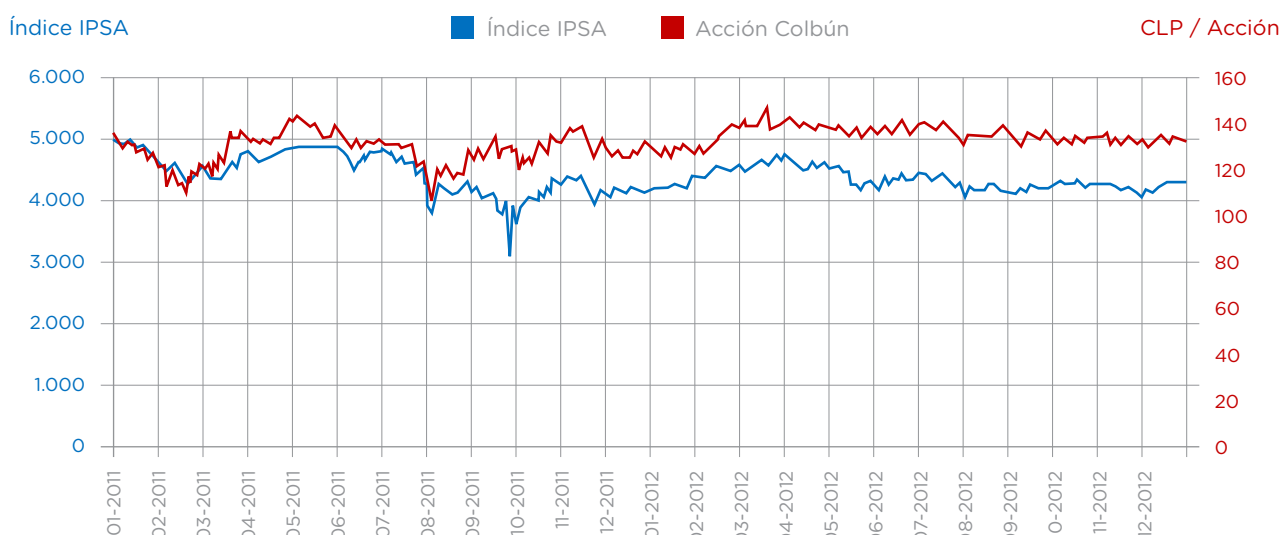


TABLA 5.5

Transacciones de Ejecutivos y Accionistas Mayoritarios de los últimos dos años*

	Nombre	Relación	Nº Acciones	COMPRAS		VENTAS		
				Precio Unitario (Ch\$)	Monto Total (Ch\$)	Nº Acciones	Precio Unitario (Ch\$)	Monto Total (Ch\$)
2011	Renta Variable Harabuquen Ltda.	Director	62.086.308	127,43	7.911.546.473			
	Inversiones y Valores Harabuquen Ltda.	Director				62.086.308	127,43	7.911.546.473
	Inversiones Macro S.A.	Director				22.342.000	130,00	2.904.460.000
	Eduardo Calderón Avilés	Ejecutivo				226.000	135,84	30.700.000
2012								

*No hubo transacciones durante el año 2012

TABLA 5.6

Resumen de las Transacciones de la Acción de Colbún de los últimos dos años

	UNIDADES	MONTO (\$)	PRECIO PROMEDIO (CLP/ACCIÓN)	
2012	1° Trimestre	702.008.102	93.462.249.309	133,1
	2° Trimestre	834.382.498	118.081.330.132	141,5
	3° Trimestre	605.297.552	82.159.749.108	135,7
	4° Trimestre	530.799.234	70.503.498.548	132,8
2011	1° Trimestre	929.213.502	116.743.477.708	125,6
	2° Trimestre	952.526.923	130.586.253.728	137,1
	3° Trimestre	885.901.755	110.626.083.747	124,9
	4° Trimestre	1.007.890.403	130.853.684.003	129,8

Remuneraciones del Directorio

De conformidad a lo dispuesto en la Ley N° 18.046, la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 26 de abril de 2012, acordó la remuneración del Directorio para el presente ejercicio. Se deja constancia que los directores no han percibido valores por gastos de representación, ni han recibido remuneración anual por asistencia.

Las remuneraciones del Directorio pagadas durante los años 2012 y 2011 (a valores nominales en dólares) se detallan en la Tabla 5.7.

Los directores y ejecutivos de Colbún S.A., que a su vez son directores de filiales de la Compañía, no perciben remuneraciones por tal condición.

Comité de Directores

En Sesión de Directorio celebrada con fecha 3 de mayo de 2012, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas, en su texto incor-

porado por la Ley N° 20.382, y de conformidad con las instrucciones impartidas por la Superintendencia de Valores y Seguros, se designó como integrantes del Comité de Directores a la Sra. Vivianne Blanlot S., y a los señores Sergio Undurraga S., y Luis Felipe Gazitúa A. Se dejó constancia que la Sra. Vivianne Blanlot S. y el señor Sergio Undurraga S. reunían los requisitos para ser calificados como “directores independientes.”

Durante el año 2012, el Comité se reunió en varias oportunidades para revisar las proposiciones de la Administración al Directorio, respecto de operaciones con partes relacionadas, en las cuales acordó proponerle al Directorio la aprobación de las mismas, por cuanto ellas se ajustaban a las condiciones de equidad imperantes en el mercado para ese tipo de operaciones. En particular, el Comité se pronunció acerca de las siguientes operaciones:

- Contratos de plataforma tecnológica y de enlaces de comunicación entre Colbún S.A. y Entel S.A. El primero

TABLA 5.7 Remuneraciones del Directorio de los últimos dos años

DIRECTOR	Remuneración Anual Fija (US\$)		Comité de Directores Anual (US\$)	
	2012	2011	2012	2011
B. Larrain	74.463	-	-	-
L.F. Gazitúa	62.282	54.974	20.091	13.464
B. Matte	74.135	109.284	-	-
E. Matte	54.744	36.955	-	-
A. Mackenna	54.744	54.974	-	-
E. Navarro	54.744	54.974	-	-
J. Hurtado	52.244	54.974	-	-
S. Undurraga	55.773	54.974	20.000	13.464
V. Blanlot	37.247	-	13.847	-
E. Pellegrini	-	20.118	-	-
D. Zañartu	-	18.019	-	-
F. Franke	19.963	54.974	6.153	13.464
J. Larrain	13.819	36.955	-	-
Total	554.158	551.173	60.091	40.393

de ellos regula los servicios de Data Center, SAP y Mesa de Ayuda, y el segundo el servicio de comunicación de datos y voz para las plantas, proyectos y subestaciones de la Compañía. Los contratos tienen un plazo de vigencia de 5 años y el valor combinado de ambos servicios asciende a US\$ 8,35 millones por todo el plazo de vigencia de ambos contratos. Entel S.A. es una sociedad relacionada con los directores señores Luis Felipe Gazitúa A. y Juan Hurtado V.

- Ratificación de los aportes o donaciones a la Fundación Colbún efectuados durante el año 2011 por el total de \$802,5 millones de pesos. Estos aportes y donaciones se destinaron mayoritariamente al cumplimiento de los compromisos y obligaciones establecidos en las RCA de los Proyectos Central Hidroeléctrica Angostura, Central Hidroeléctrica San Pedro y Central Termoeléctrica Santa María I, y también al desarrollo de proyectos y aportes calificados como de “Responsabilidad Social Empresarial”.
- Convenio de servidumbre eléctrica entre Colbún S.A. y Forestal Cholguán S.A. Este convenio tuvo por objeto gravar con servidumbre eléctrica, terrenos ubicados en 5 predios diferentes de propiedad de Forestal Cholguán S.A., las que son necesarias para la construcción, operación y mantenimiento de la línea de transmisión eléctrica Angostura-Mulchén de 2x220 kV. El precio total a pagar ascendió a UF 11.847,08. Forestal Cholguán S.A. es una sociedad filial de Empresas Copec S.A., de la cual son directores los señores Bernardo Matte L. y Eduardo Navarro B.
- Convenios de servidumbre eléctrica entre Colbún S.A. y Forestal Mininco S.A. y de Colbún S.A. con Forestal Monteaguila S.A. Estos convenios tuvieron por objeto gravar 2 predios para la construcción, operación y mantenimiento de la línea de transmisión eléctrica Angostura-Mulchén de 2x220 kV. El precio total pagado asciende a UF 5.335,52. Las sociedades Forestal Mininco S.A., y Forestal Monteaguila S.A. son sociedades filiales de Empresas CMPC S.A., la que a su vez es una sociedad relacionada con los directores señores Bernardo Matte L., Eliodoro Matte L., Arturo Mackenna I. y Jorge Larraín B.
- Contrato de compraventa de terrenos y constitución de servidumbre entre Colbún S.A. y Forestal Mininco S.A. Se trata de terrenos ubicados en la zona de inundación del futuro embalse de la Central

Hidroeléctrica Angostura. El precio total a pagar ascendió a la suma de \$670.970.012. Forestal Mininco S.A. es una sociedad filial de Empresas CMPC S.A. la que a su vez es una sociedad relacionada con los directores señores Bernardo Matte L., Eliodoro Matte L., Arturo Mackenna I. Por su parte, el señor Bernardo Larraín M. es director de Forestal Mininco S.A.

- Contrato de suscripción de acciones de Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. Colbún S.A. suscribió un total de 637.000 acciones de Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A., por un total de \$6.370.000.000. Esta transacción constituye una operación entre partes relacionadas, toda vez que los señores Bernardo Larraín M. y Luis Felipe Gazitúa A., ambos directores de Colbún S.A., respectivamente, tienen a su vez la calidad de directores de Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.

- Contrato de Asesoría y Asistencia Técnica entre Colbún S.A. y Echeverría Izquierdo Montajes Industriales S.A. Por medio de este contrato, Echeverría Izquierdo Montajes Industriales S.A. prestó asesoría y asistencia para la puesta en marcha de la Centra Santa María I. El precio del contrato es de UF 19.889,65 y tuvo un plazo de duración de 4 meses. El director Sr. Bernardo Matte L. es pariente por afinidad de uno de los socios controladores de Echeverría Izquierdo Montajes Industriales S.A.

- Convenio de Incentivos por Ahorro de Energía entre Colbún S.A. y Cartulinas CMPC S.A. El convenio consistió por una parte en permitir que la empresa de papeles adelante una inversión en un proyecto que permitirá la reducción de su consumo de energía por un plazo de 9 meses, y por la otra en el pago de un incentivo para adelantar dicha inversión. Cartulinas CMPC S.A. es filial de Empresas CMPC S.A., de la cual a su vez son directores los señores Bernardo Matte L., Eliodoro Matte L. y Arturo Mackenna I.

- Contrato de suministro de gas natural con Metrogas S.A. Se trata de un contrato para el suministro de 170.800.000 m³ de gas natural para abastecer a un ciclo combinado del Complejo Nehuenco. El contrato tuvo vigencia entre el 1 de septiembre y 31 de diciembre de 2012. Metrogas S.A. es una sociedad relacionada con el director Sr. Eduardo Navarro B., sociedad en la cual también tiene la calidad de director.

- Contrato de Prestación de Servicios por Empresa de Auditoría Ernst & Young, regulados en el art. 242

de la Ley N° 18.045 sobre Mercado de Valores. El precio total del servicio asciende a la suma de UF 220. Este contrato fue revisado por el Comité de Directores, por el hecho que dichos servicios serán prestado por la misma empresa de auditoría externa contratada para el ejercicio 2012.

- Contrato de suministro de gas natural con Metrogas S.A. Consiste en nuevo contrato de suministro que permite abastecer de gas natural a un ciclo combinado del Complejo Nehuenco, para el primer cuatrimestre de los años 2013, 2014 y 2015, con opción para nominar GNL en el tercer cuatrimestre de los años 2013 y 2014. Metrogas S.A. es una sociedad relacionada con el director Sr. Eduardo Navarro B., sociedad en la cual también tiene la calidad de director.

- Contrato de servidumbre eléctrica a favor de Colbún Transmisión S.A. Se trata de la constitución de una servidumbre de paso sobre un inmueble de Colbún S.A. en el cual se encuentra emplazado un cable eléctrico asociado al proyecto Conexión Colbún - Ancoa 220 kV. El precio total a pagar ascendió a UF 372,24. Colbún S.A. es titular del 99,9% de los derechos sociales de Colbún Transmisión S.A.

- Fusión en Colbún S.A. de las Filiales Obras y Desarrollo S.A., Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A. e Hidroeléctrica Aconcagua S.A.

A consecuencia de este proceso, se disolvieron de pleno derecho las sociedades Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A., Hidroeléctrica Aconcagua S.A. (filial a su vez de la anterior) y Obras y Desarrollo S.A. Los contratos que se suscribieron para materializar esta operación fueron dos contratos de compraventa de acciones, por una acción cada uno de ellos, con la sociedad Inmobiliaria Bureo S.A. y Cominco S.A., respectivamente. Ambas sociedades forman parte del grupo empresarial que controla Colbún S.A. cuyos representantes en el Directorio de Colbún son Bernardo Matte L., Eliodoro Matte L., Bernardo Larraín M., Arturo Mackenna I., y Luis Felipe Gazitúa A.

- Reorganización de Activos de Transmisión. En el contexto de este proceso, se realizaron aportes de activos a la sociedad filial Colbún Transmisión S.A., a la cual también se le transfirió un terreno y la línea de transmisión Colbún - Alto Jahuel, además de constituirse servidumbres en su favor, relacionadas con la operación de la referida línea de transmisión.

- Convenio de protección contra incendios forestales entre Colbún S.A. y Bosques Arauco S.A. Este convenio era necesario para la protección y combate de eventuales incendios que puedan ocurrir en los terrenos ubicados en las inmediaciones de la Central Santa María 1. El costo fijo anual del convenio es de UF 91,64, y tiene además un costo variable según el tipo de recursos que se utilicen, medidos por la cantidad de horas que se destinen al efecto. Bosques Arauco S.A. es una sociedad relacionada con los directores señores Bernardo Matte L. y Eduardo Navarro B.
 - Contrato de Prestación de Servicios de Asesoría entre Colbún S.A. y la Sociedad MR Consult Limitada. Este Contrato corresponde a una renovación del mismo acuerdo que rigió entre el 1º de septiembre de 2011 y el 31 de agosto del 2012. MR Consult Limitada es una sociedad relacionada con el director Arturo Mackenna I.
 - Contrato de Suscripción de Acciones de Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. Colbún S.A. suscribió la cantidad de 277.830 acciones por un total de \$2.778.300.000. Esta transacción constituye una operación entre partes relacionadas, toda vez que los directores señores Bernardo Larraín M. y Luis Felipe Gazitúa A., tienen la calidad de directores de Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.
 - Contrato de Arrendamiento de Derechos de Aprovechamiento de Aguas entre Sociedad Hidroeléctrica Melocotón Limitada y Colbún S.A. El Contrato consiste en el arrendamiento de dos derechos de aprovechamiento no consuntivos de aguas del río Biobío de propiedad de Melocotón, los que se utilizarán en la operación de la Central Hidroeléctrica Angostura. La renta de arrendamiento corresponde a US\$ 292.000 mensuales por un plazo de 20 años renovables. Sociedad Hidroeléctrica Melocotón Limitada es una sociedad filial de Colbún S.A. pues ésta última es titular del 99,9% de sus derechos sociales.
 - Contrato de Operación entre Termoeléctrica Nehuenco S.A. y Colbún S.A. El contrato tuvo por objeto actualizar el precio de los servicios de operación de las centrales Nehuenco I, II y III, y de la central Candelaria, que Termoeléctrica Nehuenco S.A. le presta a Colbún S.A., aumentándolo de UF 2.500 a UF 16.800 mensuales. Termoeléctrica Nehuenco S.A. es una sociedad filial de Colbún S.A. pues ésta es titular del 99,9% de sus acciones.
 - Contrato de Arrendamiento de Activos entre Termoeléctrica Antilhue S.A. y Colbún S.A. El contrato tuvo por objeto actualizar el precio o canon de arrendamiento de los activos que componen la central termoeléctrica Antilhue, de propiedad de Termoeléctrica Antilhue S.A., aumentándolo de US\$ 125.000 a US\$ 400.000 mensuales. Termoeléctrica Antilhue S.A. es una sociedad filial de Colbún S.A. pues ésta es titular del 99,9% de sus acciones.
 - Prestación de Servicios adicionales de auditoría regulados en el art. 242 de la ley 18.045 sobre Mercado de Valores prestados por Ernst & Young Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías Limitada. El contrato de prestación de servicios se dividió en 2 etapas, la primera de las cuales ya se encontraba finalizada a satisfacción de la Compañía, a un precio de UF 2.900. El precio de la segunda etapa ascendió a la suma de UF 975. Este contrato fue revisado por el Comité de Directores, por el hecho que dichos servicios serán prestados por la misma empresa de auditoría externa contratada para el ejercicio 2012.
- Durante el año 2012, el Comité de Directores no contrató asesorías ni incurrió en gasto alguno .



ADMINISTRACION
DE ACCIONAMIENTO
SALA DE CONTROL
→

PUNTO PUNTA
TENSION
↑

Central Termoeléctrica Los Pinos

03/

INFORMACIÓN DE CARÁCTER FINANCIERO

Principales Actividades Financieras del 2012

El año 2012 fue un año de mucha volatilidad en los mercados, marcados por la incertidumbre de los países de la Eurozona, especialmente España y el bloqueo legal de la situación fiscal en Estados Unidos. En ese marco, durante el segundo trimestre de 2012, la Compañía suscribió cuatro créditos bilaterales por un total del US\$ 160 millones con vencimiento a 3 años, a tasas muy competitivas. Al mismo tiempo, se aumentó la línea compro-

metida con bancos locales desde UF 5 millones a UF 8 millones, operaciones que permitieron fortalecer la posición de liquidez de la compañía en un periodo de importantes inversiones en proyectos e incertidumbre hidrológica.

Además, aprovechando oportunidades de financiamiento de corto plazo, la Compañía realizó operaciones de confirming con bancos locales a tasas muy atractivas con facturas de proveedores de petróleo y gas principalmente.



Central Hidroeléctrica Machicura

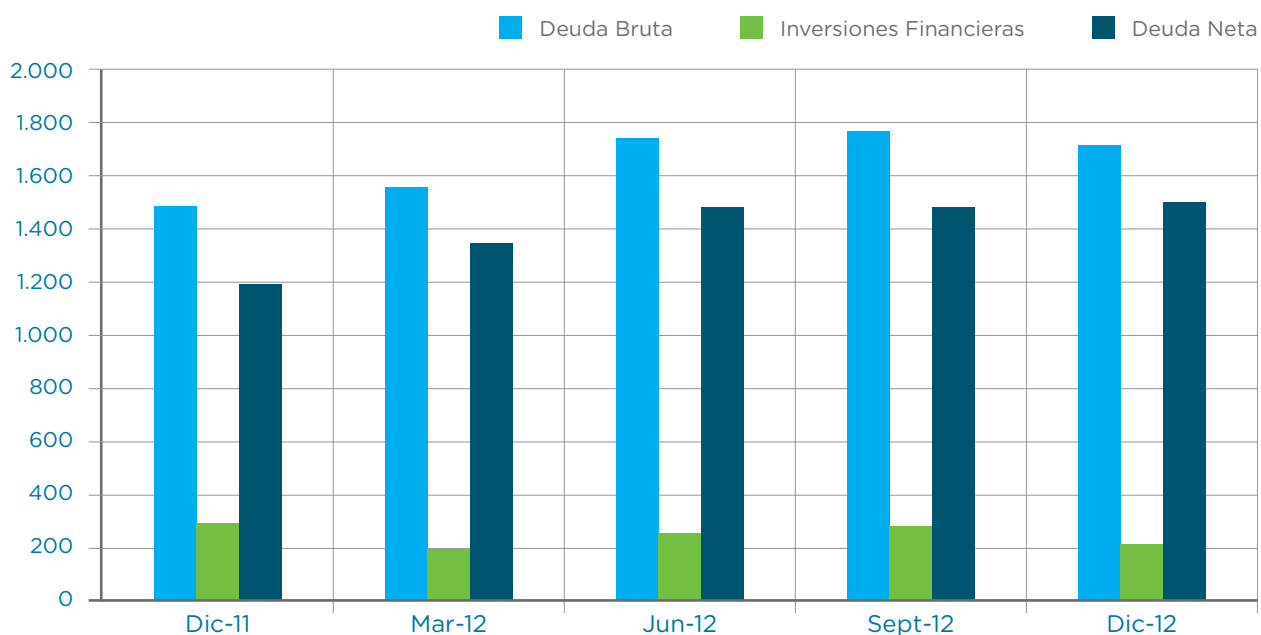
La gestión financiera estuvo centrada en la administración de la liquidez de la compañía dentro del marco de consolidación de operaciones y desarrollo de los proyectos en cartera, en especial Santa María I y Angostura. Durante el año se amortizó deuda de largo plazo por aproximadamente US\$ 90 millones.

Al 31 de diciembre de 2012, la deuda financiera neta consolidada de la Compañía asciende a US\$ 1.505 millones y presenta una razón de pasivos totales sobre patrimonio de 0,71 veces y una razón de cobertura (EBITDA sobre gastos financieros netos) de 10,32 veces.

El gráfico 5.2 permite apreciar el aumento que experimentó la deuda neta entre diciembre 2011 y diciembre 2012, en aproximadamente US\$ 285 millones. Este incremento de la deuda neta se explica principalmente por el importante flujo de efectivo neto negativo (US\$ 491 millones) destinado a actividades de inversión durante el año 2012, parcialmente compensado por el flujo de efectivo neto positivo generado por las actividades de la operación (US\$ 238 millones).

Al 31 de diciembre de 2012 Colbún cuenta con clasificaciones de riesgo nacional A+ por Fitch Ratings y AA- por Humphreys, ambas con perspectivas estables. A nivel internacional la clasificación de la compañía es BBB con perspectiva estable por Fitch Ratings y BBB- con perspectiva negativa por Standard & Poor's.

GRÁFICO 5.2 Evolución Trimestral de la Deuda Bruta, Inversiones Financieras y Deuda Neta (US\$ millones)



Política de Inversión y Financiamiento

La Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 26 de abril de 2012, aprobó las siguientes políticas de inversiones y financiamiento:

Política de Inversiones

Colbún S.A. desarrollará principalmente inversiones relacionadas con su giro, esto es, la generación de energía eléctrica. En general, las decisiones de inversión deberán considerar, entre otros elementos, la cartera de contratos de venta de energía, el aporte de cada proyecto al mix de generación de la Compañía y una rentabilidad en el mediano-largo plazo acorde a los riesgos involucrados.

Asimismo, las inversiones deberán contar con financiamiento apropiado de acuerdo al proyecto de que se trate, conforme a la Política de Financiamiento. El total de inversiones de cada ejercicio no superará el 100% del patrimonio de la Sociedad y deberá estar acorde con la capacidad financiera de la Compañía.

La Sociedad procurará mantener una liquidez suficiente que le permitan contar con una holgura financiera adecuada para hacer frente a sus compromisos y a los riesgos asociados a sus negocios. Los excedentes de caja que mantenga la Sociedad se invertirán en títulos emitidos por instituciones financieras y valores negociables de acuerdo a los criterios de selección y diversificación de cartera que determine la administración de la Sociedad.

El control de las inversiones será realizado por el Directorio, quien aprobará las inversiones específicas, tanto en su monto como en su financiamiento,

La gestión financiera en 2012 estuvo centrada en la administración de la liquidez de la Compañía dentro del marco de consolidación de operaciones y desarrollo de los proyectos en cartera.



Central Hidroeléctrica San Clemente

teniendo como marco de referencia lo dispuesto en los Estatutos de la Sociedad y lo que aprobare la Junta de Accionistas, si fuere el caso.

Política de Financiamiento

El financiamiento debe procurar proveer los fondos necesarios para una adecuada operación de los activos existentes, así como para la realización de nuevas inversiones conforme a la Política de Inversiones. Para ello se utilizarán los recursos internos de que se dispongan y recursos externos hasta un límite que no comprometa la posición patrimonial de la Compañía o que limite su crecimiento.

Consistente con lo anterior, se propone limitar el endeudamiento consolidado de la Compañía a una razón de 1,2 veces el patrimonio de la Compañía. Para estos efectos se entenderá como parte del patrimonio de la Compañía el interés minoritario.

La Sociedad procurará mantener abiertas múltiples opciones de financiamiento, para lo cual se preferirán las siguientes fuentes de financiamiento: créditos bancarios, tanto internacional como nacional, mercado de bonos de largo plazo, tanto internacional como doméstico, crédito de proveedores, leasing, derechos de aduana diferidos, utilidades retenidas y aumentos de capital.

La Administración de la Sociedad podrá convenir con acreedores, previo acuerdo del Directorio, restricciones respecto de dividendos, endeudamiento y otras materias normales en las operaciones financieras y otorgar cauciones de acuerdo a las atribuciones establecidas en la Ley y en los Estatutos Sociales.

Se declaran como activos esenciales para el funcionamiento de la Sociedad las centrales Colbún, Machicura, San Ignacio, Rucúe, Nehuenco I,

El control de las inversiones será realizado por el Directorio, quien aprobará las inversiones específicas, tanto en su monto como en su financiamiento, teniendo como marco de referencia lo dispuesto en los Estatutos de la Sociedad.

Central Hidroeléctrica Colbún

TABLA 5.8 Dividendos por acción

AÑO DE PAGO	DIVIDENDO POR ACCIÓN (EN PESOS CHILENOS)
2008	0,00
2009	0,49
2010	1,87
2011	1,01
2012	No hay pago de dividendos

Nehuenco II, Nehuenco III, Candelaria, Los Quilos, Juncal y Juncalito, Blanco, Chacabuquito, Canutillar, Quilleco, Hornitos, Chiburgo y San Clemente.

La administración de la Sociedad tendrá amplias facultades para la suscripción, modificación y revocación de contratos de compra, venta y arrendamiento de bienes y servicios que sean esenciales para el normal funcionamiento de la Sociedad.

Política de Dividendos

La política general sobre distribución de dividendos acordada por la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 26 de abril de 2012 estableció el reparto de dividendos por el equivalente al 30% de las utilidades líquidas del ejercicio. El total de dividendos anuales pagados por acción en los últimos cinco años, se muestran en la tabla 5.8.

Esta política se materializará mediante la distribución de un dividendo provisorio que el Directorio decidirá en el último trimestre del año, y un dividendo definitivo a distribuir con posterioridad a la Junta Ordinaria de Accionistas del año 2013. Lo anterior es sin perjuicio de la facultad del Directorio para proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución de dividendos adicionales, en la medida que existan utilidades suficientes y liquidez para su pago.

Seguros

Tenemos vigentes una diversidad de seguros, entre los que se encuentran:

- Todo riesgo sobre los bienes físicos incluyendo avería de maquinarias y perjuicios por paralización para todas nuestras centrales y subestaciones eléctricas.
- Responsabilidad civil de Colbún S.A., por daños a terceras personas o a bienes pertenecientes a estas.
- Responsabilidad Civil para Directores y Ejecutivos.
- Seguros de vida y de accidentes para los empleados y pólizas de daños materiales para vehículos, edificios, bienes, muebles y equipos electrónicos de la Compañía.
- Todo riesgo de construcción y montaje, incluyendo transporte, responsabilidad civil y retrasos en puesta en marcha para los proyectos de inversión en ejecución.

04/

FACTORES DE RIESGO

Riesgos del Negocio

Nuestros resultados tienen una variabilidad dependiente de las condiciones externas como son la hidrología y el precio del petróleo, por cuanto en años secos nuestra menor generación hidráulica es suplida con nuestras unidades térmicas con petróleo diesel o con compras de energía en el mercado spot a precios potencialmente altos.

Para minimizar este impacto de variables externas sobre nuestro negocio

y por consiguiente, en nuestro flujo de caja, es importante mantener un adecuado equilibrio entre el nivel de compromisos de venta de electricidad, la capacidad propia en medios de generación competitiva y nuestros costos de producción en general. Las acciones que hemos emprendido para restablecer el balance entre ambas componentes, desde la desaparición del gas proveniente de Argentina, son las siguientes:

- Anticipación de término de contrato de suministro.
- Re-negociaciones de los contratos

La disponibilidad de gas natural para los ciclos combinados del complejo Nehuenco son otro importante mecanismo de reducción de riesgo, en particular el hidrológico, dadas las condiciones secas de los últimos tres años.



Central Hidroeléctrica Hornitos

de suministro vigentes con clientes estratégicos.

- Adjudicación de nuevos contratos de largo plazo, con condiciones comerciales de venta consistentes con nuestra estructura de costos.
- Compra de combustibles con coberturas en los mercados financieros.
- Contratos de gas natural licuado (GNL) con ENAP y Metrogas para nuestro complejo Nehuenco y central Candelaria, como principal medida de mitigación ante las desfavorables condiciones hidrológicas de la zona central de los últimos años.
- Implementación de mecanismos de cobertura por variabilidad hidrológica y precios de combustibles.
- Mantención de un adecuado nivel de diversificación de nuestras fuentes de generación: hidroeléctrico y térmico, capacidad base y capacidad de respaldo.
- Fomento y participación en proyec-

tos de transmisión que disminuyan congestiones.

Cabe destacar en los mecanismos de reducción de riesgos, los nuevos contratos de largo plazo que ha adquirido la Compañía entre los años 2008 y 2009, con precios de venta que se ajustan de acuerdo a las principales variables de costos de Colbún, incluida la hidrología.

La disponibilidad de gas natural para los ciclos combinados del complejo Nehuenco son otro importante mecanismo de reducción de riesgo, en particular el hidrológico, dadas las condiciones secas de los últimos tres años, se han perfeccionado en distintas oportunidades acuerdos de suministro de gas natural con Enap Refinerías S.A. y Metrogas S.A. para la operación de una unidad de ciclo combinado del complejo Nehuenco



con gas proveniente del Terminal de Quintero durante el año 2012.

Adicionalmente, dadas las condiciones hidrológicas secas del año 2012 y las proyecciones de deshielo que se esperan para el inicio del año 2013, se han realizado acuerdos de suministro de gas natural con Metrogas S.A. y Enap Refinerías S.A. para la operación de una o dos unidades del complejo Nehuenco hasta el mes de mayo de 2013.

Con respecto a la implementación de mecanismos de cobertura, en octubre del año 2012, materializados los acuerdos para operar con gas natural los primeros meses del año 2013, se tomaron instrumentos de coberturas (opciones Call sobre Henry Hub) con el objeto de acotar los incrementos en los costos de la Compañía por aumento en los precios internacionales del gas natural. Mantendremos 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 la evolución de los mercados de commodities.



Central Termoeléctrica Antilhue

Todas estas medidas tienen por objeto acotar los riesgos que impacten el flujo de caja asociado a la hidrología y la volatilidad de precio de los combustibles. Esperamos que la volatilidad de nuestros flujos de caja se atenúen gradualmente, al vencerse contratos que se firmaron antes de la crisis del gas, al contar con la capacidad de nuevas centrales actualmente en construcción y en desarrollo y finalmente al entrar en vigencia nuevos contratos con condiciones consistentes con nuestros costos de generación.

Lograr un adecuado equilibrio entre los objetivos de rentabilidad de largo plazo de nuestros activos y una volatilidad acotada de nuestros resultados, es un desafío clave en el negocio eléctrico, por eso la gestión de riesgos mediante coberturas que mitiguen el impacto frente a escenarios extremos de hidrología y de precios de combustibles es muy importante.

Por otra parte, seguimos observando el mercado de GNL y las posibles condiciones de contratación, por cuanto según cómo evolucionen los mercados de commodities, este combustible puede tornarse un suministro competitivo para el mercado de suministradores de largo plazo.

El negocio de la Compañía también está expuesto a factores de riesgo que están fuera del ámbito de la generación eléctrica. El atraso en las ampliaciones del sistema de transmisión troncal puede implicar limitaciones al transporte de energía eléctrica generada en algunas unidades de generación a los centros de consumo. Especial preocupación merecen las ampliaciones del sistema de transmisión entre la subestación Charrúa en la Región del Biobío y la subestación Alto Jahuel en la Región Metropolitana. En Charrúa se inyecta una gran cantidad de energía eléctrica y tal inyección aumentará con la puesta en marcha de nuevos proyectos,

como es el caso de los proyectos de la Compañía. En este contexto Colbún presentó como obra de ampliación del sistema de transmisión troncal la unión de las subestaciones Colbún y Ancoa, proyecto que ya fue construido y se espera su puesta en servicio dentro del primer trimestre del 2013.

Riesgos Regulatorios

La estabilidad regulatoria para un sector como el de generación de electricidad donde los proyectos de inversión tienen largos plazos de desarrollo y ejecución, resulta fundamental. Ella ha sido una característica valiosa del sector eléctrico chileno y en general los cambios regulatorios de los últimos años la han fortalecido.

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

- Proyecto de Ley de Carretera Eléctrica: este proyecto plantea la construcción de líneas de transmisión eléctrica de utilidad pública a lo largo de todo el país, con las holguras necesarias, que permitan conectar al sistema troncal en forma eficiente todo el potencial de generación eléctrica disponible. Esta planificación con un horizonte de largo plazo nos parece clave para abastecer el crecimiento futuro de la demanda y la forma en que se implementará es un tema muy relevante para el país y Colbún buscará la mejor forma de aportar en la discusión nacional.

- Proyecto de Ley sobre Concesiones Eléctricas: este proyecto busca agilizar el otorgamiento de concesiones eléctricas para la construcción de líneas de transmisión, mitigando los riesgos actuales de retrasos en los plazos de puesta en servicio de la



Central Termoeléctrica Nihueno II



nueva infraestructura de transmisión requerida por el sistema.

- Proyecto de Ley sobre la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales: este proyecto establece una obligación legal de alcanzar una meta superior de participación de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en la matriz de energía eléctrica, modificando lo ya establecido en la Ley N° 20.257, la cual dispone que al año 2024 se incorpore un 10% de ERNC en la matriz. Los sobrecostos que esta iniciativa pueda generar para los consumidores finales así como la forma en que se implementaría son temas relevantes para el país y Colbún buscará la mejor forma de aportar en la discusión nacional.

- Puesta en funcionamiento del reglamento de servicios complementarios. El 31 de diciembre de 2012 se publicó en el Diario Oficial el DS N° 130 que establece el reglamento de los servicios complementarios, a partir de esta publicación los CDEC deberán desarrollar una serie de procedimientos de operación y peajes y poner en funcionamiento esta nueva reglamentación.

- Transferencias de Potencia de Punta: otro caso es el DS N° 62 publicado en el Diario Oficial del 16 de junio de 2006 que establece una nueva normativa para las transferencias de potencia de punta. La aplicación de dicho reglamento estaba diferida a la espera de la publicación del reglamento de servicios complementarios, con lo cual su entrada en vigencia y aplicación será otro tema donde Colbún buscará aportar todo su experiencia y conocimiento del tema.

Riesgos relacionados al Medio Ambiente

a) Riesgos relacionados con la ejecución de los proyectos

Tal como lo hemos descrito en las secciones anteriores de este documento, contamos con varias iniciativas de generación en etapas de estudio, desarrollo y construcción. Las condiciones medioambientales tales como la hidrología, la topografía y la geología en el caso de los proyectos hidroeléctricos y de la logística y la incorporación de nuevas tecnologías en el caso de las termoeléctricas, son algunos factores que pueden generar imprevistos y afectar el plazo y costo de ejecución de esos proyectos.

Adicionalmente, el tiempo que toma la autoridad ambiental competente en su aprobación ambiental también puede afectar el plazo de ejecución de esos proyectos. Implementamos un sistema de gestión ambiental de proyectos que contempla la elaboración de líneas base completas, la difusión temprana a las autoridades y a la ciudadanía a través de participaciones ciudadanas voluntarias, la elaboración de un Estudio o Declaración de Impacto Ambiental de alto nivel y, finalmente, la utilización de tecnologías de alto estándar en materia ambiental. Esperamos que la autoridad ambiental evalúe los proyectos basándose en criterios técnicos, de acuerdo

a la legislación vigente, en los plazos que esta establece, y que las medidas de mitigación y/o compensación que eventualmente apruebe la autoridad ambiental, estén relacionadas con los impactos ambientales de los proyectos.

Cabe recordar que a principios de 2010 entró en vigencia la nueva ley ambiental (modificaciones relevantes a la Ley de bases del Medioambiente, publicadas el 26 de enero de 2010) que crea una nueva institucionalidad ambiental, que considera un Ministerio del Medioambiente, el Servicio de Evaluación Ambiental, la Superintendencia de Medioambiente y el Tribunal Ambiental. Estas instituciones reemplazaron la CONAMA y el Consejo de Ministros, dividiendo las actividades relacionadas a la acción ambiental que la debieran hacer más efectiva. Destaca la Superintendencia de Medioambiente como una nueva organización fiscalizadora con amplios poderes y con un aumento considerable en la magnitud de su capacidad sancionatoria, principalmente en los aspectos monetarios. También en lo que se refiere a la evaluación de proyectos, se hace más complejo y obliga a tener los proyectos en un estado de desarrollo ingenieril más avanzado antes de ingresar al sistema de evaluación, alargando el periodo de pre obtención de permisos ambientales, por ende alargando la ejecución de los proyectos.

Por último, cabe destacar dos situaciones que agregan, día a día, mayor complejidad para la construcción de centrales eléctricas y sus líneas, como es el extenso y formal proceso de obtención de concesiones eléctricas (actualmente en discusión en el Parlamento) y constitución efectiva de servidumbres de paso; así como la extendida práctica de oponerse judicial y administrativamente a cualquier permiso, autorización o resolución necesaria para la construcción de centra-

les y líneas, muchas veces con la sabida intención del oponente de obtener un beneficio excesivo con la amenaza de paralizar o retrasar el proyecto.

b) Riesgos relacionados con la operación

El 23 de junio de 2011, se publicó en el diario oficial el Decreto N° 13 que establece la norma de emisiones para centrales termoeléctricas, que fija los límites para las emisiones de material particulado (PM), dióxido de azufre (SO₂) y óxido de nitrógeno (NOx) para las centrales existentes y nuevas, estableciendo además los plazos para cumplir con dichos límites. En nuestro caso, todas las centrales térmicas (incluyendo la central a carbón Santa María I) cumplen con esta nueva norma o bien se encuentran desarrollando adaptaciones menores en los plazos previstos. Toda esta nueva normativa legal nos obliga y motiva a prepararnos aun más en nuestra actual organización para hacer frente con proactividad, dinamismo, rapidez y efectividad y así dar cabal cumplimiento a todos los nuevos requerimientos tanto en la operación de nuestras centrales como en el desarrollo y ejecución de los nuevos proyectos.

Riesgos Financieros

Son aquellos riesgos ligados a la imposibilidad de realizar transacciones o al incumplimiento de obligaciones procedentes de las actividades por falta de fondos, como también las variaciones de tasas de interés, tipos de cambios, quiebra de contraparte u otras variables financieras de mercado que pueden afectar patrimonialmente a Colbún.

a) Riesgo de tipo de cambio

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

b) Riesgo de crédito

La Compañía se ve expuesta a este riesgo derivado de la posibilidad de que una contraparte falle en el cumplimiento de sus obligaciones contractuales y produzca una pérdida económica o financiera. Históricamente todas las contrapartes con las que Colbún ha mantenido compromisos de entrega de energía han hecho frente a los pagos correspondientes de manera correcta. Sumado a esto gran parte de los cobros que realiza Colbún son a integrantes del Sistema Interconectado Central chileno, entidades de elevada solvencia. Sin perjuicio de lo anterior, durante los últimos años se han observado problemas puntuales de insolvencia de algunos integrantes del CDEC.

Con respecto a las colocaciones en tesorería y derivados que se realizan, Colbún efectúa las transacciones con entidades de elevados ratings crediticios, reconocidas nacional e internacionalmente, de modo que minimicen el riesgo de crédito de la empresa. Adicionalmente, la Compañía ha establecido límites de participación por contraparte, los que son aprobados por el Directorio de la Sociedad y revisados periódicamente.

c) Riesgo de liquidez

Este riesgo viene motivado por las distintas necesidades de fondos para hacer frente a los compromisos de inversiones y gastos del negocio, vencimientos de deuda, etc.

Los fondos necesarios para hacer frente a estas salidas de flujo de efectivo se obtienen de los propios recursos generados por la actividad ordinaria de Colbún y por la contratación de líneas de crédito que aseguren fondos suficientes para soportar las necesidades previstas por un periodo.

Al 31 de diciembre de 2012 Colbún cuenta con clasificaciones de riesgo nacional A+ por Fitch Ratings y AA- por Humphreys, ambas con perspectivas estables. A nivel internacional la clasificación de la compañía es BBB con perspectiva estable por Fitch Ratings y BBB- con perspectiva negativa por Standard & Poor's.



Central Hidroeléctrica Quilleco

05/

HECHOS RELEVANTES COMUNICADOS A LA SVS

• 8 de marzo de 2012

Se informó que en Sesión de Directorio se adoptaron los siguientes acuerdos:

1. Aceptar la renuncia del señor Bernardo Larraín Matte, a su cargo de Gerente General.
2. Designar al señor Ignacio Cruz Zabalá como nuevo Gerente General.
3. Aceptar la renuncia al cargo de Director del señor Jorge Gabriel Larraín Bunster.
4. Proponer en la próxima Junta Ordinaria de Accionistas al señor Bernardo Larraín Matte, como sucesor de don

Bernardo Matte Larraín en la Presidencia de la Compañía por el nuevo periodo.

• 28 de marzo de 2012

Se informó que con fecha 26 de abril de 2012 se llevaría a cabo la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, indicando las materias que se someterían a consideración de los accionistas. Se informó además que tanto los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2011, como la Memoria Anual se encuentran disponibles en el sitio web de la Sociedad.

• **27 de abril de 2012**

Se informó que la Junta Ordinaria de Accionistas había acordado, entre otras materias, lo siguiente: a) Elección de Directorio: se renovó el directorio, el que quedó conformado por los señores Bernardo Matte Larraín, Eliodoro Matte Larraín, Bernardo Larraín Matte, Arturo Mackenna Íñiguez, Luis Felipe Gazitúa Achondo, Juan Jose Hurtado Vicuña, Eduardo Navarro Beltrán, Vivianne Blanlot Soza y Sergio Undurraga Saavedra. b) Designación empresa de auditoría externa: Se designó como empresa de auditoría externa para el ejercicio 2012 a la empresa Ernst & Young Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías Limitada.

• **4 de mayo de 2012**

Se informó que en Sesión de Directorio celebrada el día 3 de mayo se habían adoptado, entre otros, los siguientes acuerdos: a) Se designó como Presidente del Directorio a don Bernardo Larraín Matte y como Vicepresidente a don Luis Felipe Gazitúa Achondo. b) El Comité de Directores quedó conformado por los señores Luis Felipe Gazitúa Achondo, Sergio Undurraga Saavedra y a la señora Vivianne Blanlot Soza, teniendo estos dos últimos la calidad de directores independientes.

• **10 de mayo de 2012**

Se informó que en el marco del contrato de construcción llave en mano y a suma alzada para la construcción en Coronel de la central a carbón Santa María I, de 342 MW, suscrito con un consorcio compuesto por Tecnimont S.p.A., Slovenske Energeticke Strojarnje A.S., Tecnimont Do Brasil Construcão e Administração de Projetos Ltda., Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile y Compañía Ltda., e Ingeniería y Construcción SES Chile Ltda., con fecha 9 de mayo se ejerció el derecho contractual de poner término anticipado al contrato mediante comunicación dirigida en efecto al Consorcio.

• **30 de mayo de 2012**

Se informó que el Directorio había acordado recomendar en las instancias correspondientes de Hidroaysén S.A., la suspensión indefinida del ingreso del Estudio de Impacto Ambiental del proyecto de transmisión que inyectaría al Sistema Interconectado Central la energía generada por las centrales que componen el proyecto Hidroaysén.

• **27 de junio de 2012**

Se informó que el Directorio había acordado la constitución de una nueva Sociedad filial denominada Colbún Transmisión S.A., la que se inscribirá en el Registro Especial de Entidades Informantes de la Superintendencia de Valores y Seguros. La nueva sociedad se constituirá con un capital inicial de US\$2.000 entre Colbún S.A. y su filial Empresa Eléctrica Industrial S.A., en las proporciones de 99,9% y 0,1%, respectivamente. Su objeto principal será la transmisión de energía eléctrica.

• **27 de septiembre de 2012**

Se informó que con fecha 31 de diciembre de 2007 se había informado, en carácter de hecho esencial, que la Central Nehuenco I había sido afectada por un incendio, el que fue complementado con fecha 30 de enero de 2008.

Posteriormente, en el mes de septiembre del año 2009 las compañías Chilena Consolidada Seguros Generales S.A., Penta Security S.A. y Mapfre Compañía de Seguros Generales de Chile S.A. pagaron a Colbún US\$ 33,7 millones correspondientes al monto no disputado de la liquidación del seguro. Con fecha 26 de septiembre de 2012, Colbún fue notificada de la sentencia arbitral que condena a las Compañías Aseguradoras a pagar a título de saldo impago la suma de US\$ 61 millones aproximadamente, incluyendo intereses corrientes devengados hasta esta fecha. Se señaló que el fallo es apelable, y que en caso confirmado, el monto indicado deberá ser reconocido como resultado en el ejercicio correspondiente.

• **28 de diciembre de 2012**

Se señaló que a consecuencia del terremoto del 27 de febrero de 2010, la construcción de la Central Térmica Santa María 1 había sufrido daños físicos y atrasos en su puesta en marcha, y que la Compañía contaba con seguros para cubrir esos tipos de riesgos. Se informó que Colbún S.A. recibirá por parte de sus aseguradoras una indemnización total de US\$ 65 millones, de los cuales US\$ 25,4 millones corresponden a la indemnización por daños físicos y US\$ 39,6 millones por atraso en la puesta en marcha de la Central. Dado que en abril de 2010 Colbún había recibido US\$ 9 millones como adelanto por indemnización de daños físicos, el saldo a recibir asciende a US\$ 56 millones. Se informó también que la suma de US\$ 39,6 millones por concepto de atraso en puesta en marcha se registrará como resultado operacional en el ejercicio 2012.

06/

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

En cumplimiento de lo dispuesto en la Norma de Carácter General N° 283 de la Superintendencia de Valores y Seguros, los firmantes declaramos bajo juramento que toda la información incorporada en la presente Memoria Anual es expresión fiel de la verdad, por lo que asumimos la responsabilidad legal correspondiente.



**BERNARDO
LARRAÍN MATTE**
Presidente
R.U.T.: 7.025.983-9



**LUIS FELIPE
GAZITÚA ACHONDO**
Vice Presidente
R.U.T.: 6.069.087-1



**VIVIANNE
BLANLOT SOZA**
Director
R.U.T.: 6.954.639-7



**BERNARDO
MATTE LARRAÍN**
Director
R.U.T.: 6.598.728-7



**ELIODORO
MATTE LARRAÍN**
Director
R.U.T.: 4.436.502-2



**SERGIO
UNDURRAGA SAAVEDRA**
Director
R.U.T.: 4.290.239-K



**ARTURO
MACKENNA IÑIGUEZ**
Director
R.U.T.: 4.523.287-6



**JUAN HURTADO
VICUÑA**
Director
R.U.T.: 5.716.261-6



**EDUARDO
NAVARRO BELTRÁN**
Director
R.U.T.: 10.365.719-9



**IGNACIO CRUZ
ZABALA**
Gerente General
R.U.T.: 7.421.697-9

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

01

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Señores
 Accionistas y Directores de
 Colbún S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de la Compañía Colbún S.A. y afiliadas, que comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2012 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados a base de nuestra auditoría. Efectuamos nuestra auditoría de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros consolidados, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de la Compañía Colbún S.A. y afiliadas al 31 de diciembre de 2012 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Otros Asuntos, Informe de otros auditores sobre los estados financieros al 31 de diciembre de 2011

Los estados financieros consolidados de la Compañía Colbún S.A. y afiliadas por el año terminado el 31 de diciembre de 2011 fueron auditados por otros auditores, quienes expresaron una opinión sin salvedades sobre los mismos en su informe de fecha 31 de Enero de 2012.

MIGUEL ANGEL SALINAS B.
 ERNST & YOUNG LTDA.

Santiago, 29 de enero de 2013

02

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS COLBÚN S.A. Y FILIALES

Colbún S.A. y Filiales

Estados de Situación Financiera Clasificado Consolidados

al 31 de diciembre de 2012 y 2011

(En miles de dólares)

Activos	Nota N°	Diciembre 31, 2012 MUS\$	Diciembre 31, 2011 MUS\$
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	217.740	295.826
Otros activos financieros, corrientes	8	24.702	4.528
Otros activos no financieros, corrientes	19	23.460	11.127
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	9	202.762	214.052
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	11	15.193	16.750
Inventarios corrientes	12	46.370	46.265
Activos por impuestos corrientes	18	258.403	182.672
Activos corrientes totales		788.630	771.220
Activos no corrientes			
Otros activos financieros, no corrientes	8	10.478	11.341
Otros activos no financieros, no corrientes	19	29.083	22.964
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	11	400	10.398
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	15	164.646	139.837
Activos intangibles distintos de la plusvalía	16	73.385	59.322
Propiedades, planta y equipos	17	490.4151	4.594.721
Activos por impuestos diferidos	20	32.631	9.698
Total activos no corrientes		5.214.774	4.848.281
Total de activos		6.003.404	5.619.501

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

Colbún S.A. y Filiales

Estados de Situación Financiera Clasificado Consolidados

al 31 de diciembre de 2012 y 2011

(En miles de dólares)

Patrimonio neto y pasivos	Nota N°	Diciembre 31, 2012 MUS\$	Diciembre 31, 2011 MUS\$
Pasivos corrientes			
Otros pasivos financieros, corrientes	21	329.618	153.007
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	22	133.256	126.507
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	11	27.268	32.121
Otras provisiones, corrientes	23	18.850	2.838
Pasivos por impuestos, corrientes	20	18.194	10.350
Provisiones por beneficios a los empleados, corrientes	23	14.103	9.938
Otros pasivos no financieros, corrientes	24	9.492	4.187
Pasivos corrientes totales		550.790	338.948
Pasivos no corrientes			
Otros pasivos financieros, no corrientes	21	1.393.321	1.340.609
Otras cuentas por pagar, no corrientes	-	3.000	3.000
Pasivos por impuestos diferidos	20	514.746	451.458
Provisiones por beneficios a los empleados, no corrientes	23	19.784	14.815
Otros pasivos no financieros, no corrientes	24	8.981	8.429
Total pasivos no corrientes		1.939.832	1.818.311
Total pasivos		2.490.622	2.157.259
Patrimonio			
Capital emitido	25	1.282.793	1.282.793
Ganancias (pérdidas) acumuladas	25	1.439.452	1.404.182
Primas de emisión	25	52.595	52.595
Otras reservas	25	737.942	722.626
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		3.512.782	3.462.196
Participaciones no controladoras		-	46
Patrimonio Total		3.512.782	3.462.242
Total patrimonio y pasivos		6.003.404	5.619.501

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

Colbún S.A. y Filiales

Estados de Resultados Integrales por Naturaleza Consolidados

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011

(En miles de dólares)

Estados de resultados integrales por naturaleza	Nota N°	2012 MUS\$	2011 MUS\$
Ingresos de actividades ordinarias	26	1.408.756	1.332.776
Materias primas y consumibles utilizados	27	(1.047.391)	(1.061.381)
Gastos por beneficio a los empleados	28	(55.865)	(45.732)
Gastos por depreciación y amortización	29	(136.048)	(124.643)
Otros gastos, por naturaleza	-	(21.650)	(20.951)
Otras ganancias (pérdidas)	33	(30.624)	(28.915)
Ganancia (pérdida) de actividades operacionales		117.178	51.154
Ingresos financieros	30	5.032	8.893
Costos financieros	30	(32.541)	(27.718)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de participación	32	8.340	4.272
Diferencias de cambio	31	10.432	(14.228)
Resultados por unidades de reajuste	31	4.519	6.832
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		112.960	29.205
Gasto por impuesto a las ganancias	20	(64.150)	(24.002)
Ganancia (pérdida) de actividades continuadas		48.810	5.203
GANANCIA (PÉRDIDA)		48.810	5.203
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		48.795	5.201
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		15	2
GANANCIA (PÉRDIDA)		48.810	5.203
Ganancias por acción			
Acciones comunes			
Ganancias (pérdidas) por acción básica en operaciones continuas	25	0,00278	0,0003
Ganancias (pérdidas) por acción básicas		0,00278	0,0003
Estados de otros resultados integrales			
Ganancia (pérdida)		48.810	5.203
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	15	11.050	(10.747)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		(1.184)	(8.533)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		9.866	(19.280)
Impuesto a las ganancias relacionado con otro resultado integral			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de efectivo	20	5.450	-
Otro resultado integral total		15.316	(19.280)
Resultado integral total		64.126	(14.077)
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		64.111	(14.079)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		15	2
Resultado integral total		64.126	(14.077)

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

Colbún S.A. y Filiales

Estados de Flujos de Efectivo Consolidados

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011

(En miles de dólares)

Estados de flujos directo	Nota N°	Diciembre 31, 2012 MUS\$	Diciembre 31, 2011 MUS\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de la operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		1.734.991	1.642.701
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		2.019	3.233
Otros cobros por actividades de la operación		28.992	22.732
Clases de pago			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.317.761)	(1.325.943)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(58.979)	(51.210)
Pagos procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		-	(15.974)
Otros pagos por actividades de operación		(29.006)	(17.368)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) la operación		360.256	258.171
Dividendos recibidos	14	8.759	8.562
Intereses pagados		(82.745)	(78.436)
Intereses recibidos		7.348	13.677
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(14.887)	(58.571)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(40.792)	(35.935)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		237.939	107.468
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos	15	(14.178)	(11.906)
Préstamos a entidades relacionadas		-	(9.244)
Compras de propiedades, plantas y equipos		(476.049)	(420.666)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(1.079)	135.668
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(491.306)	(306.148)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos		422.135	103.659
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		160.000	103.659
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		262.135	-
Pagos de préstamos		(255.863)	(117.717)
Dividendos pagados		(14)	(37.617)
Otras entradas (salidas) de efectivo		-	-
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		166.258	(51.675)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(87.109)	(250.355)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y efectivo equivalente		9.023	(8.341)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(78.086)	(258.696)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del ejercicio		295.826	554.522
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	7	217.740	295.826

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011

(En miles de dólares)

Estados de cambios en el patrimonio neto 2012	Nota	Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora							Participaciones no controladoras MUS\$	Patrimonio total MUS\$
		Capital emitido MUS\$	Primas de emisión MUS\$	Reservas por diferencias de cambio por conversión MUS\$	Reservas de coberturas de flujo de efectivo MUS\$	Otras reservas varias MUS\$	Otras reservas MUS\$	Ganancias (pérdidas) acumuladas MUS\$		
Saldo inicial al 01/01/2012		1.282.793	52.595	(241.544)	(26.063)	990.233	722.626	1.404.182	46	3.462.242
Incremento (disminución) por correcciones de errores		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial reexpresado		1.282.793	52.595	(241.544)	(26.063)	990.233	722.626	1.404.182	46	3.462.242
Cambios en Patrimonio										
Resultado integral										
Ganancia (pérdida)								48.795	15	48.310
Otro resultado integral				11.050	4.266	-	15.316	(13.525)	-	15.316
Dividendos (1)									(61)	(61)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios									(46)	50.540
Total de cambios en patrimonio				11.050	4.266	-	15.316	35.279	(46)	50.540
Saldo final al 31/12/2012	25	1.282.793	52.595	(230.494)	(21.797)	990.233	737.942	1.439.452	-	3.512.782
Estado de cambios en el patrimonio neto 2011										
Saldo inicial al 01/01/2011		1.282.793	52.595	(230.797)	(17.530)	990.233	741.906	1.398.981	58	3.476.333
Incremento (disminución) por correcciones de errores		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial reexpresado		1.282.793	52.595	(230.797)	(17.530)	990.233	741.906	1.398.981	58	3.476.333
Cambios en Patrimonio										
Resultado integral										
Ganancia (pérdida)				(10747)	(8.533)	-	(19.280)	5.201	2	5.203
Otro resultado integral									-	(19.280)
Dividendos									-	-
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios									(14)	(14)
Total de cambios en patrimonio				(10747)	(8.533)	-	(19.280)	5.201	(12)	(14.091)
Saldo final al 31/12/2011		1.282.793	52.595	(241.544)	(26.063)	990.233	722.626	1.404.182	46	3.462.242

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

Colbún S.A. y Filiales

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

(En miles de dólares)

1. Información general

Colbún S.A. fue constituida por escritura pública de fecha 30 de abril de 1986, ante el Notario Público de Santiago Señor Mario Baros G., e inscrita en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Talca, a fojas 86, el 30 de mayo de 1986. El Rol Único Tributario de la Sociedad es el N°96.505.760-9.

La Compañía se encuentra inscrita como Sociedad Anónima Abierta en el Registro de Valores con el número 0295, desde el 1° de septiembre de 1986, y por ello está sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros.

Colbún es una compañía generadora de energía eléctrica que al 31 de diciembre de 2012 cuenta con un grupo (en adelante, la Compañía o Colbún), formado por ocho sociedades: Colbún S.A., sociedad Matriz y siete Filiales, además de tres Coligadas (ver nota 3 c).

El domicilio comercial de Colbún se encuentra en Avenida Apoquindo 4775 piso 11, comuna de Las Condes.

El objeto social de Colbún consiste en la generación, transporte y distribución de energía eléctrica, según se explica con mayor detalle en nota 2.

La Compañía es controlada por Minera Valparaíso S.A. en forma directa, y a través de sus filiales Forestal Cominco S.A. e Inversiones Coillanca Ltda., en forma indirecta. El control se ejerce producto de poseer más de la mitad del poder de voto.

2. Descripción del negocio

Objeto de la Compañía

El objeto social de la Compañía es producir, transportar, distribuir y suministrar energía y potencia eléctrica, pudiendo para tales efectos obtener, adquirir y explotar concesiones y servirse de las mercedes o derechos que obtenga. Asimismo, está facultada para transportar, distribuir, suministrar y comercializar gas natural para su venta a procesos industriales o de generación. Adicionalmente, puede prestar asesorías en el campo de la ingeniería, tanto en el país como en el extranjero.

Principales activos

El parque de generación está formado por centrales hidráulicas (de embalse y de pasada) y por centrales térmicas (ciclos combinados y convencionales), que en suma aportan una potencia máxima de 2.962 MW al Sistema Interconectado Central (SIC).

Las centrales hidroeléctricas suman una capacidad de 1.273 MW y se distribuyen en 15 plantas: Colbún, Machicura, San Ignacio, Chiburgo y San Clemente, ubicadas en la Región del Maule; Rucúe y Quilleco, en la Región del Biobío; Carena, en la Región Metropolitana; Los Quilos, Blanco, Juncal, Juncalito, Chacabuquito y Hornitos, en la Región de Valparaíso; y Canutillar, en la Región de Los Lagos. Las centrales Colbún, Machicura y Canutillar cuentan con sus respectivos embalses, mientras que las instalaciones hidráulicas restantes corresponden a centrales de pasada.

Las centrales térmicas suman una capacidad de 1.689 MW y se distribuyen en el complejo Nehuenco, ubicado en la Región de Valparaíso; la central Candelaria, en la Región de O'Higgins; la central Antihue, en la Región de los Ríos; la central Los Pinos ubicada en la Región del Biobío; y la nueva central a carbón Santa María I, ubicada en la Región del Biobío, que fue entregada a la operación comercial al CDEC el 15 de agosto de 2012.

Política comercial

La política comercial de la Compañía es lograr un adecuado equilibrio entre el nivel de compromisos de venta de electricidad y la capacidad propia en medios de generación, con el objetivo de obtener un aumento y estabilización de los márgenes de operación, con un nivel aceptable de riesgos ante sequías. Para ello se requiere también mantener un adecuado mix de generación térmica e hidráulica.

Como consecuencia de esta política, la Compañía procura que las ventas o compras en el mercado spot no alcancen volúmenes importantes, debido a que los precios en este mercado experimentan importantes variaciones, siendo la variable de mayor incidencia la condición hidrológica.

Principales clientes

La cartera de clientes está compuesta por clientes regulados y libres:

Los clientes regulados con contratos a Precio de Nudo de Largo Plazo Licitados son: Chilectra S.A., CGE Distribución S.A. para la Región Metropolitana, CGE Distribución S.A. para las regiones de O'Higgins, Maule, Biobío y de La Araucanía; Saesa S.A., Frontel S.A., Compañía Eléctrica de Osorno S.A., Cooperativa Eléctrica de Curicó Ltda., Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica Codiner Ltda., Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda., Cooperativa Eléctrica Los Ángeles Ltda., Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda., Cooperativa Eléctrica Paillaco Ltda., Cooperativa Eléctrica Charrúa Ltda., Energía del Limarí S.A. y Cooperativa Rural Eléctrica Río Bueno Ltda.

Conafe S.A., el cual corresponde a un cliente regulado con contrato a Precio de Nudo de Corto Plazo.

Los clientes libres son Cartulinas CMPC S.A. para su planta Maule, CMPC Celulosa S.A., Papeles Cordillera S.A. y CMPC Tissue S.A. para la fábrica de Puente Alto; Anglo American Sur S.A. (ex compañía Minera Disputada de Las Condes Ltda.) para sus faenas de Los Bronces/Las Tórtolas; los clientes libres de Chilectra S.A., Metro S.A. y Planta La Farfana de Aguas Andinas S.A., ubicados en la Región Metropolitana.

Adicionalmente, a partir del 1° de septiembre de 2011 y como consecuencia de la situación de insolvencia financiera de la Empresa Campanario Generación S.A., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) emitió la Resolución Exenta N° 2.288 de fecha 26 de agosto de 2011, modificada por la Resolución Exenta N° 239 de fecha 09 de febrero de 2012, instruyendo a todas las empresas generadoras del Sistema Interconectado Central (SIC) abastecer los consumos de los clientes regulados cuyos suministros fueron adjudicados a Campanario Generación S.A., en los precios y condiciones obtenidas en las licitaciones respectivas.

El mercado eléctrico

El sector eléctrico chileno tiene un marco regulatorio de casi 3 décadas de funcionamiento. Este ha permitido desarrollar una industria muy dinámica con alta participación de capital privado. El sector ha sido capaz de satisfacer la creciente demanda de energía, la cual ha crecido en promedio en los últimos 10 años a un 5% en circunstancias que el PIB creció 3% en el mismo período.

Chile cuenta con 4 sistemas interconectados y Colbún opera en el de mayor tamaño, el Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende desde Taltal por el norte hasta la Isla Grande de Chiloé por el sur. El consumo de esta zona representa el 75% de la demanda eléctrica de Chile. Colbún es el segundo generador eléctrico del SIC con una participación de mercado del orden del 22%.

El sistema de tarificación distingue distintos mecanismos para el corto y largo plazo. Para efectos de la tarificación de corto plazo, el sector se basa en un esquema de costo marginal, que incluye a su vez los criterios de seguridad y eficiencia en la asignación de los recursos. Los costos marginales de la energía resultan de la operación real del sistema eléctrico de acuerdo a la programación por mérito económico que efectúa el CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga) y que corresponde al costo variable de producción de la unidad más cara que se encuentra operando en cada instante. La remuneración de la potencia se calcula sobre la base de la potencia firme de las centrales, es decir, el nivel de potencia que la central puede aportar al sistema en las horas de punta, considerando un escenario hidrológico seco y la indisponibilidad probable de sus unidades generadoras. En el Sistema Interconectado Central (SIC), la potencia firme de los generadores se monitorea durante el período mayo-septiembre de cada año y se determina sobre la base de la demanda máxima del sistema en horario de punta según el procedimiento establecido por la autoridad reguladora. El precio de la potencia se determina como una señal económica, representativa de la inversión en aquellas unidades más eficientes para absorber la demanda de potencia, en las horas de mayor exigencia de suministro del sistema.

Para efectos de tarificación de largo plazo, los generadores pueden tener 2 tipos de clientes: regulados y libres.

Con la entrada en vigencia de la Ley N° 20.018 (Ley Corta II), desde el 1° de enero de 2010, en el mercado de clientes regulados, constituido por empresas distribuidoras, los generadores venden energía a un precio resultante de licitaciones públicas y competitivas, denominado Precio de Nudo de Largo Plazo. Cabe

mencionar que aún subsiste un pequeño volumen de contratos de suministro a clientes regulados que su precio está dado por el Precio de Nudo de Corto Plazo. Este precio es calculado semestralmente por la Comisión Nacional de Energía (CNE) como el promedio de los costos marginales esperados para los 48 meses siguientes, en base a supuestos de nueva capacidad, crecimiento de la demanda, costos de los combustibles, entre otros.

Los clientes libres son aquellos que tienen una potencia conectada superior a 2.000 KW, y negocian libremente sus precios con sus proveedores.

El mercado spot es aquel donde los generadores transan entre ellos a costo marginal los excedentes o déficit de energía (a un nivel horario) y potencia que resulten de su posición comercial neta de su capacidad de producción, dado que las órdenes de despacho son por mérito económico y exógeno a cada generador.

Cabe destacar que la regulación permite que los usuarios con una potencia conectada entre 500 KW y 2.000 KW, puedan optar por un régimen de precios libres o regulados, con un período de permanencia mínimo de cuatro años en cada régimen.

Para inyectar su electricidad al sistema y suministrar energía y potencia eléctrica a sus clientes, Colbún utiliza instalaciones de transmisión de su propiedad y de terceros, conforme a los derechos que le otorga la legislación eléctrica.

En este aspecto, en la determinación de las tarifas, la legislación establece los conceptos de Sistema de Transmisión Troncal, Subtransmisión y Transmisión Adicional.

3.- Resumen principales políticas contables

3.1 Principios contables

Los presentes estados financieros han sido preparados de acuerdo a “las Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS), emitidas por el International Accounting Standard Board (en adelante IASB).

Los estados financieros consolidados de la Compañía al 31 de diciembre de 2012 han sido preparados de acuerdo a IFRS. Los presentes estados financieros han sido aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 29 de enero de 2013.

Los Estados Consolidados de Situación Financiera y los Estados de Resultados Integrales, de Cambios en el Patrimonio neto y de Flujos de Efectivo determinados al 31 de diciembre de 2011, han sido preparados de acuerdo a IFRS, sobre una base consistente con los criterios utilizados al 31 de diciembre de 2012.

La Compañía cumple con todas las condiciones legales a las que está sujeta, presenta condiciones de operación normal en cada ámbito en el que se desarrollan sus actividades, sus proyecciones muestran una operación rentable y tiene capacidad de acceder al sistema financiero para financiar sus operaciones, lo que a juicio de la Administración determina su capacidad de continuar como empresa en marcha, según lo establecen las normas contables bajo las que se emiten estos estados financieros.

A continuación se describen las principales políticas contables adoptadas en la preparación de estos estados financieros consolidados. Tal como lo requiere NIC 1, estas políticas han sido definidas en función de IFRS vigentes al 31 de diciembre de 2012 aplicadas de manera uniforme a todos los períodos que se presentan en estos estados financieros consolidados.

a. Bases de preparación y período - Los presentes estados financieros consolidados de Colbún S.A. comprenden el Estado de Situación Financiera, Estados de Resultados Integrales, Estados de Cambios en el Patrimonio Neto y Estados de Flujo de Efectivo en miles de dólares, terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011.

La información contenida en los presentes estados financieros es responsabilidad de la Compañía.

Los estados financieros consolidados han sido preparados bajo el criterio del costo histórico, con excepción, de acuerdo a IFRS, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable (nota 3.h).

b. Bases de consolidación - Los estados financieros consolidados incorporan los estados financieros de la Sociedad Matriz y las sociedades controladas por la Compañía. El control es alcanzado cuando la Sociedad Matriz tiene el poder para gobernar las políticas financieras y operativas de una entidad y por lo tanto, obtiene beneficios de sus actividades. El detalle de las filiales se describe en el siguiente cuadro:

Sociedad consolidada	País	Moneda funcional	RUT	Porcentaje de participación al				
				31.12.2012			31.12.2011	
				Directo	Indirecto	Total	Total	Total
Empresa Eléctrica Industrial S.A.	Chile	Dólar	96854000-9	99.9999	-	99.9999	99.9999	99.9999
Colbún International Limited	Islas Caimán	Dólar	0-E	99.9999	-	99.9999	99.9999	99.9999
Sociedad Hidroeléctrica Melocotón Ltda.	Chile	Dólar	86856100-9	99.9000	0.1000	100	100	100
Río Tranquilo S.A.	Chile	Dólar	76293900-2	100	-	100	100	100
Termoeléctrica Nehuenco S.A.	Chile	Dólar	76528870-3	99.9999	0.0001	100	100	100
Termoeléctrica Antihue S.A.	Chile	Dólar	76009904-K	99.9999	0.0001	100	100	100
Colbún Transmisión S.A.	Chile	Dólar	76218856-2	99.9999	0.0001	100	0.00	0.00
Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A.*	Chile	Dólar	86912000-6	0.00	0.00	0	99.9999	99.9999
Hidroeléctrica Aconcagua S.A.*	Chile	Dólar	96590600-2	0.00	0.00	0	85	100
Obras y Desarrollo S.A.*	Chile	Dólar	96784960-K	0.00	0.00	0	99.9000	99.9000

* Durante el ejercicio 2012 se produjo la disolución por fusión impropia en Colbún S.A. de las siguientes sociedades: i) 3 de diciembre la Sociedad Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A. y ii) 14 de diciembre las sociedades Obras y Desarrollo S.A. e Hidroeléctrica Aconcagua S.A.

Con fecha 12 de julio de 2012, se protocolizó la inscripción y publicación de extracto de constitución de la Sociedad Colbún Transmisión S.A., en la Notaría Raúl Undurraga Lazo, bajo repertorio 3994/2012, con un capital de USD 2.000. La Sociedad es una filial directa de Colbún S.A., quien posee el 99,9%.

Todas las transacciones y los saldos significativos intercompañías han sido eliminados al consolidar, como también se ha dado reconocimiento a la participación no controladora que corresponde al porcentaje de participación de terceros en las filiales, el cual está incorporado en forma separada en el patrimonio de Colbún consolidado.

b.1 Entidades con cometido especial

Con fecha 17 de mayo de 2010, según consta en el D.E. N°3.024, el Ministerio de Justicia concede personalidad jurídica y aprueba los estatutos de la Fundación Colbún. Dentro de los objetivos centrales de la fundación están:

La Promoción, fomento y apoyo de todas las clases de obras y actividades que tiendan al perfeccionamiento y mejoramiento de las condiciones de vida de los sectores de mayor necesidad de la población.

La investigación, el desarrollo y la difusión de la cultura y el arte. La Fundación podrá participar en la formación, organización, administración y soporte de todas aquellas entidades, instituciones, asociaciones, agrupaciones y organizaciones, sean públicas o privadas que tengan los mismos fines.

La Fundación apoyará a todas las entidades que tengan como objeto la difusión, investigación, el fomento y el desarrollo de la cultura y las artes.

La Fundación podrá financiar la adquisición de inmuebles, equipos, mobiliarios, laboratorios, salas de clases, museos y bibliotecas, financiar la readecuación de infraestructuras para apoyar el perfeccionamiento académico. Además podrá financiar el desarrollo de investigaciones, desarrollar e implementar programas de instrucción, impartir capacitación o adiestramiento para el desarrollo y financiar la edición y distribución de libros, folletos y cualquier tipo de publicaciones.

Al 31 de diciembre de 2012 Colbún y filiales entregó MUS\$5.150 a la Fundación para el cumplimiento de sus objetivos, importe que ha sido incluido en los presentes estados financieros consolidados de la Sociedad.

c. Inversiones contabilizadas por el método de participación - Las participaciones en sociedades sobre las que Colbún ejerce el control conjuntamente con otra Sociedad o en las que posee una influencia significativa se registran siguiendo el método de participación.

El método de participación consiste en registrar la participación por la fracción del patrimonio neto que representa la participación de Colbún sobre el capital ajustado de la emisora.

Si el importe resultante fuera negativo se deja la participación a cero a no ser que exista el compromiso por parte de la Compañía de reponer la situación patrimonial de la Sociedad, en cuyo caso se registra la correspondiente provisión para riesgos y gastos.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la participación, y los resultados obtenidos por estas sociedades que corresponden a Colbún conforme a su participación se incorporan, netos de su efecto tributario, a la cuenta de resultados "Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de participación".

El detalle de las sociedades contabilizadas por el método de participación se describe en el siguiente cuadro:

Sociedad Coligada	País	Moneda funcional	RUT	Porcentaje de participación al	
				31.12.2012	31.12.2011
				Directo	Directo
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	Chile	Pesos	76.652.400-1	49.0	49.0
Electrogas S.A.	Chile	Dólar	96.806.130-5	42.5	42.5
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Pesos	77.017.930-0	50.0	50.0

d. Efectos de las variaciones en las tasas de cambio de la moneda extranjera - Los estados financieros consolidados han sido preparados en dólares estadounidenses, que corresponde a la moneda funcional y de presentación de la Compañía Matriz Colbún S.A.

Las transacciones en moneda local y extranjera, distintos de la moneda funcional, se convierten a la moneda funcional utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones.

Las pérdidas y ganancias en moneda extranjera que resultan de la liquidación de estas transacciones y de la conversión a los tipos de cambio de cierre de los activos y pasivos monetarios denominados en monedas distintas a la moneda funcional, se reconocen en el Estado de Resultados, excepto si se difieren en patrimonio neto como las coberturas de flujos de efectivo y las coberturas de inversiones netas. Asimismo, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar al cierre de cada ejercicio en moneda distinta de la moneda funcional en la que están denominados los estados financieros de las compañías que forman parte del perímetro de consolidación se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como resultados financieros en la cuenta diferencias de cambio.

e. Bases de conversión - Los activos y pasivos en pesos chilenos, euros y en unidades de fomento han sido traducidos a dólares a los tipos de cambio vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros, de acuerdo al siguiente detalle:

Paridad por un dólar	31.12.2012	31.12.2011
Pesos	479.96	521.19
Euros	0.7565	0.7715
Unidades de fomento	0.0210	0.0233

f. Propiedades, plantas y equipos - Las propiedades, plantas y equipos mantenidos para el uso en la generación de los servicios de electricidad o para propósitos administrativos, son presentados a su valor de costo menos la subsecuente depreciación y pérdidas de deterioro en caso que corresponda. Este valor de costo así determinado incluye los siguientes conceptos, según lo permiten las IFRS:

- El costo financiero de los créditos destinados a financiar obras en ejecución, se capitaliza durante el período de su construcción.
- Los gastos de personal relacionados directamente con las obras en curso.
- Las obras en curso se traspasan al activo material en explotación una vez finalizado el período de prueba, a partir de cuyo momento comienza su depreciación.

- Los costos de ampliación, modernización o mejora que representan un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o un aumento de la vida útil de los bienes se capitalizan como mayor costo de los correspondientes bienes.
- Las sustituciones o renovaciones de elementos completos que aumentan la vida útil del bien, o su capacidad económica, se registran como mayor valor del inmovilizado material, con el consiguiente retiro contable de los elementos sustituidos o renovados.
- Los gastos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación, se imputan a resultados, como costos del ejercicio en que se incurrir.
- Los costos de desmantelamiento, retiro o rehabilitación de Propiedades, plantas y equipos se encuentra basada en la obligación contractual de cada proyecto y por tanto provisionadas de acuerdo a NIC 16 (ver nota 23).

La Administración de la Compañía, en base al resultado del test de deterioro explicado en la nota 5 b), considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos.

Las propiedades, planta y equipo, neto del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que componen dicho activo entre los años de sus vidas útiles técnicas estimadas (nota 5 a (i)).

El valor residual y la vida útil de los activos se revisan, y ajustan si es necesario, en cada cierre de Estado de Situación Financiera.

g. Intangibles distintos de la plusvalía - Corresponden a servidumbres y derechos adquiridos para la construcción y funcionamiento de centrales, además de software adquiridos a terceros, los cuales son valorizados de acuerdo al criterio del costo histórico.

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas se explican en nota 5 b).

h. Instrumentos financieros

h.1. Activos financieros - Los activos financieros se clasifican en las siguientes categorías:

- a) Activos financieros a valor razonable a través de resultados.
- b) Mantenedos hasta su vencimiento.
- c) Activos financieros disponibles para la venta.
- d) Préstamos y cuentas a cobrar.

La clasificación depende de la naturaleza y el propósito de los activos financieros y se determina en el momento de reconocimiento inicial.

h.1.1 Método de la tasa de interés efectiva - El método de tasa de interés efectiva corresponde al método de cálculo del costo amortizado de un activo financiero y de la asignación de los ingresos por intereses durante todo el período correspondiente. La tasa de interés efectiva corresponde a la tasa que descuenta exactamente los flujos futuros de efectivo estimados por cobrar (incluyendo todos los cargos sobre puntos pagados o recibidos que forman parte integral de la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y otros premios o descuentos) durante la vida esperada del activo financiero.

Todos los pasivos bancarios y obligaciones financieras de la Compañía se encuentran registrados bajo éste método.

Los ingresos se reconocen sobre una base de intereses efectivos en el caso de los instrumentos de deuda distintos de aquellos activos financieros clasificados a valor razonable a través de resultados.

h.1.2 Préstamos y cuentas a cobrar - Se registran a su costo amortizado, correspondiendo éste básicamente al efectivo entregado, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados en el caso de los préstamos, y al valor actual de la contraprestación realizada en el caso de las cuentas por cobrar. Se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha del Estado de Situación que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas a cobrar se incluyen en deudores comerciales y otras cuentas por cobrar en el Estado de Situación.

h.1.3 Inversiones mantenidas hasta el vencimiento - Son aquellas inversiones en las que la Compañía tiene intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento, y que también son contabilizadas a su costo amortizado. En general las inversiones en instrumentos de corto plazo como Depósitos a Plazo Fijo se reconocen en esta categoría.

h.1.4 Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados - Incluye la cartera de negociación y aquellos activos financieros que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. Las variaciones en su valor se registran directamente en el Estado de Resultados en el momento que ocurren. Las inversiones en Fondos Mutuos de corto plazo se reconocen en esta categoría.

h.1.5 Inversiones disponibles para la venta - Corresponden al resto de inversiones que se asignan específicamente como disponibles para la venta o aquellas que no califican entre las tres categorías anteriores. Estas inversiones se registran a su valor razonable cuando es posible determinarlo en forma fiable.

h.1.6 Deterioro de activos financieros - Los activos financieros, distintos de aquellos valorizados a valor razonable a través de resultados, son evaluados a la fecha de cada estado de situación para establecer la presencia de indicadores de deterioro. Los activos financieros se encuentran deteriorados cuando existe evidencia objetiva de que, como resultado de uno o más eventos ocurridos después del reconocimiento inicial, los flujos futuros de caja estimados de la inversión han sido impactados.

Las contrapartes comerciales de Colbún corresponden a empresas de primer nivel en términos de calidad crediticia, y empresas distribuidoras que por su regulación y/o comportamiento histórico no muestran signos de deterioro o atrasos importantes en los plazos de pago, por lo que no se observan deterioros en este sentido.

Se establece una provisión de incobrables de cuentas comerciales por cobrar cuando existe evidencia objetiva de que la Compañía no será capaz de cobrar todos los valores que se le adeudan de acuerdo con los términos originales de las cuentas a cobrar. La existencia de dificultades financieras significativas por parte del deudor, la probabilidad de que el deudor entre en quiebra o reorganización financiera y la falta o mora en los pagos se consideran, entre otros, indicadores de que la cuenta por cobrar se ha deteriorado. El valor de la provisión es la diferencia entre el valor en libros del activo y el valor actual de los flujos futuros de efectivo estimados, descontados a la tasa de interés efectiva. El valor en libros del activo se reduce a medida que se utiliza la cuenta de provisión y la pérdida se reconoce en el estado de resultados. Cuando una cuenta a cobrar se transforma en incobrable definitivamente, esto es que se hayan agotado todas las instancias razonables de cobro pre-judicial y judicial, según informe legal respectivo; y corresponda su castigo financiero, se regulariza contra la cuenta de provisión constituida para las cuentas a cobrar deterioradas.

En el caso de los activos financieros valorizados al costo amortizado, la pérdida por deterioro corresponde a la diferencia entre el valor libro del activo y el valor presente de los flujos futuros de caja estimados, descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero.

Cuando el valor razonable de un activo sea inferior al costo de adquisición, si existe evidencia objetiva de que el activo ha sufrido un deterioro que no pueda considerarse temporal, la diferencia se registra directamente en pérdidas del ejercicio.

Considerando que al 31 de diciembre de 2012 la totalidad de las inversiones financieras de la Compañía han sido realizadas en instituciones de la más alta calidad crediticia y que tienen vencimiento en el corto plazo (menor a 90 días), las pruebas de deterioro realizadas indican que no existe deterioro observable.

h.2. Pasivos financieros

h.2.1 Clasificación como deuda o patrimonio - Los instrumentos de deuda y patrimonio se clasifican ya sea como pasivos financieros o como patrimonio, de acuerdo con la sustancia del acuerdo contractual.

h.2.2 Instrumentos de patrimonio - Un instrumento de patrimonio es cualquier contrato que ponga de manifiesto una participación residual en los activos de una entidad una vez deducidos todos sus pasivos. Los instrumentos de patrimonio emitidos por Colbún S.A. se registran al monto la contraprestación recibida, netos de los costos directos de la emisión. La Compañía actualmente sólo tiene emitidas acciones de serie única.

h.2.3 Pasivos financieros - Los pasivos financieros se clasifican ya sea como pasivo financiero a "valor razonable a través de resultados" o como "otros pasivos financieros".

h.2.4 Pasivos financieros a valor razonable a través de resultados - Los pasivos financieros son clasificados a valor razonable a través de resultados cuando éstos, sean mantenidos para negociación o sean designados a valor razonable a través de resultados.

h.2.5 Otros pasivos financieros - Otros pasivos financieros, incluyendo los préstamos, se valorizan inicialmente por el monto de efectivo recibido, netos de los costos de transacción. Los otros pasivos financieros son posteriormente valorizados al costo amortizado utilizando el método de tasa de interés efectiva, reconociendo los gastos por intereses sobre la base de la rentabilidad efectiva.

El método de la tasa de interés efectiva corresponde al método de cálculo del costo amortizado de un pasivo financiero y de la asignación de los gastos por intereses durante todo el período correspondiente. La tasa de interés efectiva corresponde a la tasa que descuenta exactamente los flujos futuros de efectivo estimados por pagar durante la vida esperada del pasivo financiero o, cuando sea apropiado, un período menor cuando el pasivo asociado tenga una opción de prepago que se estime será ejercida.

Las obligaciones por colocación de bonos y créditos bancarios se presentan a valor neto, es decir, rebajando a su valor para los descuentos y gastos de emisión.

h.2.6 Pasivos financieros dados de baja - La Compañía da de baja los pasivos financieros únicamente cuando las obligaciones son canceladas, anuladas o expiran.

i. Instrumentos financieros derivados - Los contratos derivados suscritos por la Compañía corresponden fundamentalmente a instrumentos de cobertura. Los efectos que surjan producto de los cambios del valor justo de este tipo de instrumentos, se registran dependiendo de su valor en activos o pasivos de cobertura, en la medida que la cobertura de esta partida haya sido declarada como altamente efectiva de acuerdo a su propósito. La correspondiente utilidad o pérdida no realizada se reconoce en resultados del período en que los contratos son liquidados o dejan de cumplir las características de cobertura.

La Compañía mantiene vigentes contratos de derivados de moneda y tasa de interés. Los derivados inicialmente se reconocen a valor justo a la fecha de la firma del contrato derivado y posteriormente se revalorizan a su valor justo a la fecha de cierre de los estados financieros. Las ganancias o pérdidas resultantes se reconocen en ganancias o pérdidas en función de la efectividad del instrumento derivado y según la naturaleza de la relación de cobertura.

Una cobertura se considera altamente efectiva cuando los cambios en el valor razonable o en los flujos de caja del subyacente atribuibles al riesgo cubierto, se compensan con los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo del instrumento de cobertura, con una efectividad que se encuentre en el rango de 80% - 125%. La Compañía denomina ciertos derivados como instrumentos de cobertura del valor justo de activos o pasivos reconocidos o compromisos firmes (instrumentos de cobertura del valor justo), instrumentos de cobertura de transacciones previstas altamente probables o instrumentos de cobertura de riesgo de tipo de cambio de compromisos firmes (instrumentos de cobertura de flujos de caja), o instrumentos de cobertura de inversiones netas en operaciones extranjeras. A la fecha, un alto porcentaje de los derivados contratados por la Compañía tienen tratamiento de cobertura de flujos de caja, la única excepción la constituyen derivados de tasa de interés que quedaron sin partida cubierta al prepagar un crédito Sindicado en febrero de 2010 y cuya posición se ha mantenido abierta y su efecto producto de la valoración a mercado se reconoce como ganancia o pérdida en el Estado de Resultados (ver punto i.4). Un instrumento derivado se presenta como un activo no corriente o un pasivo no corriente si el período de vencimiento remanente del instrumento supera los 12 meses y no se espera su realización o pago dentro de los 12 meses posteriores. Los demás instrumentos derivados se presentan como activos corrientes o pasivos corrientes.

i.1 Derivados implícitos - La Compañía evalúa la existencia de derivados implícitos en contratos de instrumentos financieros para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal siempre que el conjunto no esté contabilizado a valor razonable. En caso de no estar estrechamente relacionados, son registrados separadamente contabilizando las variaciones de valor en la cuenta de Resultados Consolidada. A la fecha, Colbún ha evaluado que no existen derivados implícitos en sus contratos.

i.2 Contabilidad de coberturas - La Compañía denomina ciertos instrumentos como de cobertura, que pueden incluir derivados o derivados implícitos, ya sea como instrumentos de cobertura del valor justo, instrumentos de cobertura de flujos de caja, o instrumentos de cobertura de inversiones netas en operaciones extranjeras.

Al inicio de la relación de cobertura, Colbún documenta la relación entre los instrumentos de cobertura y el ítem cubierto, junto con los objetivos de su gestión de riesgo y su estrategia para realizar diferentes transacciones de cobertura. Además, al inicio de la cobertura y de manera continuada, la Compañía documenta si el instrumento de cobertura utilizado en una relación de cobertura es altamente efectivo en compensar cambios en los valores justos o flujos de caja del ítem cubierto. La Nota 13.1 presenta el detalle de los valores justos de los instrumentos derivados utilizados con propósitos de cobertura.

i.3 Cobertura del valor razonable - El cambio en los valores razonables de los instrumentos derivados denominados y que califican como instrumentos de cobertura del valor razonable, se contabilizan en ganancias y pérdidas de manera inmediata, junto con cualquier cambio en el valor justo del ítem cubierto que sea atribuible al riesgo cubierto. A la fecha, la Compañía no ha clasificado coberturas como de este tipo.

i.4 Coberturas de flujos de caja - La porción efectiva de los cambios en el valor justo de los instrumentos derivados que se denominan y califican como instrumentos de cobertura de flujos de caja se difiere en el patrimonio, en una reserva de Patrimonio Neto denominada "Cobertura de Flujo de Caja". La ganancia o pérdida relacionada a la porción ineficaz se reconoce de manera inmediata en ganancias o pérdidas, y se incluye en la línea de "otras ganancias o pérdidas" del estado de resultados. Los montos diferidos en el patrimonio se reconocen como ganancias o pérdidas en los períodos cuando el ítem cubierto se reconoce en ganancias o pérdidas, en la misma línea del estado de resultados que el ítem cubierto fue reconocido. Sin embargo, cuando la transacción prevista que se cubre resulta en el reconocimiento de un activo o pasivo no financiero, las ganancias y pérdidas previamente diferidas en el patrimonio se transfieren del patrimonio y se incluyen en la valorización inicial del costo de dicho activo o pasivo.

La contabilidad de coberturas se discontinúa cuando la Compañía anula la relación de cobertura, cuando el instrumento de cobertura vence o se vende, se finaliza, o ejerce, o ya no califica para la contabilidad de coberturas. Cualquier ganancia o pérdida diferida en el patrimonio en ese momento se mantiene en el patrimonio y se reconoce cuando la transacción prevista finalmente se reconoce en ganancias o pérdidas. Cuando ya no es esperable que una transacción prevista ocurra, la ganancia o pérdida acumulada que fue diferida en el patrimonio se reconoce de manera inmediata en ganancias o pérdidas.

j. Inventarios - En este rubro se registra el stock de gas, petróleo y carbón, los que se encuentran valorizados al precio medio ponderado y existencias de almacén y en tránsito, los que se registran valorizados a su costo. Las valorizaciones no superan el valor neto de realización.

k. Estado de flujo de efectivo - Para efectos de preparación del Estado de Flujo de Efectivo, la Compañía y subsidiarias han definido las siguientes consideraciones:

El efectivo y equivalentes al efectivo incluyen el efectivo en caja, los depósitos a plazo en entidades de crédito y otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con un vencimiento original de tres meses. En el Estado de Situación, los sobregiros bancarios se clasifican como pasivo corriente.

Actividades de operación: son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de la Compañía, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiación.

Actividades de inversión: Corresponden a actividades de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos a largo plazo y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.

Actividades de financiación: Corresponden a actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos de carácter financiero.

l. Impuesto a las ganancias - La Sociedad y sus filiales determinan la base imponible y calculan su impuesto a la renta de acuerdo con las disposiciones legales vigentes en cada ejercicio.

Los impuestos diferidos originados por diferencias temporarias y otros eventos que crean diferencias entre la base contable y tributaria de activos y pasivos se registran de acuerdo con las normas establecidas en la NIC 12 "Impuesto a las ganancias".

El impuesto sobre sociedades se registra en la cuenta de resultados consolidada o en las cuentas de patrimonio neto del Estado de Situación Consolidado en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos, y su base fiscal generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo que se calculan utilizando las tasas fiscales que se espera que estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen.

Las variaciones producidas en el ejercicio en los impuestos diferidos de activo o pasivo se registran en la cuenta de resultado del Estado de Resultados Integrales consolidados o en rubros de patrimonio total en

el Estado de Situación Financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan generado.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen únicamente cuando se espera disponer de utilidades tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias.

Los activos y pasivos tributarios no monetarios se determinan en pesos chilenos y son traducidos a la moneda funcional de Colbún y filiales al tipo de cambio de cierre de cada ejercicio. Las variaciones de la tasa de cambio dan lugar a diferencias temporarias.

En cada cierre contable se revisan los impuestos diferidos registrados, tanto activos como pasivos, con objeto de comprobar que se mantienen vigentes, efectuándose las oportunas correcciones a los mismos de acuerdo con el resultado del citado análisis.

m. Indemnización por años de servicio - Las obligaciones reconocidas por concepto de indemnizaciones por años de servicios surgen como consecuencia de acuerdos de carácter colectivo suscritos con los trabajadores de la Compañía en los que se establece el compromiso por parte de la Empresa. La Compañía reconoce el costo de beneficios del personal de acuerdo a un cálculo actuarial, según lo requiere NIC 19 "Beneficios del personal" el que incluye variables como la expectativa de vida, incremento de salarios, etc. Para determinar dicho cálculo al 31 de diciembre de 2012 se ha utilizado una tasa de descuento real del 3,0% anual (ver nota 23.g).

El importe de los pasivos actuariales netos devengados al cierre del ejercicio se presenta en el ítem Provisiones del pasivo no corriente del Estado de Situación Financiera Consolidado. Las pérdidas y ganancias actuariales surgidas en la valoración de los pasivos afectos a estos planes se registran directamente a resultado en el rubro "Gastos por beneficios a los empleados".

n. Provisiones - Las obligaciones existentes a la fecha del Estado de Situación, surgidas como consecuencia de sucesos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización para la Compañía cuyo importe y momento de cancelación son indeterminados, se registran como provisiones por el valor actual del importe más probable que se estima que la Compañía tendrá que desembolsar para cancelar la obligación.

Las provisiones son revisadas periódicamente y se cuantifican teniendo en consideración la mejor información disponible a la fecha de cierre de los estados financieros consolidados.

o. Reconocimiento de ingresos - Los ingresos provenientes de la venta de energía eléctrica se valorizan a su valor justo del monto recibido o por recibir y representa los montos para los servicios prestados durante las actividades comerciales normales, reducido por cualquier descuento o impuesto relacionado.

La siguiente es una descripción de las principales políticas de reconocimiento de ingresos de la Compañía, para cada tipo de cliente:

- Clientes regulados - compañías de distribución: Los ingresos por la venta de energía eléctrica se registran sobre la base de la entrega física de la energía y potencia, en conformidad con contratos a largo plazo a un precio licitado conforme a la Ley N° 20.018 del año 2005 o un precio regulado estipulado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), según corresponda.
- Clientes no regulados - capacidad de conexión mayor a 2.000 KW. Los ingresos de las ventas de energía eléctrica para estos clientes se registran sobre la base de entrega física de energía y potencia, a las tarifas especificadas en los contratos respectivos.
- Clientes mercado spot - Los ingresos de las ventas de energía eléctrica y potencia se registran sobre la base de entrega física de energía y potencia, a otras compañías generadoras, al costo marginal de la energía y potencia. El mercado spot por ley está organizado a través del Centro Económico de Despacho de Carga (CDEC) al que los generadores pertenecen como coordinados junto a las empresas transmisoras, distribuidoras y a los grandes clientes libres y es donde se comercializan los superávit o déficit de energía y potencia eléctrica. Los superávit de energía y potencia se registran como ingresos y los déficit se registran como gasto dentro del Estado de Resultado Integral Consolidado.

Cuando se cambian o intercambian bienes o servicios por otros de naturaleza y valor similar, el intercambio no se considera como una transacción que genere ingresos.

Adicionalmente, cualquier impuesto recibido por los clientes y remitidos a las autoridades gubernamen-

tales (por ejemplo, IVA, impuestos por ventas o tributos) se registra sobre una base neta y por lo tanto se excluyen de los ingresos en el Estado de Resultados Integral Consolidado.

o.1 Ingresos por dividendos e intereses - Los ingresos por dividendos de inversiones se reconocen cuando se ha establecido el derecho de recibir el pago.

Los ingresos por intereses se devengan sobre la base del tiempo, por referencia al capital por pagar y la tasa de interés efectiva aplicable, que es la tasa que rebaja exactamente los ingresos de dineros futuros y estimados a través de la vida útil esperada del activo financiero al valor libro neto de dicho activo.

p. Dividendos - La Junta Ordinaria de Accionistas acordó que la política de dividendos será la distribución del 30% de las utilidades líquidas distribuibles del ejercicio.

La Compañía provisiona al cierre de cada ejercicio el 30% de la utilidad líquida distribuible.

q. Medio ambiente - En el caso de existir pasivos ambientales se registran sobre la base de la interpretación actual de leyes y reglamentos ambientales, cuando sea probable que una obligación actual se produzca y el importe de dicha responsabilidad se pueda calcular de forma fiable.

Las inversiones en obras de infraestructura destinadas a cumplir requerimientos medioambientales son activadas siguiendo los criterios contables generales para Propiedades, plantas y equipos.

r. Vacaciones al personal - El gasto de vacaciones se registra en el ejercicio en que se devenga el derecho, de acuerdo a lo establecido en la NIC N°19.

s. Clasificación de saldos en corriente y no corriente - En el Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto, los saldos se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como Corriente aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses y como No corriente los de vencimiento superior a dicho ejercicio.

t. Arrendamientos - La Compañía aplica IFRIC 4 para evaluar si un acuerdo es, o contiene, un arrendamiento. Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad se clasifican como financieros. El resto de arrendamientos se clasifican como operativos.

3.2 Nuevos pronunciamientos contables

Las siguientes nuevas Normas e Interpretaciones han sido emitidas pero su fecha de aplicación aún no está vigente:

Nuevas IFRS	Fecha de aplicación obligatoria
IFRS 9, Instrumentos Financieros. Clasificación y medición.	1 de enero de 2015
IFRS 10, Estados Financieros Consolidado.	1 de enero de 2013
IFRS 11, Acuerdos Conjuntos.	1 de enero de 2013
IFRS 12, Revelaciones de Participaciones en Otras Entidades.	1 de enero de 2013
IFRS 13, Mediciones de Valor Razonable.	1 de enero de 2013
IFRIC 20, Costos de desmonte en la fase de producción de una mina a cielo abierto.	1 de enero de 2013

La aplicación de estos pronunciamientos contables no ha tenido efectos significativos para la Compañía. El resto de los criterios contables aplicados en 2012 no han variado respecto a los utilizados en 2011.

Enmiendas a IFRS	Fecha de aplicación obligatoria
IFRS 7, Instrumentos Financieros. Información a revelar.	1 de enero de 2013
IFRS 10, Estados Financieros Consolidados.	1 de enero de 2013 1 de enero de 2014
IFRS 11, Acuerdos Conjuntos.	1 de enero de 2013
IFRS 12, Revelaciones de Participaciones en Otras Entidades.	1 de enero de 2013 1 de enero de 2014
NIC 1, Presentación de Estados Financieros.	1 de enero de 2013
NIC 16, Propiedades, planta y equipo.	1 de enero de 2013
NIC 19, Beneficios a los empleados.	1 de enero de 2013
NIC 27, Estados Financieros separados.	1 de enero de 2013 1 de enero de 2014
NIC 28, Inversiones en asociadas y negocios conjuntos.	1 de enero de 2013
NIC 32 Instrumentos Financieros Presentación.	1 de enero de 2013 1 de enero de 2014
NIC 34 Información financiera intermedia.	1 de enero de 2013

El Grupo está evaluando el impacto que tendrá la IFRS 9, IFRS 10, IFRS 11, IFRS 12 e IFRS 13 en la fecha de su aplicación efectiva. La Administración estima que el resto de Normas, Interpretaciones y Enmiendas pendientes de aplicación no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados de la Compañía.

3.3 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en los presentes Estados Financieros Consolidados es responsabilidad del Directorio de la Sociedad, que manifiesta expresamente que se han aplicado en su totalidad principios y criterios en conformidad con IFRS.

En la preparación de los estados financieros en conformidad con IFRS se requiere el uso de estimaciones y supuestos que afectan los montos de activos y pasivos a la fecha de los estados financieros y los montos de ingresos y gastos durante el ejercicio reportado. Estas estimaciones están basadas en el mejor saber de la Administración sobre los montos reportados, eventos o acciones.

En la preparación de los Estados Financieros Consolidados se han utilizado estimaciones tales como:

- Vida útil de propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver notas 3.1.f y 5.a)
- Valores residuales del activo (ver notas 3.1.f).
- Pérdidas por deterioro (ver nota 5.b)
- Hipótesis empleadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver notas 3.1.h y 5.d)
- Hipótesis utilizadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con empleados (ver nota 3.1.m)
- Probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver nota 3.1.n)
- La energía suministrada a clientes y pendiente de facturación al cierre de cada ejercicio (ver nota 3.1.h.1.6 y nota 9).

A pesar de que estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o la baja) en próximos ejercicios, lo que se aplicaría de forma prospectiva en el momento de conocida la variación, reconociendo los efectos del cambio de estimación en los correspondientes estados financieros consolidados futuros, de acuerdo a NIC 8.

4. Gestión de riesgo financiero

4.1 Política de gestión de riesgos

La estrategia de Gestión de Riesgo está orientada a resguardar los principios de estabilidad y sustentabilidad de la Compañía, eliminando o mitigando las variables de incertidumbre que la afectan o puedan afectar.

Gestionar integralmente los riesgos supone identificar, medir, analizar, mitigar y controlar los distintos riesgos incurridos por las distintas gerencias de la Compañía, así como estimar el impacto en la posición consolidada de la misma, su seguimiento y control en el tiempo. En este proceso intervienen tanto la alta dirección de Colbún como las áreas tomadoras de riesgo.

Los límites de riesgo tolerables, las métricas para la medición del riesgo y la periodicidad de los análisis de riesgo son políticas normadas por el Directorio de la Compañía.

La función de gestión de riesgo es realizada por un Comité de Riesgos con el apoyo de la Gerencia de Gestión y Control de Riesgo (perteneciente a la División Negocios y Gestión de Energía) y en coordinación con las demás divisiones de la Compañía.

4.2 Factores de riesgo

Las actividades de la Compañía están expuestas a diversos riesgos que se han clasificado en riesgos del negocio eléctrico y riesgos financieros.

4.2.1 Riesgos del negocio eléctrico

Son los riesgos de carácter estratégico debido a factores externos e internos de la Compañía tales como el ciclo económico, hidrología, patrones de demanda, estructura de la industria en cuanto a oferta en generación y transmisión, cambios en la regulación y niveles de precios de los combustibles. También dentro de esta categoría están los riesgos provenientes de la gestión de proyectos, fallas en equipos y mantención.

En relación a los riesgos del negocio eléctrico, para el año 2012 los principales se encuentran asociados a la hidrología y los precios de los combustibles, los que se detallan a continuación:

a. Riesgo hidrológico

Aproximadamente el 55% de la potencia instalada de Colbún corresponde a centrales hidroeléctricas y térmicas eficientes, las que permiten suministrar los compromisos de la Empresa a bajos costos operativos. Sin embargo, en condiciones hidrológicas secas, Colbún debe operar sus plantas térmicas de ciclo combinado principalmente con diesel o con compras de gas natural, lo que permite suplir la menor generación hidráulica y complementar la generación a carbón eficiente. En condiciones muy extremas puede ser necesario recurrir a centrales de ciclo abierto operando con diesel.

Esta situación encarece los costos de Colbún aumentando la variabilidad de sus resultados en función de las condiciones hidrológicas. La exposición de la Compañía al riesgo hidrológico, se encuentra razonablemente mitigada mediante una política comercial que tiene por objeto mantener un equilibrio entre la generación base competitiva (hidráulica en un año medio-seco y generación térmica a carbón) y los compromisos comerciales. Adicionalmente nuestras ventas a clientes están acordadas sobre la base de índices que reflejen la estructura de costos de la Compañía (precio de los combustibles, costos marginales e índices de inflación). Sin embargo, dado que frente a condiciones hidrológicas extremas la variabilidad en los resultados podría aumentar, esta situación está en constante supervisión con el objeto de adoptar oportunamente las acciones de mitigación que se requieran.

En este sentido, dadas las condiciones hidrológicas de los últimos tres años, durante el año 2012 se han suscrito acuerdos de suministro de gas natural con Enap Refinerías S.A. para la operación de una unidad de ciclo combinado del complejo Nehuenco con gas proveniente del terminal GNL Quintero. Adicionalmente, se logró un acuerdo con Enap Refinerías S.A. para el suministro de una unidad de ciclo combinado del Complejo Nehuenco para el período enero a abril 2013.

Por otra parte, con el objeto de cubrir condiciones de deshielo desfavorables para finales del año 2012 y principios del año 2013, se perfeccionaron dos nuevos acuerdos para el suministro de gas natural con Metrogas S.A., el primero contempla el suministro para una unidad de ciclo combinado del complejo Nehuenco, para el período septiembre - diciembre de 2012 y, el segundo, para el período entre enero y abril del año 2013 (contrato que además contempla opciones de nominar suministro para ciertos meses de los años 2014 y 2015).

Es relevante mencionar que estos contratos de gas nos permitirán suministrar compromisos contractuales bajo condiciones más competitivas que los contratos de gas de períodos anteriores (dada las condiciones comerciales estipuladas en ellos).

b. Riesgo de precios de los combustibles

Como se mencionó en la descripción del riesgo hidrológico, en situaciones de bajos afluentes a las plantas hidráulicas, Colbún debe hacer uso de sus plantas térmicas o efectuar compras de energía en el mercado spot a costo marginal.

En estos escenarios el costo de producción de Colbún o los costos marginales se encuentran directamente afectados por los precios de los combustibles, existiendo un riesgo por las variaciones que puedan presentar los precios internacionales de los combustibles.

Cabe señalar que parte de este riesgo se mitiga con contratos cuyos precios de venta también se indexan con las variaciones de los precios de los combustibles, tales como diesel y carbón.

Para complementar lo anterior y de acuerdo a la política de revisión periódica de los riesgos de la Compañía, en octubre del año 2012, materializados los acuerdos para operar con gas natural los primeros meses del año 2013, se tomaron instrumentos de coberturas (opciones Call sobre Henry Hub) con el objeto de acotar los incrementos en los costos de la Compañía por aumento en los precios internacionales del gas natural.

c. Riesgo de suministro de combustibles

Con respecto al suministro de combustibles líquidos la Compañía mantiene contratos con proveedores y capacidad de almacenamiento propio que le permiten contar con una adecuada confiabilidad en la disponibilidad de este tipo de combustible.

En cuanto a las compras de carbón para la central térmica Santa María, se han realizado nuevas licitaciones invitando a importantes suministradores internacionales, adjudicando el suministro a empresas competitivas y con respaldo. Lo anterior siguiendo una política de compra temprana de modo evitar cualquier riesgo de no contar con este combustible.

4.2.2 Riesgos financieros

Son aquellos riesgos ligados a la imposibilidad de realizar transacciones o al incumplimiento de obligaciones procedentes de las actividades por falta de fondos, como también las variaciones de tasas de interés, tipos de cambios, quiebra de contraparte u otras variables financieras de mercado que puedan afectar patrimonialmente a Colbún.

a. Riesgo de tipo de cambio

El riesgo de tipo de cambio viene dado principalmente por los pagos que se deben realizar en monedas distintas al dólar para el proceso de generación de energía, por las inversiones en plantas de generación de energía ya existentes o nuevas plantas en construcción, y por la deuda contratada en moneda distinta a la moneda funcional de la Compañía.

Los instrumentos utilizados para gestionar el riesgo de tipo de cambio corresponden a swaps de moneda y forwards.

Al 31 de diciembre de 2012, el balance de Colbún muestra una posición casi calzada en activos y pasivos en pesos chilenos.

b. Riesgo de tasa de interés

Se refiere a las variaciones de las tasas de interés que afectan el valor de los flujos futuros referenciados a tasa de interés variable, y a las variaciones en el valor razonable de los activos y pasivos referenciados a tasa de interés fija que son contabilizados a valor razonable.

El objetivo de la gestión de este riesgo es alcanzar un equilibrio en la estructura de deuda, disminuir los impactos en el costo motivados por fluctuaciones de tasas de interés y de esta forma poder reducir la volatilidad en la cuenta de resultados de la Compañía.

Para cumplir con los objetivos y de acuerdo a las estimaciones de Colbún se contratan derivados de cobertura con la finalidad de mitigar estos riesgos. Los instrumentos utilizados son swaps de tasa de interés fija y collars.

La deuda financiera de la Compañía, incorporando el efecto de los derivados de tasa de interés contratados, presenta el siguiente perfil:

Tasa de interés	31-12-2012	31-12-2011
Fija	90%	100%
Variable	10%	0%
Total	100%	100%

Por otro lado, Colbún tiene una posición remanente de derivados que cubrían el riesgo de tasa de interés del crédito que fue parcialmente prepagado en febrero del año 2010. Estos instrumentos por un notional de US\$100 millones generan una exposición activa a la tasa Libor, posición que será manejada de acuerdo a las políticas de la Compañía, de manera de minimizar el impacto económico de deshacer estas posiciones.

c. Riesgo de crédito

La Empresa se ve expuesta a este riesgo derivado de la posibilidad de que una contraparte falle en el cumplimiento de sus obligaciones contractuales y produzca una pérdida económica o financiera. Históricamente todas las contrapartes con las que Colbún ha mantenido compromisos de entrega de energía han hecho frente a los pagos correspondientes de manera correcta. Sumado a esto gran parte de los cobros que realiza Colbún son integrantes del Sistema Interconectado Central chileno, entidades de elevada solvencia.

Con respecto a las colocaciones en tesorería y derivados que se realizan, Colbún efectúa las transacciones con entidades de elevados ratings crediticios, reconocidas nacional e internacionalmente, de modo que minimicen el riesgo de crédito de la Empresa. Adicionalmente, la Compañía ha establecido límites de participación por contraparte, los que son aprobados por el Directorio de la Sociedad y revisados periódicamente.

Al 31 de diciembre de 2012 la totalidad de las inversiones de excedentes de caja se encuentran invertidas en bancos locales, con clasificación de riesgo local igual o superior a AA- y en bancos internacionales con clasificación de riesgo grado de inversión. Respecto a los derivados existentes, todas las contrapartes internacionales de la Compañía tienen clasificación de riesgo internacional BBB o superior y las contrapartes locales tienen clasificación de riesgo AA- o superior.

d. Riesgo de liquidez

Este riesgo viene motivado por las distintas necesidades de fondos para hacer frente a los compromisos de inversiones y gastos del negocio, vencimientos de deuda, etc.

Los fondos necesarios para hacer frente a estas salidas de flujo de efectivo se obtienen de los propios recursos generados por la actividad ordinaria de Colbún y por la contratación de líneas de crédito que aseguren fondos suficientes para soportar las necesidades previstas por un período.

Al 31 de diciembre de 2012 Colbún cuenta con excedentes de caja de US\$ 217,7 millones, invertidos casi en su totalidad en Depósitos a Plazo con duración promedio menor a 90 días. Asimismo, la Compañía tiene como fuentes de liquidez adicional disponibles al día de hoy: (i) una línea comprometida de financiamiento con entidades locales por UF 8 millones, (ii) dos líneas de bonos inscritas en el mercado local por un monto conjunto de UF 7 millones, (iii) una línea de efectos de comercio inscrita en el mercado local por UF 2,5 millones y (iv) líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones.

Al 31 de diciembre de 2012 Colbún cuenta con clasificaciones de riesgo nacional A+ por Fitch Ratings y AA- por Humphreys, ambas con perspectivas estables. A nivel internacional la clasificación de la Compañía es BBB con perspectiva estable por Fitch Ratings y BBB- con perspectiva negativa por Standard & Poor's.

4.3 Medición del riesgo

La Compañía realiza periódicamente análisis y mediciones de su exposición a las distintas variables de riesgo, de acuerdo a lo presentado en párrafos anteriores.

Para efectos de medir su exposición Colbún emplea metodologías ampliamente utilizadas en el mercado para realizar análisis de sensibilidad sobre cada variable de riesgo, de manera que la Administración pueda manejar la exposición de la Compañía a las distintas variables y su impacto económico.

5. Criterios contables críticos

La Administración necesariamente efectúa juicios y estimaciones que tienen un efecto significativo sobre las cifras presentadas en los estados financieros. Cambios en los supuestos y estimaciones podrían tener un impacto significativo en los estados financieros. A continuación se detallan las estimaciones y juicios críticos usados por la Administración en la preparación de los presentes estados financieros:

a. Cálculo de depreciación y amortización, y estimación de vidas útiles asociadas

Tanto las propiedades, plantas y equipos como los activos intangibles distintos de la plusvalía con vida útil definida, son depreciados y amortizados linealmente sobre la vida útil estimada. Las vidas útiles han sido estimadas y determinadas, considerando aspectos técnicos, naturaleza del bien, y estado de los bienes. Las vidas útiles estimadas al 31 de diciembre de 2012 y 2011 son las siguientes:

(i) Vidas útiles Propiedades, plantas y equipos: El detalle de las vidas útiles de las principales Propiedades, plantas y equipos se presenta a continuación:

Clases de propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Construcciones y obras de infraestructura	30 - 50
Maquinarias y equipos	20 - 50
Otros activos fijos	10 - 20

Para mayor información, se presenta una apertura adicional por clases de planta:

Clases de plantas	Intervalo de años de vida útil estimada
Instalaciones de generación	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	30 - 50
Equipo electromecánico	20 - 50
Centrales térmicas	
Obra civil	20 - 50
Equipo electromecánico	20 - 35

(ii) Vidas útiles activos intangibles distintos de la plusvalía (con vidas útiles definidas): Las vidas útiles sobre los activos intangibles de la Compañía corresponden a software y similares, y servidumbres temporales, los cuales se amortizan de acuerdo a la duración del contrato respectivo.

(iii) Vidas útiles activos intangibles distintos de la plusvalía (con vidas útiles indefinidas): La Compañía efectuó un análisis de las vidas útiles de los activos intangibles distintos de la plusvalía, servidumbres y derechos de aguas, entre otros, concluyendo que no existe un límite previsible de tiempo a lo largo del cual el activo genere entradas de flujos netos de efectivo. Para estos activos intangibles se determinó que sus vidas útiles tienen el carácter de indefinidas.

b. Deterioro de activos tangibles e intangibles, excluyendo el menor valor

A la fecha de cierre de cada año, o en aquella fecha en que se considere necesario, se analiza el valor de los activos para determinar si existe algún indicio de que dichos activos hubieran sufrido una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el importe del saneamiento necesario. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo a la que el activo pertenece.

En el caso de las Unidades Generadoras de Efectivo a las que se han asignado activos tangibles o activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática al cierre de cada ejercicio o bajo circunstancias consideradas necesarias para realizar tal análisis.

El monto recuperable es el mayor entre el valor de mercado descontado el costo necesario para su venta y el valor de uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor de recuperación del inmovilizado material, el valor de uso es el criterio utilizado por la Compañía. Para estimar el valor de uso, la Compañía prepara las provisiones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes aprobados por la Administración de la Compañía. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones disponibles de ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando la mejor información disponible a la fecha, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa, antes de impuestos, que recoge el costo de capital del negocio en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general para el negocio.

En el caso de que el importe recuperable sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo en el cuadro "Amortizaciones" de la cuenta de resultados.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en un activo en ejercicios anteriores son revertidas cuando se produce un cambio en las estimaciones sobre su importe recuperable aumentando el valor del activo con abono a resultados con el límite del valor en libros que el activo hubiera tenido de no haberse realizado el saneamiento.

La Administración de la Compañía, en base al resultado del test de deterioro, anteriormente explicado, considera que no existen indicios de deterioro del valor contable de los activos tangibles e intangibles ya que estos no superan el valor recuperable de los mismos.

c. Activos financieros retenidos hasta el vencimiento

Los directores han revisado los activos financieros de la Compañía retenidos hasta el vencimiento a la luz de los requisitos de liquidez y mantención de capital y ha confirmado la intención positiva y la capacidad de la Compañía de retener dichos activos hasta el vencimiento.

d. Valor justo de los derivados y otros instrumentos financieros

Tal como se describe en la nota 4, la Administración usa su criterio al seleccionar una técnica de valoración apropiada de los instrumentos financieros que no se cotizan en un mercado activo. Se aplican las técnicas de valoración usadas comúnmente por los profesionales del mercado. En el caso de los instrumentos financieros derivados, se forman las presunciones basadas en las tasas cotizadas en el mercado, ajustadas según las características específicas del instrumento. Otros instrumentos financieros se valorizan usando un análisis de la actualización de los flujos de efectivo basado en las presunciones soportadas, cuando sea posible, por los precios o tasas observables de mercado.

6. Operaciones por segmentos

El negocio básico de Colbún es la generación y venta de energía eléctrica. Para ello cuenta con activos que producen dicha energía, la que es vendida a diversos clientes con los cuales se mantienen contratos de suministros y a otros sin contrato de acuerdo a lo estipulado en la Ley.

El sistema de control de gestión de Colbún analiza el negocio desde una perspectiva de un mix de activos hidráulicos / térmicos que producen energía eléctrica para servir a una cartera de clientes. En consecuencia, la asignación de recursos y las medidas de desempeño se analizan en términos agregados. Sin perjuicio de lo anterior, la gestión interna considera criterios de clasificación para los activos y para los clientes, para efectos meramente descriptivos pero en ningún caso de segmentación de negocio.

Algunos de estos criterios de clasificación son, por ejemplo, la tecnología de producción: plantas hidroeléctricas (que a su vez pueden ser de pasada o de embalse) y plantas térmicas (que a su vez pueden ser de ciclo combinado, de ciclo abierto, etc.). Los clientes, a su vez, se clasifican siguiendo conceptos contenidos en la regulación en clientes libres, clientes regulados y mercado spot (ver nota 2).

No existe una relación directa entre cada una de las plantas generadoras y los contratos de suministro, sino que éstos se establecen de acuerdo a la capacidad total de Colbún, siendo abastecidos con la generación de cualquiera de las plantas o, en su defecto, con compras de energía a otras compañías generadoras.

Colbún es parte del sistema de despacho del CDEC-SIC, por lo que la generación de cada una de las plantas está definida por ese sistema de despacho, de acuerdo a la definición de óptimo económico para la totalidad del SIC.

Dado que Colbún S.A. opera sólo en el Sistema Interconectado Central, no es aplicable una segmentación geográfica.

La regulación eléctrica en Chile contempla una separación conceptual entre energía y potencia, pero no por tratarse de elementos físicos distintos, sino para efectos de tarificación económicamente eficiente. De ahí que se distinga entre energía que se tarifica en unidades monetarias por unidad de energía (KWh, MWh, etc.) y potencia que se tarifica en unidades monetarias por unidad de potencia - unidad de tiempo (KW-mes).

En consecuencia, para efectos de la aplicación de la IFRS 8, se define como el único segmento operativo para Colbún S.A., a la totalidad del negocio ya señalado.

Información sobre productos y servicios

Servicios	Enero - Diciembre	
	2012 MUS\$	2011 MUS\$
Ventas de energía	981.856	1.022.871
Ventas de potencia	155.864	149.085
Otros ingresos	271.036	160.820
Total ventas	1.408.756	1.332.776

Información sobre ventas a clientes principales

Clientes principales	Enero - Diciembre			
	2012		2011	
	MUS\$	%	MUS\$	%
CGE	338.173	24%	345.545	26%
Chilectra	263.520	19%	248.010	19%
AngloAmerican	133.185	9%	175.873	13%
SAESA	134.925	10%	112.791	8%
Codelco	44.304	3%	146.350	11%
Otros	494.649	35%	304.207	23%
Total ventas	1.408.756	100%	1.332.776	100%

7. Clases de efectivo y equivalentes al efectivo

a. Composición del rubro

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es la siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$
Efectivo en caja	55	56
SalDOS bancos	306	333
Depósitos a Plazo	216.877	192.788
Otros Instrumentos Líquidos	502	102.649
Total	217.740	295.826

Los Depósitos a Plazo vencen en un plazo inferior a tres meses y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo.

Los Otros Instrumentos Líquidos corresponden a fondos de renta fija en pesos, euros y en dólares, de muy bajo riesgo, los cuales se encuentran registrados al valor de la cuota respectiva a la fecha de cierre de los presentes estados financieros consolidados.

b. Detalle por tipo de moneda

El detalle de efectivo y equivalentes al efectivo, por tipo de moneda, considerando el efecto de derivados, es el siguiente:

Moneda	31.12.2012		31.12.2011	
	Moneda de origen MUS\$	Moneda con derivado ⁽¹⁾ MUS\$	Moneda de origen MUS\$	Moneda con derivado ⁽¹⁾ MUS\$
EUR	3.979	14.819	13.858	52.874
CLP	200.720	136.920	221.553	81.061
USD	13.041	66.541	60.415	161.100
Total	217.740	218.280	295.826	295.035

⁽¹⁾ Considera el efecto de forward de tipo de cambio suscritos para redenominar a dólares o euros ciertos Depósitos a Plazo en pesos.

8. Otros activos financieros

	Corriente		No corriente	
	31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$	31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$
Instrumentos Derivados cobertura ⁽¹⁾ (Ver nota 13.1.)	24.702	4.528	10.164	11.052
Inversión en el CDEC	-	-	314	289
Total	24.702	4.528	10.478	11.341

⁽¹⁾ Corresponde al mark-to-market positivo corriente y no corriente de los derivados de cobertura vigentes al cierre de cada ejercicio. (Ver nota 13.1).

9. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar

Rubro	Corriente	
	31.12.2011 MUS\$	31.12.2011 MUS\$
Deudores comerciales con contrato	121.742	157.031
Deudores comerciales sin contrato	-	418
Deudores varios ⁽¹⁾	81.020	56.603
Total	202.762	214.052

⁽¹⁾ Corresponde principalmente a anticipo a proveedores y cuenta por cobrar relacionados con seguros de siniestros.

El período medio de cobro a clientes es de 30 días, sin considerar las ventas a clientes distribuidoras sin contrato (RM88), cuyo importe se cobraba hasta el ejercicio 2011, de acuerdo a lo establecido en la Resolución Exenta N°933 de la Comisión Nacional de Energía y según lo mencionado en la Ley N°20.018 (Ley Corta II).

Considerando la solvencia de los deudores, la regulación vigente y en concordancia con la política de incobrables declarada en nuestras políticas contables (ver nota 3.h.1.6), la Sociedad ha estimado que no existen evidencia objetiva de deterioro en deudores comerciales y otras cuentas por cobrar que implique constituir provisión al cierre de cada ejercicio.

Los valores razonables de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corresponden a los mismos valores comerciales.

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, el análisis de deudores comerciales, es el siguiente:

a) Estratificación de cartera de los deudores comerciales: por antigüedad, cartera vencida pero no deteriorada.

Facturado	Saldos al 31.12.2012					
	Al Día MUS\$	1-30 días MUS\$	31-60 MUS\$	61-90 MUS\$	91-más MUS\$	Total MUS\$
Deudores comerciales Regulados	-	3.115	2	145	104	3.366
Deudores comerciales Libres	-	588	-	-	169	757
Otros deudores comerciales	459	2.112	33	6	3.400	6.010
Subtotal	459	5.815	35	151	3.673	10.133
Facturas por emitir	Saldos al 31.12.2012					
	Al Día MUS\$	1-30 días MUS\$	31-60 MUS\$	61-90 MUS\$	91-más MUS\$	Total MUS\$
Deudores comerciales Libres	301	9.336	-	-	-	9.637
Otros deudores comerciales	20.914	843	357	-	-	22.114
Subtotal	21.215	82.270	8.124	-	-	111.609
Total Deudores Comerciales	21.674	88.085	8.159	151	3.673	121.742
N° de clientes	5	73	56	33	52	-

Facturado	Saldos al 31.12.2011					
	Al Día MUS\$	1-30 días MUS\$	31-60 MUS\$	61-90 MUS\$	91-más MUS\$	Total MUS\$
Deudores comerciales Regulados	6,460	495	-	-	-	6.955
Deudores comerciales Libres	354	-	-	-	-	354
Otros deudores comerciales	26.394	585	7	45	4.319	31.350
Subtotal	33.208	1.080	7	45	4.319	38.659
Facturas por Emitir	Saldos al 31.12.2011					
	Al Día MUS\$	1-30 días MUS\$	31-60 MUS\$	61-90 MUS\$	91-más MUS\$	Total MUS\$
Deudores comerciales Libres	28.922	6	6	53	84	29.071
Otros deudores comerciales	1.319	18	22	9	419	1.787
Subtotal	101.990	6.871	6.014	2.218	1.697	118.790
Total Deudores Comerciales	135.198	7.951	6.021	2.263	6.016	157.449
N° de clientes	117	45	22	12	81	

b) Clientes en cobranza judicial

No existen deudores comerciales y otras cuentas por cobrar registradas en la contabilidad que se encuentren en cobranza judicial.

10. Instrumentos financieros**a. Instrumentos financieros por categoría**

Las políticas contables relativas a instrumentos financieros se han aplicado a las categorías que se detallan a continuación:

31 de diciembre de 2012	Mantenidos al vencimiento MUS\$	Préstamos y cuentas por cobrar MUS\$	Activos a valor razonable con cambios en resultados MUS\$	Derivados de cobertura MUS\$	Total MUS\$
Depósitos a Plazo y Otros Instrumentos Líquidos (ver nota 7)	216.877	-	502	-	217.379
Deudores comerciales y cuentas por cobrar (ver nota 9)	-	202.762	-	-	202.762
Instrumentos financieros derivados (ver nota 13)	-	-	-	34.866	34.866
Otros activos financieros (ver nota 8)	314	-	-	-	314
Total	217.191	202.762	502	34.866	455.321
31 de diciembre de 2011	Mantenidos al vencimiento MUS\$	Préstamos y cuentas por cobrar MUS\$	Activos a valor razonable con cambios en resultados MUS\$	Derivados de cobertura MUS\$	Total MUS\$
Depósitos a Plazo y Otros Instrumentos Líquidos (ver nota 7)	192.788	-	102.649	-	295.437
Deudores comerciales y cuentas por cobrar (ver nota 9)	-	214.052	-	-	214.052
Instrumentos financieros derivados (ver nota 13)	-	-	-	15.580	15.580
Otros activos financieros (ver nota 8)	288	-	-	-	288
Total	193.076	214.052	102.649	15.580	525.357

b. Calidad crediticia de Activos Financieros

La calidad crediticia de los activos financieros que todavía no han vencido y que tampoco han sufrido pérdidas por deterioro se puede evaluar en función de la clasificación crediticia (“rating”) otorgada a las contrapartes de la Compañía por agencias de clasificación de riesgo de reconocido prestigio nacional e internacional.

Calidad crediticia de activos financieros	31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$
Cientes con clasificación de riesgo local		
AAA	1.194	12.420
AA	43.764	51.976
A+	38.718	61.424
A	4.237	910
A-	47	96
Total	87.960	126.826
Cientes sin clasificación de riesgo local		
Total	33.782	30.205
Distribuidoras sin contrato de venta de energía		
Total	-	418
Caja en bancos y depósitos bancarios a corto plazo Mercado Local		
AAA	102.251	109.033
AA+	41.702	54
AA	8.947	58.494
AA-	60.985	25.511
Total	213.885	193.092
Caja en bancos y depósitos bancarios a corto plazo Mercado Internacional (*)		
BBB- o superior	3.353	85
Total	3.353	85
Activos Financieros derivados Contraparte Mercado Local		
AAA	9.387	8.941
AA+	1.268	206
AA-	18.998	4.342
Total	29.653	13.489
Activos Financieros derivados Contraparte Mercado Internacional (*)		
BBB- o superior	5.213	2.091
Total	5.213	2.091

11. Información sobre partes relacionadas

Las operaciones entre la Compañía y sus subsidiarias dependientes, que son partes relacionadas, forman parte de las transacciones habituales de la Sociedad en cuanto a su objeto y condiciones, y han sido eliminadas en el proceso de consolidación. La identificación de vínculo entre la Controladora, Subsidiaria y Coligadas se encuentra detallada en la nota N°3.1 letra b.

a. Accionistas mayoritarios

La distribución de los accionistas de la Compañía al 31 de diciembre de 2012 es la siguiente:

Nombre de los accionistas	Participación %
Minera Valparaíso S.A. (*)	35,17
Forestal Cominco S.A. (*)	14,00
Antarchile S.A.	9,58
AFP Habitat S.A. (**)	5,16
AFP Provida S.A. (**)	5,13
AFP Capital S.A. (**)	4,51
AFP Cuprum S.A. (**)	3,36
Banco Itaú por cuenta de inversionistas	2,48
Banco de Chile por cuenta de terceros	2,44
Larraín Vial S.A. Corredora de Bolsa	1,60
Otros accionistas	16,57
Total	100,00

(*) La Compañía es controlada por Minera Valparaíso S.A. (35,17%) en forma directa, y a través de sus filiales Forestal Cominco S.A. (14,00%) e Inversiones Coillanca Ltda. (0,09%).

(**) Corresponde a la participación consolidada por cada Administradora de Fondos de Pensión.

b. Saldo y transacciones con entidades relacionadas**b.1. Cuentas por cobrar a entidades relacionadas**

RUT	Sociedad	País origen	Naturaleza de la relación	Tipo de Moneda	Corriente		No corriente	
					31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$	31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$
96.731.890-6	Cartulinas CMPC S.A.	Chile	Grupo empresarial común	Dólar	10.000	10.000	-	10.000
				Pesos	1.687	1.806	-	-
96.853.150-6	Papeles Cordillera S.A.	Chile	Grupo empresarial común	Pesos	1.190	1.312	400	398
96.532.330-9	CMPC Celulosa S.A.	Chile	Grupo empresarial común	Pesos	-	1.639	-	-
96.529.310-8	CMPC Tissue S.A.	Chile	Grupo empresarial común	Pesos	449	453	-	0-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Coligada	Dólar	1.456	1.308	-	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Coligada	Pesos	411	232	-	-
				Total	15.193	16.750	400	10.398

b.2. Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	País origen	Naturaleza de la relación	Tipo de Moneda	Corriente	
					31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$
90.412.000-6	Minera Valparaíso S.A.	Chile	Accionista	Dólar	4.796	-
79.621.850-9	Forestal Cominco S.A.	Chile	Accionista	Dólar	1.854	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Coligada	Pesos	-	220
99.520.000-7	Compañía de Petróleos de Chile Copec S.A.	Chile	Director Común	Pesos	20.475	31.901-
97.080.000-K	Banco Bice	Chile	Director Común	Pesos	1	-
96.565.580-8	Leasing Tattersall S.A.	Chile	Director Común	Pesos	142	-
				Total	27.268	32.121

b. 3 Transacciones más significativas y sus efectos en resultado

RUT	Sociedad	País origen	Naturaleza de la relación	Tipo de moneda	Descripción de la Transacción	Enero - Diciembre			
						2012		2011	
						Monto MUS\$	Efecto en resultados (cargo) abono MUS\$	Monto MUS\$	Efecto en resultados (cargo) abono MUS\$
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Coligada	Pesos	Peaje uso de instalaciones	2.549	(2.142)	3.472	(2.918)
				UF	Intereses por préstamo otorgado	-	-	69	69
				UF	Ingresos por servicios prestados	163	163	232	232
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	Chile	Coligada	UF	Préstamo otorgado ⁽¹⁾	-	-	9.244	-
				UF	Intereses por préstamo otorgado	-	-	101	101
				UF	Aportes de Capital ⁽¹⁾	14.178	-	12.921	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Coligada	Pesos	Servicio de transporte de gas	9.921	(8.337)	9.802	(8.237)
				Pesos	Servicio de transporte de diesel	1.107	(930)	1.064	(894)
				Dólar	Dividendo declarado ⁽²⁾	8.759	-	1.308	-
				Dólar	Dividendo recibido	7.302	-	1.286	-
96.853.150-6	Papeles Cordillera S.A.	Chile	Grupo empresarial común	Pesos	Venta de energía, potencia y transporte de energía	16.268	13.671	16.039	13.478
96.532.330-9	CMPC Celulosa S.A.	Chile	Grupo empresarial común	Pesos	Venta de energía, potencia y transporte de energía	7.003	5.885	40.459	33.999
96.731.890-6	Cartulinas CMPC S.A.	Chile	Grupo empresarial común	Pesos	Venta de energía, potencia y transporte de energía	26.036	21.879	23.855	20.046
				Dólar	Venta de energía y potencia	-	-	23.800	20.000
96.529.310-8	CMPC Tissue S.A.	Chile	Grupo empresarial común	Pesos	Venta de energía, potencia y transporte de energía	6.018	5.057	5.766	4.845
79.621.850-9	Forestal Cominco S.A.	Chile	Accionista mayoritario	Dólar	Dividendo declarado ⁽³⁾	1.854	-	5.192	-

b. 3 Transacciones más significativas y sus efectos en resultado

RUT	Sociedad	País origen	Naturaleza de la relación	Tipo de moneda	Descripción de la Transacción	Enero - Diciembre		Efecto en resultados (cargo) abono MUS\$
						2012	2011	
						Monto MUS\$	Monto MUS\$	
99.520.000-7	Compañía de Petróleos de Chile Copec S.A.	Chile	Director común	Pesos	Servicio de Abastecimiento de diesel	476.943	258.802	(194.639)
96.806.980-2	Entel PCS Telecomunicaciones S.A.	Chile	Director común	Pesos	Servicios de telefonía	450	277	(233)
96.565.580-8	Leasing Tattersall S.A.	Chile	Director común	Pesos	Arriendo de vehículos	1.582	1.844	(1.550)
96.722.460-k	Metrogas S.A.	Chile	Director común	Dólar	Compra gas natural	117.595	-	-
96.647.410-9	Entel Telefonía Local S.A.	Chile	Director común	Pesos	Servicios de telefonía	299	295	(248)
97.080.000-K	Banco Bice	Chile	Director común	Pesos	Gastos por servicios recibidos	13	23	(19)
90.412.000-6	Minera Valparaíso S.A.	Chile	Accionista mayoritario	Dólar	Dividendo declarado (3)	4.796	13.043	-

(1) Con fecha 08 de abril de 2011, en Junta Extraordinaria de Accionistas de Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A., se acordó aumentar el capital de dicha sociedad. Colbún participó mediante la capitalización de los préstamos otorgados a esta Sociedad.

(2) En sesión de Directorio, celebrada el 25 de noviembre de 2011, Electrogas S.A. declaró un dividendo provisorio con cargo a la utilidad del 2012.

(3) Corresponde a la provisión del 30 % dividendo mínimo obligatorio a nuestra controladora.

No existen garantías, otorgadas o recibidas por las transacciones con partes relacionadas.

No existen compromisos de dudoso cobro relativo a saldos pendientes que ameriten provisión ni gastos reconocidos por este concepto.

Todas las transacciones con partes relacionadas fueron realizadas en términos y condiciones de mercado.

c. Administración y Alta Dirección

Los miembros de la Alta Administración y demás personas que asumen la gestión de Colbún, así como los accionistas o las personas naturales o jurídicas a las que representan, no han participado al 31 de diciembre de 2012 y 2011, en transacciones inhabituales y/o relevantes de la Sociedad.

La Compañía es administrada por un Directorio compuesto por 9 miembros, los que permanecen por un período de 3 años con posibilidad de ser reelegidos.

Con fecha 26 de abril de 2012 en Junta Ordinaria de Accionistas, se renovó el Directorio de la Compañía.

d. Comité de Directores

De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 50 bis de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas, Colbún y filiales cuenta con un Comité de Directores compuesto de 3 miembros, que tienen las facultades contemplados en dicho artículo.

El 3 de mayo de 2012 en Sesión de Directorio, se designaron como integrantes del Comité de Directores a los directores señores Luis Felipe Gazitúa Achondo, Sergio Undurraga Saavedra y Vivianne Blanlot Soza, teniendo estos dos últimos la calidad de directores independientes.

e. Remuneración y otras prestaciones

En conformidad a lo establecido en el Artículo 33 de la Ley N°18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es determinada en la Junta General Ordinaria de Accionistas de la Compañía.

El detalle de los montos pagados durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011 que incluye a los miembros del Comité de Directores y a los directores de filiales, se presenta a continuación:

e.1 Remuneración del Directorio

Nombre	Cargo	Enero - Diciembre			
		2012		2011	
		Directorio de Colbún MUS\$	Comité de Directores MUS\$	Directorio de Colbún MUS\$	Comité de Directores MUS\$
Bernardo Larraín Matte	Presidente ⁽¹⁾	75	-	-	-
Luis Felipe Gazitúa Achondo	Vice-presidente ⁽¹⁾	62	20	55	13
Arturo Mackenna Iñiguez	Director ⁽¹⁾	55	-	55	-
Bernardo Matte Larraín	Director ⁽¹⁾	74	-	-	-
Eduardo Navarro Beltrán	Director ⁽¹⁾	55	-	55	-
Eliodoro Matte Larraín	Director ⁽¹⁾	55	-	37	-
Juan Hurtado Vicuña	Director ⁽¹⁾	52	-	55	-
Sergio Undurraga Saavedra	Director ⁽¹⁾	55	20	55	13
Vivianne Blanlot Soza	Director ⁽¹⁾	37	14	-	-
Emilio Pellegrini Ripamonti	Director	-	-	20	-
Demetrio Zañartu Bacarreza	Director	-	-	18	-
Fernando Franke García	Director	20	6	55	13
Jorge Larraín Bunster	Director	14	-	37	-
	Total	554	60	551	39

⁽¹⁾ Directores vigentes al 31 de Diciembre de 2012

e.2 Gastos en Asesoría del Directorio

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012 y 2011, el Directorio no realizó gastos por asesorías.

e.3 Remuneración de los miembros de la Alta Dirección que no son Directores

Miembros de la alta dirección	
Nombre	Cargo
Ignacio Cruz Zabala	Gerente General
Juan Eduardo Vásquez Moya	Gerente División Negocios y Gestión de Energía
Mauricio Cabello Cadiz	Gerente División Generación
Cristián Morales Jaureguiberry	Gerente División Finanzas y Administración
Eduardo Lauer Rodríguez	Gerente División Ingeniería y Proyectos
Vacante	Gerente División Asuntos Corporativos
Rodrigo Pérez Stiepovic	Gerente Legal
Paula Martínez Osorio	Gerente de Organización y Personas
Juan Andrés Morel Fuenzalida	Gerente de Auditoría Interna

Las remuneraciones devengadas por el personal clave de la gerencia, incluidos Gerentes y Ejecutivos principales (ver nota 39) asciende a:

Concepto	Enero - Diciembre	
	2012 MUS\$	2011 MUS\$
Beneficios a los empleados a corto plazo	3,571	3,725
Otros beneficios a largo plazo	190	186
Beneficios por terminación	102	20
Total	3,863	3,931

e.4 Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

No existen cuentas por cobrar y pagar entre la Compañía y sus Directores y Gerencias.

e.5 Otras transacciones

No existen otras transacciones entre la Compañía y sus Directores y Gerencia del Grupo.

e.6 Garantías constituidas por la Compañía a favor de los Directores

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012 y 2011, la Compañía no ha realizado este tipo de operaciones.

e.7 Planes de incentivo a los principales ejecutivos y gerentes

La Compañía tiene para toda su plana ejecutiva, bonos fijados en función de la evaluación de su desempeño individual, y cumplimiento de metas a nivel de empresa, como además del desempeño grupal e individual de cada ejecutivo.

e.8 Indemnizaciones pagadas a los principales ejecutivos y gerentes

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 se pagó la suma de MUS\$487. Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, no se realizaron pagos por este concepto.

e.9 Cláusulas de garantía: Directorio y Gerencia de la Compañía

La Compañía no tiene pactado cláusulas de garantía con sus directores y gerencia.

e.10 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

La Compañía no mantiene este tipo de operación.

12. Inventarios**Política de medición de inventarios**

En este rubro se registra i) el stock de gas, petróleo y carbón, los que se encuentran valorizados al precio medio ponderado, ii) importaciones de carbón en tránsito valorizadas al costo y iii) existencias de almacén que serán utilizadas durante el ejercicio, en la mantención de las propiedades, plantas y equipos de la Compañía, los que se encuentran valorizados a su costo, importes que no superan su valor neto de realización.

La composición de este rubro es el siguiente:

Clases de inventarios	MUS\$	31.12.2011 MUS\$
Existencias de almacén	24.990	9.923
Carbón	9.800	27.122
Petróleo	8.418	3.913
Gas Line Pack	274	274
Existencias en tránsito ⁽¹⁾	2.888	5.033
Total	46.370	46.265

⁽¹⁾ Corresponde a existencia de carbón para uso en la Central Santa María.

No existen inventarios entregados en prenda para garantía de cumplimiento de deudas.

Costo de inventarios reconocidos como gasto

Los consumos reconocidos como gastos durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011 respectivamente, se presentan en el siguiente detalle:

Costo inventario	Enero - Diciembre	
	2012 MUS\$	2011 MUS\$
Consumos almacén	5.421	7.569
Petróleo (ver nota 27)	420.079	357.262
Gas Line Pack (ver nota 27)	299.219	303.563
Carbón (ver nota 27)	40.095	-
Total	764.814	668.394

13. Instrumentos derivados

La Compañía, siguiendo la política de gestión de riesgos financieros descrita en la Nota 4, realiza contrataciones de derivados financieros para cubrir su exposición a la variación de tasas de interés, moneda (tipo de cambio) y precios de combustibles.

Los derivados de tasas de interés son utilizados para fijar o limitar la tasa de interés variable de obligaciones financieras y corresponden a swaps de tasa de interés y collars de cero costos.

Los derivados de moneda se utilizan para fijar la tasa de cambio del dólar respecto al peso (CLP), Unidad de Fomento (U.F.) y Euros (EUR), entre otras, producto de inversiones u obligaciones existentes en monedas distintas al dólar. Estos instrumentos corresponden principalmente a Forwards y Cross Currency Swaps.

Los derivados sobre precios de combustibles se emplean para mitigar el riesgo de variación en los costos de producción de energía de la Compañía producto de un cambio en los precios de combustibles utilizados para tales efectos y en insumos a utilizar en proyectos de construcción de centrales de generación eléctrica. Los instrumentos utilizados corresponden principalmente a opciones y forwards.

Al 31 de diciembre de 2012, la Compañía clasifica todas sus coberturas como "Cobertura de flujos de caja", excepto US\$100 millones de valor nominal de derivados de tasa de interés que quedaron sin partida cubierta al prepagar parcialmente un crédito Sindicado en febrero de 2010, cuya posición se ha mantenido abierta y la valoración a mercado de estos derivados se registran como ganancia o pérdida en el Estado de Resultados.

13.1 Instrumentos de Cobertura

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2012 y 2011, que recoge la valorización de los instrumentos financieros a dichas fechas, es el siguiente:

Activos de cobertura		Corriente		No Corriente	
		31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$	31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$
Cobertura de tipo de cambio	Cobertura flujo de caja	24.702	4.528	10.164	11.052
	Total (ver nota 8)	24.702	4.528	10.164	11.052
Pasivos de cobertura		Corriente		No Corriente	
		31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$	31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$
Cobertura de tasa de interés	Cobertura flujo de caja	1.536	1.714	17.487	23.597
	Total (ver nota 21.a)	1.536	1.714	17.487	23.597

El detalle de la cartera de instrumentos de cobertura de Colbún S.A. es el siguiente:

Instrumento de cobertura	Valor Razonable Instrumento de Cobertura		Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de cobertura
	31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$			
Forwards de moneda	-	2.123	Desembolsos futuros Proyecto	Tipo de Cambio	Flujo de caja
Forwards de moneda	486	(572)	Inversiones Financieras	Tipo de Cambio	Flujo de caja
Swaps de tasa de interés	(10.582)	(11.644)	Préstamos Bancarios	Tasa de interés	Flujo de caja
Swaps de tasa de interés	(8.441)	(13.667)	Obligaciones con el Público (Bonos)	Tasa de interés	Flujo de caja
Cross Currency Swaps	8.225	5.950	Préstamos Bancarios	Tipo de Cambio	Flujo de caja
Cross Currency Swaps	26.085	8.079	Obligaciones con el Público (Bonos)	Tipo de Cambio	Flujo de caja
Opciones de gas	70	-	Compras de Gas	Precio del Gas	Flujo de caja
Total	15.843	(9.731)			

En relación a las coberturas de flujo de caja presentadas al 31 de diciembre de 2012, la Compañía no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad de las coberturas.

13.2 Jerarquía de valor razonable

El valor razonable de los instrumentos financieros reconocidos en el Estado de Situación Financiera, ha sido determinado siguiendo la siguiente jerarquía, según los datos de entrada utilizados para realizar la valoración:

Nivel 1: Precios cotizados en mercados activos para instrumentos idénticos.

Nivel 2: Precios cotizados en mercados activos para activos o pasivos similares u otras técnicas de valoración para las cuales todos los inputs importantes se basen en datos de mercado que sean observables.

Nivel 3: Técnicas de valoración para las cuales todos los inputs relevantes no estén basados en datos de mercado que sean observables.

A 31 de diciembre de 2012, el cálculo del valor razonable de la totalidad de los instrumentos financieros sujetos a valoración se ha determinado en base al Nivel 2 de la jerarquía antes presentada.

14. Inversiones en subsidiarias

Los estados financieros consolidados incorporan los estados financieros de la Compañía Matriz y las sociedades controladas (ver nota 3b).

A continuación se incluye información detallada de las Subsidiarias al 31 de diciembre de 2012 y 2011.

Subsidiaria	(31 - 12 - 2012)						
	Activos Corrientes MUS\$	Activos No Corrientes MUS\$	Pasivos Corrientes MUS\$	Pasivos No Corrientes MUS\$	Patrimonio MUS\$	Ingresos Ordinarios MUS\$	Importe de Ganancia (pérdida) neta MUS\$
Empresa Eléctrica Industrial S.A.	1.050	12.803	9.020	506	4.327	1.814	(1.172)
Colbun International Limited	511	-	1	-	510	-	(17)
Soc. Hidroeléctrica Melocotón Ltda.	884	2.966	6.662	-	(2.812)	876	(3.343)
Río Tranquilo S.A.	38.027	69.070	28.023	8.055	71.019	15.086	6.498
Termoeléctrica Nehuenco S.A.	6.039	5.266	26.839	1.858	(17.392)	2.860	(3.109)
Termoeléctrica Antilhue S.A.	9.712	51.945	32.247	6.207	23.203	2.050	(899)
Colbún Transmisión S.A. ⁽¹⁾	2.417	112.982	2.835	18.335	94.229	2.310	17.104
Subsidiaria	(31 - 12 - 2011)						
	Activos Corrientes MUS\$	Activos No Corrientes MUS\$	Pasivos Corrientes MUS\$	Pasivos No Corrientes MUS\$	Patrimonio MUS\$	Ingresos Ordinarios MUS\$	Importe de Ganancia (pérdida) neta MUS\$
Empresa Eléctrica Industrial S.A.	1.104	11.456	6.547	514	5.499	3.625	(530)
Colbun International Limited	532	-	5	-	527	-	(9)
Soc. Hidroeléctrica Melocotón Ltda.	1	1.161	632	-	530	-	-
Río Tranquilo S.A.	23.343	73647	26.356	6.113	64.521	14.534	4.769
Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A. ⁽²⁾	155.422	247.526	82.677	8.824	311.447	55.941	15.116
Hidroeléctrica Aconcagua S.A. ⁽²⁾	109.856	107.210	95.343	17.753	103.970	49.033	30514
Obras y Desarrollo S.A. ⁽²⁾	49.828	37.027	29.283	11.248	46.324	23.132	1.551
Termoeléctrica Nehuenco S.A.	2.035	3.186	18.319	1.184	(14.282)	1.191	(5.055)
Termoeléctrica Antilhue S.A.	6.196	53.088	2.043	33.139	24.102	6.000	1.740

⁽¹⁾ Con fecha 12 de julio de 2012, se protocolizó la inscripción y publicación de extracto de constitución de la Sociedad Colbún Transmisión S.A.

⁽²⁾ Durante el ejercicio 2012 se produjo la disolución por fusión impropia en Colbún S.A. de las siguientes sociedades: (i) 3 de diciembre Sociedad Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A. (ii) 14 de diciembre las sociedades Obras y Desarrollo S.A. e Hidroeléctrica Aconcagua S.A.

15. Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación

a. Método de participación

A continuación se presenta un detalle de las sociedades contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas al 31 de diciembre de 2012 y 2011:

Sociedad	Número de acciones	Porcentaje de participación 31.12.2012	Saldo al 01.01.2012 MUS\$	Adiciones MUS\$	Resultado del ejercicio MUS\$	Dividendos MUS\$	Reserva patrimonio MUS\$	Subtotal MUS\$	Utilidad no realizada MUS\$	Total MUS\$
Coligada	3.237.675	49,00%	110.700	14.178	(1.085)	-	10.196	133.989	-	133.989
Coligada	175.076	42,50%	18.741	-	8.810	(8.759)	69	18.861	-	18.861
Control conjunto	-	50,00%	10.396	-	615	-	785	11.796	-	11.796
Totales	-	-	139.837	14.178	8.340	(8.759)	11.050	164.646	-	164.646
Sociedad	Número de acciones	Porcentaje de participación 31.12.2011	Saldo al 01.01.2011 MUS\$	Adiciones MUS\$	Resultado del ejercicio MUS\$	Dividendos MUS\$	Reserva patrimonio MUS\$	Subtotal MUS\$	Utilidad no realizada MUS\$	Total MUS\$
Coligada	3.237.675	49,00%	104.004	24.837	(5.051)	-	(13.090)	110.700	-	110.700
Coligada	-	0,00%	15.814	(21.568)	7.400	(7.276)	4.783	(847)	847	-
Coligada	175.076	42,50%	9	20.269	1.210	(1.286)	(1.461)	18.741	-	18.741
Control conjunto	-	50,00%	10.662	0	713	-	(979)	10.396	-	10.396
Totales	-	-	130.489	23.538	4.272	(8.562)	(10.747)	138.990	847	139.837

⁽¹⁾ Ver nota explicativa 11.b.3.

⁽²⁾ Con fecha 16 de noviembre de 2011, se produjo la fusión de Electrogas S.A. con Inversiones Electrogas S.A., mediante la absorción de esta última por la primera.

b. Información financiera de las sociedades coligadas y bajo control conjunto

A continuación se incluye información al 31 de diciembre de 2012 y 2011 de los estados financieros de sociedades coligadas o bajo control conjunto en las que la Compañía tiene participación:

Sociedad	Al 31.12.2012						
	Activo Corriente MUS\$	Activo no corriente MUS\$	Pasivo Corriente MUS\$	Pasivo no corriente MUS\$	Ingresos Ordinarios MUS\$	Gastos Ordinarios MUS\$	Ganancias (Pérdidas) MUS\$
Electrogas S.A. (ver nota 15.a)	5.199	81.012	16.584	25.248	38.073	(2.809)	20.729
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	21.005	264.640	11.935	517	259	(15.898)	(2.375)
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	6.896	20.672	1.302	2.645	4.721	(1.488)	1.259
Totales	33.100	366.324	29.821	28.410	43.053	(20.195)	19.613

Sociedad	Al 31.12.2011						
	Activo Corriente MUS\$	Activo no corriente MUS\$	Pasivo Corriente MUS\$	Pasivo no corriente MUS\$	Ingresos Ordinarios MUS\$	Gastos Ordinarios MUS\$	Ganancias (Pérdidas) MUS\$
Electrogas S.A. (ver nota 15.a)	5.176	86.203	18.312	28.973	35.640	(2.670)	20.260
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	19.743	223.187	14.153	1.994	0	(15.277)	(10.309)
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	2.841	20.289	596	1.862	4.521	(1.727)	1.426
Totales	27.760	329.679	33.061	32.829	40.161	(19.674)	11.377

16. Activos intangibles distintos de la plusvalía**a. Detalle por clases de intangibles**

A continuación se presenta el detalle al 31 de diciembre de 2012 y 2011:

Activos intangibles, neto	31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$
Derechos de Agua	16.680	16.680
Servidumbres	47.053	36.906
Software	5.352	5.736
Derechos Emision Material Particulado	4.300	-
Total	73.385	59.322

Activos intangibles, bruto	31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$
Derechos de Agua	16.680	16.680
Servidumbres	47.124	36.922
Software	8.170	7.794
Derechos Emision Material Particulado	4.300	-
Total	76.274	61.396

Amortización acumulada	31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$
Servidumbres	(71)	(16)
Software	(2.818)	(2.058)
Total	(2.889)	(2.074)

b. Movimiento de intangibles durante el ejercicio

La composición y movimiento del activo intangible al 31 de diciembre de 2012 y 2011 ha sido la siguiente:

Movimientos ejercicio 2012	Derechos de Agua MUS\$	Servidumbres MUS\$	Software MUS\$	Derechos Emisión Material Particulado MUS\$	Intangibles, Neto MUS\$
Saldo inicial al 01.01.2012	16.680	36.906	5.736	-	59.322
Adiciones	-	2.218	359	1.031	3.608
Adiciones en curso	-	2.975	-	2.569	5.545
Traslados	-	5.008	17	700	5.725
Gastos por Amortización (ver nota 29)	-	(55)	(760)	-	(815)
Saldo final al 31.12.2012	16.680	47.053	5.352	4.300	73.385
Movimientos ejercicio 2011	Derechos de Agua MUS\$	Servidumbres MUS\$	Software MUS\$	Derechos Emisión Material Particulado MUS\$	Intangibles, Neto MUS\$
Saldo inicial al 01.01.2011	15.709	17.322	6.587	-	39.618
Adiciones	971	3.764	614	-	5.349
Traslados	-	15.820	96	-	15.916
Gastos por Amortización	-	-	(1.561)	-	(1.561)
Saldo final al 31.12.2011	16.680	36.906	5.736	-	59.322

La Administración de la Compañía, de acuerdo a lo explicado en nota 5b), en su evaluación considera que no existe deterioro del valor contable de los activos intangibles. La Compañía no posee activos intangibles que estén afectados como garantías al cumplimiento de obligaciones.

17. Clases de propiedades, planta y equipos**a. Detalle por clases de propiedades, planta y equipo**

A continuación se presenta el detalle de propiedades, plantas y equipos al 31 de diciembre de 2012 y 2011:

Clases de propiedades, plantas y equipos, neto	31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$
Terrenos	279.717	272.842
Construcciones y Obras de Infraestructura	2.110.167	1.785.605
Maquinarias y Equipos	1.616.938	1.086.706
Otros Activos Fijos	52.157	50.719
Obras en Ejecución	845.172	1.398.849
Total	4.904.151	4.594.721
Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto	31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$
Terrenos	279.717	272.842
Construcciones y Obras de Infraestructura	2.436.876	2.040.950
Maquinarias y Equipos	1.898.072	1.305.871
Otros Activos Fijos	63.196	59.858
Obras en Ejecución	845.172	1.398.849
Total	5.523.033	5.078.370
Clases de depreciación acumulada y deterioro del valor de propiedades, plantas y equipos	31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$
Construcciones y Obras de Infraestructura	(326.709)	(255.345)
Maquinarias y Equipos	(281.134)	(219.165)
Otros Activos Fijos	(11.039)	(9.139)
Total	(618.882)	(483.649)

b. Movimiento de propiedades, plantas y equipos

La composición y movimiento de propiedades, plantas y equipos al 31 de diciembre de 2012 y 2011, ha sido la siguiente:

Movimientos ejercicio 2012	Terrenos MUS\$	Construcciones y obras de infraestructura MUS\$	Maquinarias y equipos MUS\$	Otros activos fijos MUS\$	Obras en ejecución MUS\$	Propiedades, plantas y equipos, Neto MUS\$
Saldo inicial al 01.01.2012	272.842	1.785.605	1.086.706	50.719	1.398.849	4.594.721
Adiciones	4.250	2.524	4.232	2.999	433.792	447.797
Adiciones en curso	2.667	-	-	-	-	2.667
Desapropiaciones	-	-	(74)	(2)	-	(76)
Traslados	(42)	393.402	588.043	341	(987.469)	(85.725)
Gastos por Depreciación (ver nota 29)	-	(71.364)	(61.969)	(1.900)	-	(135.233)
Total Movimiento	6.875	324.562	530.232	1.438	(553.677)	309.430
Saldo final al 31.12.2012	279.717	2.110.167	1.616.938	52.157	845.172	4.904.151
Movimientos ejercicio 2011	Terrenos MUS\$	Construcciones y obras de infraestructura MUS\$	Maquinarias y equipos MUS\$	Otros activos fijos MUS\$	Obras en ejecución MUS\$	Propiedades, plantas y equipos, Neto MUS\$
Saldo inicial al 01.01.2011	259.421	1.776.963	1.238.242	49.646	1.107.296	4.431.568
Adiciones	9.593	331	1.657	3.499	290.052	305.132
Desapropiaciones	-	(4)	(2.977)	-	-	(2.981)
Traslados	3.828	74.897	(95.503)	(639)	1.501	(15.916)
Gastos por Depreciación	-	(66.582)	(54.713)	(1.787)	-	(123.082)
Total Movimiento	13.421	8.642	(151.536)	1.073	291.553	163.153
Saldo final al 31.12.2011	272.842	1.785.605	1.086.706	50.719	1.398.849	4.594.721

c. Otras revelaciones

La Compañía no posee Propiedades, plantas y equipos que estén afectadas como garantías al cumplimiento de obligaciones.

Formando parte de Obras en Ejecución se encuentran la construcción de la Central Hidráulica Angostura con una potencia de 316 MW y la Central Hidráulica San Pedro con una potencia de 150 MW.

La Central Santa María I (342 MW) junto a la Línea de Transmisión Santa María - Charrúa de una capacidad de 900 MVA, fue declarada en operación comercial el día 15 de agosto de 2012, con lo que se comenzó a activar contablemente a partir del mes de septiembre. La central ha funcionado de forma confiable, generando 1.853 GWh durante el año 2012.

En relación con el contrato de construcción llave en mano y a suma alzada para la construcción en Coronel de la central a carbón Santa María I, suscrito en junio de 2007 entre Colbún S.A. y un Consorcio extranjero, el día 9 de mayo Colbún puso término anticipado al contrato ejerciendo los derechos contenidos en el contrato. Previamente durante los meses de noviembre y diciembre de 2011 Colbún percibió un total de US\$102,7 millones por concepto de cobro de boletas de garantía. El cobro de estos montos no tuvo efecto en resultado, pues se aplicaron a reducir costos y gastos en los que Colbún debió incurrir con motivo de los incumplimientos referidos, y que fueron activados en el Proyecto. Estos pagos fueron requeridos por Colbún, por haber incurrido el Consorcio en incumplimientos a diversas obligaciones bajo el Contrato, que generan multas y obligaciones restitutorias e indemnizatorias en favor de Colbún. En noviembre de 2012 se alcanzó un acuerdo que puso término definitivo al arbitraje y demás procesos judiciales pendientes entre Colbún y el Consorcio.

En cuanto a los impactos del terremoto ocurrido el 27 de febrero de 2010, Colbún S.A. tiene vigente una póliza de seguros con cobertura de "Todo Riesgo Construcción y Montaje" que incluye tanto daño físico como para perjuicios por paralización ("ALOP" advanced loss of profit). El proceso de liquidación concluyó, y el 28 de diciembre de 2012 Colbún y las aseguradoras aceptaron el Informe de Liquidación elaborado por Graham Miller Liquidadores de Seguros Ltda.

En virtud del informe, Colbún fue indemnizado por un total de US\$ 65 millones: US\$ 25,4 millones por daños físicos y US\$ 39,6 millones por atraso en la puesta en marcha. Dado que en abril de 2012 Colbún recibió US\$ 9 millones como adelanto de daños físicos, el saldo a recibir asciende a US\$ 56 millones. La suma de US\$ 39,6 millones por concepto de atraso en puesta en marcha se registró como resultado operacional en el ejercicio 2012.

La Compañía mantenía al 31 de diciembre de 2012 y 2011 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material derivados de contratos de construcción bajo modalidad EPC por un importe de MUS\$96.738 y MUS\$250.979, respectivamente. Las compañías con las cuales opera son: Alstom Chile S.A., Andritz Chile Ltda., Constructora CVV Conpax Limitada, Andritz Hydro S.R.L., Alstom Hydro France S.A., Emp. Alstom Hydro España S.L., Constructora Angostura Ltda., Carpi Tech S.A. e Ingeniería y Construcción Sigdo Koppers S.A.

Colbún y filiales tienen formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a los que están sujetos los diversos elementos de su inmovilizado material, así como las posibles reclamaciones que se le puedan presentar por el ejercicio de su actividad, entendiéndose que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidos.

Adicionalmente, a través de los seguros tomados por la Compañía, está cubierta la pérdida de beneficios que podría ocurrir como consecuencia de una paralización.

Los costos por intereses capitalizados acumulados (NIC 23) por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012 y 2011, corresponden a MUS\$61.111 y MUS\$ 64.257, respectivamente. La tasa media de financiamiento de la Compañía corresponde a 5,06% y 5,48% al 31 de diciembre de cada año.

18. Activos por impuestos corrientes

Las cuentas por cobrar por impuestos al 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente se detallan a continuación:

	31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$
Remanente crédito fiscal	120.727	115.553
Impuesto Específico Petróleo Diesel	102.913	39.962
Pagos provisionales mensuales	12.382	21.804
PPUA por utilidades retenidas	3.321	5.144
Créditos SENCE	161	209
Remanente IVA Artículo 27 Bis	18.899	-
Total	258.403	182.672

La Compañía estima que el período de recuperación de estos activos es de 12 meses.

19. Otros activos no financieros

Los otros activos al 31 de diciembre de 2012 y 2011, se detallan a continuación:

	Corriente		No corriente	
	31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$	31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$
Primas de instalaciones y responsabilidad civil	13.168	10.565	-	-
Pagos anticipados	9711	-	18.202	12.670
Patentes por no uso derechos de agua ⁽¹⁾	-	-	8.965	8.277
Otros activos varios	581	562	1.916	2.017
Total	23.460	11.127	29.083	22.964

⁽¹⁾ Crédito según artículo N° 129 bis 20 del Código de Aguas DFL N°1.122. Al 31 de diciembre de 2012, se han reconocido MUS\$ 5.383 por concepto de deterioro en las patentes por no uso derechos de agua. El pago de estas patentes se encuentra asociado a la implementación de proyectos que utilizarán estas aguas, por lo tanto es una variable económica que la Compañía evalúa permanentemente. En este contexto, la Compañía controla adecuadamente los pagos realizados y conoce las estimaciones de puesta en marcha de los proyectos, a objeto de registrar el deterioro del activo, si se visualiza que la utilización será posterior al rango de aprovechamiento del Crédito Fiscal

20. Impuestos a las ganancias

a. Resultado por impuesto a las ganancias

	Enero - Diciembre	
	2012 MUS\$	2011 MUS\$
Resultado por Impuesto a las Ganancias		
Resultado por impuestos corrientes a las ganancias		
Impuestos corrientes	(18.194)	(10.350)
Ingreso por absorción de utilidades	-	2.279
Ajustes al impuesto corriente del período anterior	(152)	(489)
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	(18.346)	(8.560)
Resultado por impuestos diferidos a las ganancias		
Resultado en impuestos diferidos producto de diferencias temporarias ⁽¹⁾	(25.536)	10.209
Otros Gastos por impuesto diferido ⁽²⁾	39.450	(25.651)
Cambio de tasa impuesto 1° Categoría ⁽³⁾	(74.409)	-
Efecto Goodwill ⁽⁴⁾	14.691	-
Resultado por impuestos diferidos, neto, total	(45.804)	(15.442)
Resultado por impuesto a las ganancias	(64.150)	(24.002)

⁽¹⁾ Incluye principalmente efectos tales como pérdida tributaria, gastos activados en obras en ejecución y el reconocimiento de resultados por operaciones de derivados (percibido y devengado).

⁽²⁾ Efecto producto de la diferencia temporaria generada al comparar el saldo del activo fijo tributario convertido a dólar a tipo de cambio de cierre, versus el saldo de propiedades, plantas y equipos a valor financiero.

⁽³⁾ Con antelación a la promulgación de la ley que modifica la tasa de impuesto a la renta de primera categoría, los activos y pasivos por impuestos diferidos se medían considerando la tasa vigente del 17%, sin embargo, producto del cambio en la tasa de impuesto a la renta a 20%, se ha ajustado la diferencia de tasa según lo indicado en la NIC 12, reconociendo el resultado como un gasto por impuesto la suma de MUS\$ 74.409, el cual, se origina principalmente en la diferencia temporal del activo fijo.

⁽⁴⁾ Fusión impropia por concentración del 100% de las acciones de las sociedades Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A, Hidroeléctrica Aconcagua S.A. y Obras y Desarrollo S.A. en Colbún S.A. Este proceso de reorganización empresarial, implicó la incorporación de todos los activos y pasivos en Colbún S.A. y por consecuencia la diferencia generada entre el valor de la inversión y el capital propio tributario (goodwill) de cada una de las sociedades mencionadas, fue incorporado a los activos no monetarios generando un beneficio futuro cuya base implica la disminución de pasivo por impuesto diferido a diciembre de 2012. (NIC12)

Al 31 de diciembre de 2012 y de 2011 la Compañía no registra resultados en el extranjero.

a.1 Conciliación del gasto por impuestos

	31.12.2012 %	31.12.2011 %
Tasa Impositiva Legal	20%	20%
Otro Incremento (Decremento) en Tasa Impositiva Legal	66%	(6%)
Ajustes a la Tasa Impositiva Legal, Total (2)	(16%)	68%
Tasa Impositiva Efectiva	70%	82%

El cargo total del ejercicio se puede reconciliar con la utilidad contable de la siguiente manera:

	Enero - Diciembre	
	2012 MUS\$	2011 MUS\$
Resultado por impuesto a las ganancias		
(Pérdida) Ganancia antes de impuesto	112.960	29.205
Ingreso por impuestos utilizando la tasa legal 20%	(22.592)	(5.841)
Gastos por resultado por cambio de tasa años 2012	(74.409)	-
Otros efectos en cargo por impuestos legales ⁽¹⁾	-	1.790
Efecto de goodwill	14.691	-
Sub-total Ajustes al gasto por impuestos utilizando la Tasa Legal	(59.718)	1.790
Ingreso por impuestos utilizando la tasa efectiva	(82.310)	(4.051)
Diferencias entre contabilidad financiera en dólares y tributaria en pesos con efecto en impuestos diferidos ⁽²⁾	18.160	(19.951)
Resultado por impuesto a las ganancias	(64.150)	(24.002)

⁽¹⁾ Corresponde principalmente al registro del ingreso generado en la absorción de utilidades, lo cual, genera la recuperación del impuesto soportado por está en años anteriores.

⁽²⁾ De acuerdo con las normas internacionales de contabilidad (IFRS) la Sociedad registra sus operaciones en su moneda funcional dólar estadounidense y para fines tributarios mantiene contabilidad en moneda local (pesos). Los saldos de activos y pasivos son traducidos al cierre de cada ejercicio para comparar con los saldos contables bajo IFRS en moneda funcional dólar, y de esta forma, determinar el impuesto diferido sobre las diferencias existentes entre ambos montos. Los principales impactos acumulados, se genera en el activo fijo (MUS\$ 39.450 de utilidad) y la valoración por IPC de las partidas no monetarias tributarias. (MUS\$ 20.936 gasto).

b. Impuestos diferidos

Los activos y pasivos por impuestos diferidos en cada ejercicio se detallan a continuación:

Activo por impuesto diferido	31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$
Impuestos Diferidos Relativos a Pérdidas Fiscales...	20.474	5.050
Impuestos Diferidos Relativos a Otros	3.894	1.871
Impuestos Diferidos Relativos a Provisiones	2.813	1.657
Impuestos Diferidos Relativos a Instrumentos de Inversión	-	1.120
Impuestos Diferidos Relativos a Instrumentos de Cobertura	5.450	-
Activos por Impuestos Diferidos	32.631	9.698
Pasivo por impuesto diferido	31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$
Impuestos Diferidos Relativos a Depreciaciones	506.110	443.004
Impuestos Diferidos relativos a Otros	7.031	7.160
Impuestos Diferidos Relativos a Obligaciones por Beneficios Post-Empleo	1.605	1.294
Pasivos por Impuestos Diferidos	514.746	451.458

Al 31 de diciembre de 2012, la Compañía junto a sus filiales Hidroeléctrica Melocotón Ltda., Termoeléctrica Antilhue S.A., Empresa Eléctrica Industrial S.A., Termoeléctrica Nehuenco S.A., y Río Tranquilo S.A. registran pérdidas tributarias por un total de MUS\$ 102.372.-

De acuerdo a lo indicado en la NIC 12, se reconoce un activo por impuesto diferido por pérdidas tributarias, cuando la Administración de la Compañía ha determinado que es probable la existencia de utilidades imponibles futuras, sobre las cuales se puedan imputar estas pérdidas.

A su vez, sus filiales Hidroeléctrica Aconcagua S.A., Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A., Obras y Desarrollo S.A., al momento de la fusión, y Colbún Transmisión S.A., registran una provisión de impuesto a la renta de MUS\$ 18.194.-

21. Otros pasivos financieros

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, el detalle es el siguiente:

a. Obligaciones con entidades financieras

Otros pasivos financieros	Corriente		No corriente	
	31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$	31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$
Préstamos con entidades financieras ⁽¹⁾	30.972	25.200	333.613	197.727
Obligaciones con el público (Bonos, Efectos de comercio) ⁽¹⁾	160.305	87.101	1.041.423	1.115.521
Documentos por pagar ⁽²⁾	135.931	37.013	-	-
Derivados de cobertura ⁽³⁾ (Ver nota 13.1)	1.536	1.714	17.487	23.597
Derivados a valor razonable con efecto en resultado	874	1.979	798	3.764
Total	329.618	153.007	1.393.321	1.340.609

⁽¹⁾ Los intereses devengados por los préstamos con entidades financieras y las obligaciones con el público se han determinado a una tasa efectiva.

⁽²⁾ Corresponde a operaciones de confirming con el Banco Estado, BBVA y Banchile.

⁽³⁾ Ver detalle nota 13.1

b. Vencimiento y moneda de las obligaciones con entidades financieras

Obligaciones con bancos

Al 31.12.2012

Rut entidad deudora	96505760-9	96505760-9	96505760-9	96505760-9	96505760-9	96505760-9	96505760-9	96505760-9	96505760-9
Nombre entidad deudora	Colbún S.A.	Colbún S.A.	Colbún S.A.	Colbún S.A.	Colbún S.A.	Colbún S.A.	Colbún S.A.	Colbún S.A.	Colbún S.A.
País de la empresa deudora	Chile	Chile	Chile	Chile	Chile	Chile	Chile	Chile	Chile
Rut entidad acreedora	0-E	97023000-9	0-E	0-E	0-E	0-E	0-E	0-E	0-E
Nombre entidad acreedora	BBVA Bancomer	Corpbanca	The Banco de Tokyo-Mitsubishi UFJ, Ltd	HSBC Bank USA	Banco Estado NY	Scotiabank & Trust (Cayman) Ltd			
País de la empresa acreedora	Mexico	Chile	USA	USA	USA	Cayman			
Moneda o unidad de reajuste	US\$	CLP	US\$	US\$	US\$	US\$			
Tipo de Amortización	Bullet	Annual	Bullet	Bullet	Bullet	Bullet			
Tipo de interes	Variable	Variable	Variable	Variable	Variable	Variable			
Base	Libor 6M	TAB 6M	Libor 6M	Libor 6M	Libor 6M	Libor 6M			
Tasa Efectiva	2.84%	7.51%	2.46%	2.08%	2.59%	2.62%			
Tasa Nominal	2.22%	6.91%	2.15%	1.77%	2.27%	2.26%			
Montos nominales			MUS\$				Totales		
hasta 90 días	1.334	29.855	-	-	-	-		31.189	
más de 90 días hasta 1 año	-	-	50	42	53	28		173	
más de 1 año hasta 3 años	150.000	28.127	40.000	40.000	40.000	40.000		338.127	
más de 3 años hasta 5 años	-	-	-	-	-	-		-	
mas de 5 años	-	-	-	-	-	-		-	
Subtotal montos nominales	151.334	57.982	40.050	40.042	40.053	40.028		369.489	
Valores contables			MUS\$				Totales		
hasta 90 días	1.334	29.465	-	-	-	-		30.799	
más de 90 días hasta 1 año	-	-	50	42	53	28		173	
Prestamos bancarios corrientes	1.334	29.465	50	42	53	28		30.972	
más de 1 año hasta 3 años	-	-	-	-	-	-		-	
más de 3 años hasta 5 años	147.920	27.736	39.490	39.490	39.490	39.487		333.613	
mas de 5 años	-	-	-	-	-	-		-	
Préstamos bancarios no corrientes	147.920	27.736	39.490	39.490	39.490	39.487		333.613	
Préstamos bancarios total	149.254	57.201	39.540	39.532	39.543	39.515		364.585	

b. Vencimiento y moneda de las obligaciones con entidades financieras

Obligaciones con bancos

Al 31.12.2011

Rut entidad deudora	96505760-9	96505760-9		
Nombre entidad deudora	Colbún S.A.	Colbún S.A.		
País de la empresa deudora	Chile	Chile		
Rut entidad acreedora	O-E	97023000-9		
Nombre entidad acreedora	BBVA Bancomer	Corpanca		
País de la empresa acreedora	Mexico	Chile		
Moneda o unidad de reajuste	US\$	CLP		
Tipo de Amortización	Bullet	Annual		
Tipo de interes	Variable	Variable		
Base	Libor 6M	TAB 6M		
Tasa Efectiva	2.56%	7.87%		
Tasa Nominal	1.94%	7.27%		
Montos nominales		MUS\$		Totales
hasta 90 días	1.166	24.034		25.200
más de 90 días hasta 1 año	-	-		-
más de 1 año hasta 3 años	-	52.003		52.003
más de 3 años hasta 5 años	150.000	-		150.000
mas de 5 años	-	-		-
Subtotal montos nominales	151.166	76.037		227.203
Valores contables MUS\$		MUS\$		Totales
hasta 90 días	1.166	24.033		25.199
más de 90 días hasta 1 año	-	-		-
Préstamos bancarios corrientes	1.166	24.033		25.199
más de 1 año hasta 3 años	-	50.595		50.595
más de 3 años hasta 5 años	147.132	-		147.132
mas de 5 años	-	-		-
Préstamos bancarios no corrientes	147.132	50.595		197.727
Préstamos bancarios total	148.298	74.628		222.926

Obligaciones con el público

AI 31.12.2012

Rut entidad deudora	96505760-9	96505760-9	96505760-9	96505760-9	96505760-9	96505760-9	96505760-9	96505760-9	96505760-9
Nombre entidad deudora	Colbún S.A.	Colbún S.A.	Colbún S.A.	Colbún S.A.	Colbún S.A.	Colbún S.A.	Colbún S.A.	Colbún S.A.	Colbún S.A.
País de la empresa deudora	Chile	Chile	Chile	Chile	Chile	Chile	Chile	Chile	Chile
Número de inscripción	234	500	499	537	538	537	538	538	144/Reg s
Series	Bono serie C	Bono serie E	Bono serie F	Bono serie G	Bono serie H	Bono serie I	Bono serie J	Bono serie K	Bono 144/RegS
Fecha de vencimiento	15/10/2021	1/05/2013	1/05/2028	10/12/2013	10/06/2018	10/06/2029	10/06/2029	10/06/2029	21/01/2021
Moneda o unidad de reajuste	UF	UF	UF	UF	US\$	UF	UF	UF	US\$
Periodicidad de la amortización	Semestral	Semestral	Semestral	Bullet	Bullet	Semestral	Semestral	Semestral	Bullet
Tipo de interes	Fija	Fija	Fija	Fija	Variable	Fija	Fija	Fija	Fija
Base	Fija	Fija	Fija	Fija	Libor 6M	Fija	Fija	Fija	Fija
Tasa Efectiva	7.95%	4.09%	4.46%	4.17%	3.10%	5.02%	5.02%	5.02%	6.26%
Tasa Nominal	7.00%	3.20%	3.40%	3.80%	2.62%	4.50%	4.50%	4.50%	6.00%
Montos nominales				MUS\$					Totales MUS\$
hasta 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-	13.250
más de 90 días hasta 1 año	7.876	35.883	11.097	95.392	118	353	353	-	150.719
más de 1 año hasta 3 años	14.647	-	38.077	-	-	-	-	-	52.724
más de 3 años hasta 5 años	16.168	-	38.077	-	-	-	-	-	54.245
mas de 5 años	37.546	-	199.905	-	80.800	142.789	142.789	500.000	961.040
Subtotal montos nominales	76.237	35.883	287.156	95.392	80.918	143.142	143.142	513.250	1.231.978
Valores contables				MUS\$					Totales MUS\$
hasta 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-	13.250
más de 90 días hasta 1 año	7.707	34.994	10.860	93.022	118	354	354	-	147.055
Obligaciones con el público corrientes	7.707	34.994	10.860	93.022	118	354	354	13.250	160.305
más de 1 año hasta 3 años	14.283	-	37.129	-	-	-	-	-	51.412
más de 3 años hasta 5 años	15.766	-	37.129	-	-	-	-	-	52.895
mas de 5 años	36.611	-	194.929	-	78.789	139.235	139.235	487.552	937.116
Obligaciones con el público no corrientes	66.660	-	269.187	-	78.789	139.235	139.235	487.552	1.041.423
Obligaciones con el público total	74.367	34.994	280.047	93.022	78.907	139.589	139.589	500.802	1.201.728

Obligaciones con el público

Al 31.12.2011

Rut entidad deudora	96505760-9	96505760-9	96505760-9	96505760-9	96505760-9	96505760-9	96505760-9	96505760-9
Nombre entidad deudora	Colbún S.A.	Colbún S.A.	Colbún S.A.	Colbún S.A.	Colbún S.A.	Colbún S.A.	Colbún S.A.	Colbún S.A.
País de la empresa deudora	Chile	Chile	Chile	Chile	Chile	Chile	Chile	Chile
Número de inscripción	234	500	499	537	537	538	144/Reg s	144/Reg s
Series	Bono serie C	Bono serie E	Bono serie F	Bono serie G	Bono serie H	Bono serie I	Bono 144/RegS	Bono 144/RegS
Fecha de vencimiento	15/10/2021	01/05/2013	01/05/2028	10/12/2013	10/06/2018	10/06/2029	21/01/2021	21/01/2021
Moneda o unidad de reajuste	UF	UF	UF	UF	US\$	UF	US\$	US\$
Periodicidad de la amortización	Semestral	Semestral	Semestral	Bullet	Bullet	Semestral	Bullet	Bullet
Tipo de interés	Fija	Fija	Fija	Fija	Variable	Fija	Fija	Fija
Base	Fija	Fija	Fija	Fija	Libor 6M	Fija	Fija	Fija
Tasa Efectiva	7.95%	4.09%	4.46%	4.17%	3.35%	5.02%	6.26%	6.26%
Tasa Nominal	7.00%	3.20%	3.40%	3.80%	2.86%	4.50%	6.00%	6.00%

	MUS\$								Totales MUS\$
Montos nominales									
hasta 90 días	-	-	-	-	-	-	-	13.250	13.250
más de 90 días hasta 1 año	6.893	64.908	1.424	180	128	318	-	-	73.851
más de 1 año hasta 3 años	12.577	32.202	25.762	85.874	-	-	-	-	156.416
más de 3 años hasta 5 años	17.572	-	34.349	-	-	-	-	-	51.921
mas de 5 años	37.653	-	197.510	-	80.799	128.810	500.000	-	944.774
Total montos nominales	74.695	97.110	259.046	86.054	80.927	129.128	513.250		1.240.212
Valores contables									
hasta 90 días	-	-	-	-	-	-	-	13.250	13.250
más de 90 días hasta 1 año	6.893	64.908	1.424	180	128	318	-	-	73.851
Obligaciones con el público corrientes	6.893	64.908	1.424	180	128	318	13.250		87.101
más de 1 año hasta 3 años	12.189	29.219	24.967	83.223	-	-	-	-	149.598
más de 3 años hasta 5 años	17.030	-	33.289	-	-	-	-	-	50.319
mas de 5 años	36.490	-	191.412	-	78.305	124.834	484.562	-	915.603
Obligaciones con el público no corrientes	65.709	29.219	249.668	83.223	78.305	124.834	484.562		1.115.520
Obligaciones con el público total	72.602	94.127	251.092	83.403	78.433	125.152	497.812		1.202.621

b.1 Intereses proyectados por moneda de las obligaciones con entidades financieras:

Pasivo	Moneda	Intereses al 31.12.2012		Capital	Fecha Vencimiento	Vencimiento					Total intereses	Total deuda
		devengados	proyectados			Hasta 3 meses	3 a 12 meses	1 a 3 años	3 a 5 años	más de 5 años		
Crédito BBVA Bancomer ⁽¹⁾	US\$	1.333.890	8.818.495	150.000.000	8/10/2015	1.722.941	1.658.099	6.771.344	-	-	10.152.385	160.152.385
Crédito Corpbanca ⁽¹⁾	CLP	829.200.000	1.070.186.250	27.000.000.000	1/24/2014	953.580.000	469.016.250	476.790.000	-	-	1.899.386.250	28.899.386.250
Crédito Bank of Tokio-Mitsubishi UFJ ⁽¹⁾	US\$	50.143	2.122.734	40.000.000	6/8/2015	-	869.151	1.303.727	-	-	2.172.878	42.172.878
Crédito HSBC Bank USA ⁽¹⁾	US\$	41.393	1.752.318	40.000.000	6/8/2015	-	717.484	1.076.227	-	-	1.793.711	41.793.711
Crédito Banco Estado ⁽¹⁾	US\$	53.060	2.246.207	40.000.000	6/8/2015	-	919.707	1.379.560	-	-	2.299.267	42.299.267
Crédito Scotiabank ⁽¹⁾	US\$	27.604	2.421.622	40.000.000	6/20/2015	505.873	456.719	1.512.090	-	-	2.474.682	42.474.682
Bono Serie C	UFR	22.639	529.529	1.579.112	4/15/2021	-	106.241	182.121	138.150	125.657	552.169	2.131.281
Bono Serie E	UFR	3.902	8.003	750.000	5/1/2013	-	11.906	-	-	-	11.906	761.906
Bono Serie F	UFR	33.154	1.635.788	6.000.000	5/1/2028	-	202.296	370.876	316.930	778.840	1.668.942	7.668.942
Bono Serie G	UFR	4.183	71.109	2.000.000	12/10/2013	-	75.292	-	-	-	75.292	2.075.292
Bono Serie H ⁽¹⁾	US\$	117.564	11.521.272	80.800.000	6/10/2018	-	2.116.152	4.232.304	4.232.304	1.058.076	11.638.836	92.438.836
Bono Serie I	UFR	7.417	1.494.593	3.000.000	6/10/2029	-	133.512	267.024	267.024	834.451	1.502.011	4.502.011
Bono 144A/RegS	US\$	13.250.000	211.750.000	500.000.000	1/21/2020	15.000.000	15.000.000	60.000.000	60.000.000	75.000.000	225.000.000	725.000.000

⁽¹⁾ Pasivos con tasa variable consideran fijación vigente al 31.12.2012 para el cálculo de los intereses proyectados.

Pasivo	Moneda	Intereses al 31.12.2011		Capital	Fecha Vencimiento	Vencimiento					Total intereses	Total deuda
		devengados	proyectados			Hasta 3 meses	3 a 12 meses	1 a 3 años	3 a 5 años	más de 5 años		
Crédito BBVA Bancomer ⁽¹⁾	US\$	1.165.668	10.669.100	150.000.000	8/10/2015	1.489.466	1.473.275	5.925.479	2.946.550	-	11.834.770	161.834.770
Crédito Corpbanca ⁽¹⁾	CLP	1.228.175.625	3.176.081.250	38.250.000.000	1/24/2014	1.413.560.625	992.355.000	1.998.341.250	-	-	4.404.256.875	42.654.256.875
Bono Serie C	UFR	24.588	643.295	1.715.071	4/15/2021	-	115.714	202.530	160.678	188.961	667.883	2.382.954
Bono Serie E	UFR	11.707	59.727	2.250.000	5/1/2013	-	59.528	11.906	-	-	71.434	2.321.434
Bono Serie F	UFR	33.154	1.838.084	6.000.000	5/1/2028	-	202.296	394.477	343.903	930.562	1.871.238	7.871.238
Bono Serie G	UFR	4.183	146.401	2.000.000	12/10/2013	-	75.292	75.292	-	-	150.584	2.150.584
Bono Serie H ⁽¹⁾	US\$	128.472	14.902.752	80.800.000	6/10/2018	-	2.312.496	4.624.992	4.624.992	3.468.744	15.031.224	95.831.224
Bono Serie I	UFR	7.417	1.628.105	3.000.000	6/10/2029	-	133.512	267.024	267.024	967.963	1.635.523	4.635.523
Bono 144A/RegS	US\$	13.250.000	241.750.000	500.000.000	1/21/2020	15.000.000	15.000.000	60.000.000	60.000.000	105.000.000	255.000.000	755.000.000

⁽¹⁾ Pasivos con tasa variable consideran fijación vigente al 31.12.2011 para el cálculo de los intereses proyectados.

c. Deuda financiera por tipo de moneda

El valor de la deuda financiera de Colbún (pasivos bancarios y bonos) considerando solo el efecto de los instrumentos de derivados posición pasiva, es el siguiente:

Deuda financiera por tipo de moneda	31.12.2012	31.12.2011
	MUS\$	MUS\$
Dólar US\$	1.269.340	1.149.392
Unidades de Fomento	377.315	344.224
Pesos	76.284	-
Total	1.722.939	1.493.616

d. Líneas de crédito comprometidas y no comprometidas

La Compañía cuenta con una línea comprometida de financiamiento con entidades financieras locales por UF 8 millones, con posibilidad de realizar giros con cargo a la línea hasta el año 2013 y posterior vencimiento en 2016.

Adicionalmente, Colbún dispone de líneas bancarias no comprometidas por un monto aproximado de US\$150 millones.

Otras Líneas:

La Compañía posee una línea de UF 2,5 millones para emisión de efectos de comercio, inscrita en la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS) durante julio de 2008, con vigencia de diez años.

Adicionalmente la Compañía mantiene inscrita en la SVS dos líneas de bonos por un monto conjunto de hasta UF 7 millones, con vigencia a diez y treinta años respectivamente (desde su aprobación en agosto 2009), y contra las que no se han realizado colocaciones a la fecha.

22. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar

Los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar al 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente se detallan a continuación:

	Corriente	
	31.12.2012	31.12.2011
	MUS\$	MUS\$
Acreedores comerciales	132.822	125.875
Otras cuentas por pagar	434	632
Total	133.256	126.507

El período medio para el pago a proveedores es de 30 días, por lo que el valor razonable no difiere de forma significativa de su valor contable.

23. Provisiones

a. Clases de provisiones

El detalle de las provisiones al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Provisiones	Corriente		No Corriente	
	31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$	31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$
Otras provisiones				
Provisión por diferencia de precios	-	2.000	-	-
Otras provisiones, corriente	18.859	838	-	-
Total	18.859	2.838	-	-
Provisiones por beneficios a los empleados				
Provisión feriados y bono de vacaciones (nota 23.f)	14.103	9.938	-	-
Provisión por reserva IPAS, no corriente (nota 23.g)	-	-	19.784	14.815
Total	14.103	9.938	19.784	14.815
Total provisiones	32.962	12.776	19.784	14.815

b. Movimiento de las provisiones durante el ejercicio

El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Movimiento en provisiones ejercicio 2012	Feriados y bono de vacaciones MUS\$	Provisiones				
		Gas MUS\$	Juicio SEC MUS\$	Prima seguros 2012-2013 MUS\$	Otras MUS\$	Total MUS\$
Saldo inicial al 01.01.2012	9.938	2.000	838	-	-	12.776
Aumento (disminución) en provisiones existentes	11.261	(2.000)	1.153	16.540	623	27.577
Provisión utilizada.	(7.096)	-	(295)	-	-	(7.391)
Saldo final al 31.12.2012	14.103	-	1.696	16.540	623	32.962
Movimiento en provisiones ejercicio 2011	Feriados y bono de vacaciones MUS\$	Provisiones				
		Gas MUS\$	Juicio SEC MUS\$	Prima seguros 2012-2013 MUS\$	Otras MUS\$	Total MUS\$
Saldo inicial al 01.01.2011	8.164	2.000	-	-	2.606	12.770
Aumento (disminución) en provisiones existentes	8.051	-	838	-	-	8.889
Provisión utilizada.	(6.277)	-	-	-	(2.606)	(8.883)
Saldo final al 31.12.2011	9.938	2.000	838	-	-	12.776

c. Restauración medioambiental

La Compañía no ha establecido provisiones por este concepto.

d. Reestructuración

La Compañía no ha establecido provisiones por este concepto.

e. Litigios

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, la Compañía registra provisiones para litigios, de acuerdo a NIC37 (ver nota 34).

f. Bonos Empleados

La Compañía reconoce provisiones de beneficios y bonos para sus trabajadores, tales como provisión de vacaciones e incentivos de producción.

Bonos empleados	31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$
Incentivo de desempeño, corriente	3.502	7.127
Provisión vacaciones, corriente	10.601	2.811
Total	14.103	9.938

g. Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados

La Compañía y algunas filiales han constituido provisión para cubrir la obligación por indemnización por años de servicios que será pagado a su personal, de acuerdo con los contratos colectivos suscritos con sus trabajadores. Esta provisión representa el total de la provisión devengada (ver nota 3.1. m.).

El detalle de los principales conceptos incluidos en la provisión beneficios al personal al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Provisión beneficios al personal	31.12.2011 MUS\$	31.12.2011 MUS\$
Indemnización años de servicio del personal	19.784	14.815
Total	19.784	14.815
Valor Presente obligaciones plan de beneficios definidos	14.815	14.128
Costo de servicio corriente obligación plan de beneficios definido	4.206	2.880
Costos por intereses	444	777
Diferencia de conversión de moneda extranjera	1.323	(1.480)
Pagos	(1.004)	(1.490)
Valor Presente obligaciones plan de beneficios definidos	19.784	14.815

La provisión de beneficios al personal se determina en atención a un cálculo actuarial con una tasa de descuento de 3,0% real. Los principales supuestos utilizados para propósitos del cálculo actuarial son las siguientes:

Bases actuariales utilizadas	31.12.2012	31.12.2011
Tasa de descuento	3.00%	5.50%
Tasa esperada de incrementos salariales	2.65%	2.00%
Indice de rotación	4.50%	0.50%
Indice de rotación - retiro Necesidades de Empresa	1.80%	1.50%
Edad de retiro		
Hombres	65	65
Mujeres	60	60
Tabla de mortalidad	RV-2004	RV-2004

La Compañía evalúa permanentemente las bases utilizadas en el cálculo actuarial de las obligaciones con empleados. Como consecuencia de lo anterior, durante el 2012 la Compañía actualizó algunos indicadores de modo de reflejar de mejor manera las condiciones actuales de mercado. Los cambios han sido aplicados en el ejercicio 2012 y de forma prospectiva conforme a NIC 8.

24. Otros pasivos no financieros

Los otros pasivos al 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente, se detallan a continuación:

	Corriente		No corriente	
	31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$	31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$
Retenciones	1.733	3.355	-	-
Ingreso anticipado ⁽¹⁾	808	720	8.980	8.429
Dividendos por pagar	6.941	-	-	-
Otros pasivos	10	111	-	-
Total	9.492	4.187	8.981	8.429

⁽¹⁾ Corresponde a anticipos recibidos, relacionados con las operaciones y servicios de mantención. El ingreso es reconocido cuando el servicio es prestado.

25. Información a revelar sobre el patrimonio neto

a. Capital suscrito y pagado y número de acciones

En la Junta General de Accionistas de Colbún S.A., celebrada con fecha 29 de abril de 2009 se aprobó el cambio de moneda en que se encuentra expresado el capital social al 31 de diciembre de 2008, quedando éste expresado en dólares de los Estados Unidos de América, utilizando el tipo de cambio de cierre al 31 de diciembre de 2008, dividido en 17.536.167.720 acciones ordinarias, nominativas, de igual valor cada una y sin valor nominal.

Al 31 de diciembre de 2012, el detalle del capital suscrito y pagado y número de acciones es el siguiente:

Cuenta	Número de acciones		
	Número acciones suscritas	Número acciones pagadas	Número acciones con derecho a voto
Única	17.536.167.720	17.536.167.720	17.536.167.720

Serie	Capital (Monto US\$)	
	Capital suscrito MUS\$	Capital pagado MUS\$
Única	1.282.793	1.282.793

a.1 Conciliación de acciones

A continuación se presenta una conciliación entre el número de acciones en circulación al principio y al final de los ejercicios informados:

Acciones	31.12.2012	31.12.2011
Número de acciones en circulación al inicio del ejercicio	17.536.167.720	17.536.167.720
Cambios en el número de acciones en circulación		
Incremento (disminución) en el número de acciones en circulación	-	-
Número de acciones en circulación al final del ejercicio	17.536.167.720	17.536.167.720

b. Capital social

El capital social corresponde al capital pagado indicado en la letra a.

c. Primas de emisión

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, el rubro primas de emisión asciende a MUS\$52.595 y se genera por un monto de MUS\$30.700, correspondiente al sobreprecio percibido en el período de la suscripción de emisión de acciones aprobada en la Junta Extraordinaria de Accionistas del 14 de marzo de 2008, más un sobreprecio en venta de acciones propias por MUS\$21.895, producto de aumentos de capital anteriores al año 2008.

d. Dividendos

La política general y procedimiento de distribución de dividendos acordada por la junta de accionistas del 26 de abril del 2012, estableció la distribución de un dividendo mínimo de un 30% de la utilidad líquida. En conformidad a lo establecido en IFRS, existe una obligación legal y asumida que requiere la contabilización de un pasivo al cierre de cada ejercicio.

Al 31 de diciembre de 2012 la Compañía determinó una provisión de dividendos por MUS\$13.525, en tanto al 31 de diciembre de 2011 no determinó provisión de dividendos por no presentar utilidad líquida a distribuir.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 26 de abril de 2011 se acordó distribuir un dividendo definitivo mínimo obligatorio, con cargo a las utilidades correspondiente al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010, pagadero en dinero ascendente a la cantidad total de MUS\$19.117, que corresponde a US\$0,00109 por acción.

e. Composición de Otras reservas

El siguiente es el detalle de las otras reservas en cada ejercicio:

Otras reservas	31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$
Efecto primera adopción deflactación capital pagado, Oficio Circular N°456 SVS	517.617	517.617
Efecto primera adopción conversión NIC 21	(230.797)	(230.797)
Efecto conversión coligadas	(15.038)	(26.088)
Reservas de cobertura	(21.797)	(26.063)
Subtotal	249.985	234.669
Reserva fusión Hidroeléctrica Cenelec S.A.	500.761	500.761
Reserva adquisición 15% Hidroeléctrica Aconcagua S.A.	(12.804)	(12.804)
Reserva aumento capital Colbún Transmisión S.A.	-	-
Subtotal	487.957	487.957
Total	737.942	722.626

Efecto primera adopción deflactación capital pagado, Oficio Circular N°456 de la Superintendencia de Valores y Seguros y efecto primera adopción conversión NIC 21: Reservas generadas por adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS), las cuales se consideran susceptibles de ser capitalizadas, si las normas contables y la ley lo permiten.

Efecto inversión coligada: Corresponde a la diferencia de cambio generada por las variaciones de cambio de la moneda extranjera sobre las inversiones en asociadas y negocios conjuntos, las cuales mantienen como moneda funcional el Peso chileno.

Efecto reserva de cobertura: a la espera de la materialización de la partida cubierta (flujo de caja).

Reserva subsidiarias: Reserva originada en la fusión y aumentos en la participación de filiales, se consideran susceptibles de ser capitalizadas, si las normas contables y la ley lo permiten.

f. Ganancias (pérdidas) acumuladas

El movimiento de la reserva por resultados acumulados ha sido el siguiente:

	31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$
Ganancias acumuladas distribuibles		
Saldo inicial	982.511	968.369
Resultado del ejercicio	48.795	5.201
Efecto ajuste primera aplicación IFRS realizado	5.022	8.941
Dividendos provisorios	(13.525)	-
Total ganancias acumuladas distribuibles	1.022.803	982.511
Ajustes primera aplicación IFRS no distribuibles		
Revaluación propiedades, planta y equipos	501.987	513.196
Impuesto diferido revaluación	(85.338)	(87.244)
Beneficio al personal valor actuarial	-	(5.157)
Impuesto diferido ajuste beneficio al personal	-	876
Total ganancias acumuladas no distribuibles	416.649	421.671
Total ganancias acumuladas	1.439.452	1.404.182

El cuadro siguiente muestra el detalle de los ajustes de primera adopción a IFRS, según lo requerido por la Circular N° 1.945 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, para presentar los ajustes de primera aplicación a IFRS registrados con abono a las ganancias acumuladas y su correspondiente realización en el ejercicio 2012.

La cuantificación de los montos realizados y los montos pendientes de realización al 31 de diciembre de 2012 y 2011:

Conceptos	2012		2011	
	Monto realizado en el año MUS\$	Saldo por realizar MUS\$	Monto realizado en el año MUS\$	Saldo por realizar MUS\$
Revaluación propiedades, planta y equipos ⁽¹⁾	(11.209)	501.987	(11.159)	513.196
Impuesto diferido revaluación ⁽³⁾	1.906	(85.338)	1.897	(87.244)
Beneficios al personal valor actuarial ⁽²⁾	5.157	-	387	(5.157)
Impuesto diferido beneficios al personal valor actuarial ⁽³⁾	(876)	-	(66)	876
Total	(5.022)	416.649	(8.941)	421.671

⁽¹⁾ Revaluación Propiedades, planta y equipo: La metodología utilizada para cuantificar la realización de este concepto, correspondió a la aplicación de las vidas útiles por clase de activo usadas para el proceso de depreciación al monto de revalorización determinado a la fecha de adopción.

⁽²⁾ Indemnización por años de servicio: Las IFRS requieren que los beneficios post empleo entregados a los empleados en el largo plazo, sean determinadas en función de la aplicación de un modelo de cálculo actuarial, generando diferencias respecto de la metodología previa que consideraba valores corrientes. Esta metodología de cálculo actuarial considera dentro de sus variables un plazo promedio de permanencia de los trabajadores, dato utilizado para la cuantificación del saldo anual realizado.

⁽³⁾ Impuestos diferidos: Los ajustes en la valuación de los activos y pasivos generados por la aplicación de IFRS, han significado la determinación de nuevas diferencias temporarias que fueron registradas contra la cuenta Resultados Retenidos en el Patrimonio. La realización de este concepto se ha determinado en la misma proporción que lo han hecho las partidas que le dieron origen.

g. Gestión de capital

La Gestión de Capital se enmarca dentro de las Políticas de Inversiones y de Financiamiento que mantiene la Compañía, las cuales establecen entre otras cosas que las inversiones deberán contar con financiamiento apropiado de acuerdo al proyecto de que se trate, conforme a la Política de Financiamiento. El total de inversiones de cada ejercicio no superará el 100% del patrimonio de la Sociedad y deberá estar acorde con la capacidad financiera de la Compañía.

La Sociedad procurará mantener una liquidez suficiente que le permita contar con una holgura financiera adecuada para hacer frente a sus compromisos y a los riesgos asociados a sus negocios. Los excedentes de caja que mantenga la Sociedad se invertirán en títulos emitidos por instituciones financieras y valores negociables de acuerdo a los criterios de selección y diversificación de cartera que determine la Administración de la Sociedad.

El control de las inversiones será realizado por el Directorio, quien aprobará las inversiones específicas, tanto en su monto como en su financiamiento, teniendo como marco de referencia lo dispuesto en los Estatutos de la Sociedad y lo que aprobare la Junta de Accionistas, si fuere el caso.

El financiamiento debe procurar proveer los fondos necesarios para una adecuada operación de los activos existentes, así como para la realización de nuevas inversiones conforme a la Política de Inversiones expuesta. Para ello se utilizarán los recursos internos de que se dispongan y recursos externos hasta un límite que no comprometa la posición patrimonial de la Compañía o que limite su crecimiento.

Consistente con lo anterior, se propone limitar el endeudamiento consolidado de la Compañía a una razón de 1,2 veces el patrimonio de la Compañía. Para estos efectos se entenderá como parte del patrimonio de la Compañía el interés minoritario.

La Sociedad procurará mantener abiertas múltiples opciones de financiamiento, para lo cual se preferirán las siguientes fuentes de financiamiento: créditos bancarios, tanto internacional como nacional, mercado de bonos de largo plazo, tanto internacional como doméstico, crédito de proveedores, utilidades retenidas y aumentos de capital.

Los ratios de endeudamiento al 31 de diciembre de 2012 y 2011 son los siguientes:

	31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$
Total pasivos	2.490.622	2.157.259
Total pasivos corrientes	550.790	338.948
Total pasivos no corrientes	1.939.832	1.818.311
Patrimonio total	3.512.782	3.462.288
Patrimonio atribuible a la controladora	3.512.782	3.462.242
Participaciones no controladoras	-	46
Razón de endeudamiento	0,71	0,62

La Compañía debe informar trimestralmente el cumplimiento de compromisos contraídos con entidades financieras. Al 31 de diciembre de 2012 la Compañía está en cumplimiento con todos los indicadores financieros exigidos en dichos contratos (Ver nota 35).

h. Restricciones a la disposición de fondos de las filiales

No existen restricciones a la disposición de fondos de las filiales de Colbún.

i. Ganancias por acción y utilidad líquida distribuible

El resultado por acción se ha obtenido dividiendo el resultado del ejercicio atribuido a los accionistas de la controladora por el promedio ponderado de las acciones ordinarias en circulación durante los ejercicios informados.

	31.12.2012	31.12.2011
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora (MUS\$)	48.795	5.201
Resultado Disponible para Accionistas Comunes, Básico (MUS\$)	48.975	5.201
Promedio Ponderado de Número de Acciones, Básico (N° de acciones)	17.536.167.720	17.536.167.720
(Pérdidas) Ganancias Básicas por Acción (dólares por acción)	0,00278	0,00030

La Compañía no ha realizado ningún tipo de operación de potencial efecto dilutivo que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción durante el ejercicio informado.

En virtud a lo dispuesto en la Circular N°1.945 del 29 de septiembre de 2009, Colbún S.A., acordó establecer como política general que la utilidad líquida distributable a considerar para el cálculo del Dividendo Mínimo Obligatorio y Adicional, se determina sobre la base efectivamente realizada, depurándola de aquellas variaciones relevantes del valor razonable de los activos y pasivos que no estén realizados, las cuales deben ser reintegradas al cálculo de la utilidad líquida del ejercicio en que tales variaciones se realicen.

En consecuencia, los agregados y deducciones a realizar a la utilidad líquida distributable por variaciones del valor razonable de los activos o pasivos que no estén realizadas y que hayan sido reconocidas en la "ganancia (pérdida) atribuible a tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la controladora y participación minoritaria, corresponden a los eventuales efectos generados por las variaciones del valor justo de los instrumentos derivados que mantenga la Compañía al cierre de cada ejercicio, netas del impuesto a la renta correspondiente.

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 el cálculo de la utilidad líquida distributable es el siguiente:

Cálculo utilidad líquida distributable (Flujos de caja)	31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$
Utilidad según Estados Financieros	48.795	5.201
Flujos de caja en el ejercicio con cargo a ejercicios anteriores	(4.277)	(8.964)
Efecto en resultado financiero no realizado que no genere flujo de caja	565	1.040
Flujo neto del ejercicio	(3.712)	(7.924)
Utilidad líquida distributable	45.083	(2.723)
Dividendo mínimo provisorio	13.525	-

26. Ingresos de actividades ordinarias

Los ingresos ordinarios al 31 de diciembre de 2012 y 2011 respectivamente, se presentan en el siguiente detalle:

	Enero - Diciembre	
	2012 MUS\$	2011 MUS\$
Venta clientes distribuidoras	742.023	675.924
Venta clientes industriales	261.043	454.325
Peaje	149.722	142.148
Venta a otras generadoras	134.653	41.708
Otros ingresos ⁽¹⁾	121.315	18.671
Total	1.408.756	1.332.776

⁽¹⁾ Incluye indemnización por MUS\$ 39.600 del seguro por pérdidas de beneficio dado el atraso en puesta en marcha de la Central Santa María I producto del terremoto de febrero de 2010 (ver nota 17 c).

27. Materias primas y consumibles utilizados

El consumo de materias primas y materiales secundarios al 31 de diciembre de 2012 y 2011 respectivamente, se presentan en el siguiente detalle:

	Enero - Diciembre	
	2012 MUS\$	2011 MUS\$
Consumo petróleo (ver nota 12)	(420.079)	(357.262)
Consumo gas (ver nota 12)	(299.219)	(303.563)
Consumo carbon (ver nota 12)	(40.095)	0
Compra energía y potencia	(61.711)	(229.425)
Peajes	(144.262)	(110.169)
Trabajo y suministro de terceros	(82.025)	(60.962)
Total	(1.047.391)	(1.061.381)

28. Gasto por beneficios a los empleados

Los gastos por beneficios a los empleados al 31 de diciembre de 2012 y 2011 respectivamente, se presentan en el siguiente detalle (ver nota 3.1.m. y 3.1.r.):

	Enero - Diciembre	
	2012 MUS\$	2011 MUS\$
Sueldos y salarios	(39.882)	(34.544)
Beneficios a corto plazo a los empleados	(4.426)	(4.061)
Indemnización por término de relación laboral	(3.236)	(2.881)
Otros gastos de personal	(8.321)	(4.246)
Total	(55.865)	(45.732)

29. Gastos por depreciación y amortización

La Depreciación y Amortización al 31 de diciembre de 2012 y 2011 respectivamente, se presentan en el siguiente detalle:

	Enero - Diciembre	
	2012 MUS\$	2011 MUS\$
Depreciaciones (ver nota 17.b)	(135.233)	(123.082)
Amortizaciones de intangibles (ver nota 16.b)	(815)	(1.561)
Total	(136.048)	(124.643)

30. Resultado de ingresos y costos financieros

El Resultado financiero al 31 de diciembre de 2012 y 2011 respectivamente, se presenta en el siguiente detalle:

	Enero - Diciembre	
	2012 MUS\$	2011 MUS\$
Ingreso (pérdida) procedente de inversiones		
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	5.032	8.893
Total Ingresos Financieros	5.032	8.893
Costos financieros	Enero - Diciembre	
	2012 MUS\$	2011 MUS\$
Gastos por bonos	(59.667)	(60.392)
Gasto por provisiones financieras	(15.234)	(14.291)
Gasto/ingresos por valoración derivados financieros netos	(7.623)	(9.683)
Gastos por préstamos bancarios	(11.020)	(7.425)
Gasto por otros (gastos bancarios)	(108)	(184)
Gastos financieros activados	61.111	64.257
Total Costo Financiero	(32.541)	(27.718)
Total resultado financiero	(27.509)	(18.825)

31. Diferencia de cambio neta y Resultado por unidades de reajuste

Las partidas que originan los efectos en resultados por los conceptos diferencia de cambio neta y resultado por unidades de reajuste se detallan a continuación:

Diferencia de cambio

DIFERENCIA DE CAMBIO	Moneda	Enero - Diciembre	
		2012 MUS\$	2011 MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	Pesos	11.603	2.319
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	Pesos	9.403	(20.776)
Activos por impuestos corrientes	Pesos	13.065	(12.766)
Otros activos no financieros no corrientes	Pesos	39	(1.515)
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	Pesos	445	(482)
Diferencia de cambio activo		34.555	(33.220)
Otros pasivos financieros corrientes	UF	(19.021)	17.454
Cuentas por pagar comerciales otras cuentas por pagar	Pesos	(2.190)	795
Otros pasivos no financieros	Pesos	(758)	(271)
Provisiones por beneficios a los empleados	Pesos	(3.417)	267
Otros pasivos financieros no corrientes	Pesos	1.263	747
Diferencia de cambio pasivo		(24.123)	18.992
Total Diferencia de Cambio		10.432	(14.228)

Resultados por unidad de reajuste

Resultados por unidades de reajuste	Moneda	Enero - Diciembre	
		2012 MUS\$	2011 MUS\$
Activos por impuestos corrientes	UTM	4.519	6.832
Total Resultados por unidades de reajustes		4.519	6.832

32. Ingresos (pérdidas) por inversiones contabilizadas por el método de participación

Los ingresos por inversiones contabilizadas por el método de participación al 31 de diciembre de 2012 y 2011 respectivamente, se presentan en el siguiente detalle:

	Enero - Diciembre	
	2012 MUS\$	2011 MUS\$
Participación neta en ganancia de coligadas (ver nota 15)	8.340	4.272
Total	8.340	4.272

33. Otras ganancias (pérdidas)

Las otras ganancias (pérdidas) al 31 de diciembre de 2012 y 2011 respectivamente, se presentan en el siguiente detalle:

Otros ingresos distintos de los de operación	Enero - Diciembre	
	2012 MUS\$	2011 MUS\$
Indemnizaciones percibidas	-	2030
Bonos de Carbono Centrales Hornitos y Quilleco	741	-
Otros ingresos	1.351	1.886
Total otros ingresos	2.092	3.916
Otros gastos distintos de los de operación		
Opción costo salida contrato transporte gas	(10.738)	(21.301)
Acuerdo contrato transaccional	(5.300)	-
Deterioro derechos de agua no utilizados	(5.385)	-
Resultados contratos derivados	(565)	(1.040)
Honorarios atención de juicios	(2.281)	(939)
Bajas bienes propiedades, planta y equipo	(400)	(915)
Castigos y multas	(1.333)	(1.655)
Otros	(6.714)	(6.981)
Total otros gastos	(32.716)	(32.831)
Total otras ganancias(pérdidas)	(30.624)	(28.915)

34. Garantías comprometidas con terceros, activos y pasivos contingentes**a. Garantías comprometidas con terceros****a.1 Garantías directas**

Acreedor de la garantía	Deudor		Activos comprometidos			Saldos pendientes	Liberación de garantías			
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Tipo moneda	Valor Contable	31-12-2012 MUS\$	2013	2014	2015	2099
Coca Cola Embonor S.A.	Colbún S.A.	Acreedor	Boleta de Garantía	CLP	2.000.000	4	4	-	-	-
Ministerio Obras Públicas	Colbún S.A.	Acreedor	Boleta de Garantía	UF	324.134	15.425	-	15.425	-	-
Cementos Biobío del Sur S.A.	Colbún S.A.	Acreedor	Boleta de Garantía	UF	15.525	739	-	-	739	-
Transec S.A. ⁽¹⁾	Colbún S.A.	Acreedor	Boleta de Garantía	UF	200	10	-	-	-	10
Transec S.A.	Colbún Transmisión S.A.	Acreedor	Boleta de Garantía	UF	250	12	12	-	-	-
Chilectra S.A. ⁽¹⁾	Colbún S.A.	Acreedor	Boleta de Garantía	UF	200	10	-	-	-	10
Director Regional de Vialidad Metropolitana	Colbún S.A.	Acreedor	Boleta de Garantía	UF	110	5	5	-	-	-
Endesa ⁽¹⁾	Colbún S.A.	Acreedor	Boleta de Garantía	UF	100	5	-	-	-	5

⁽¹⁾ Garantías con fecha de liberación indefinida.

b. Caucciones obtenidas de terceros**Garantías vigentes en Dólares al 31 de diciembre de 2012**

Depositado por	Relación con la sociedad	Total MUS\$
Posco Engineering And Construction Co.	Proveedores	10.000
Alstom Hydro France S.A.	Proveedores	3.085
Andritz Hydro GmbH-Andritz Chile Ltda.	Proveedores	2.727
Alstom Hydro España S.L.	Proveedores	1.816
Cobra Chile Servicios S.A.	Proveedores	458
Ingetec S.A.	Proveedores	275
Carpi Tech S.A.	Proveedores	275
Bicentenario S.A.	Proveedores	224
Inerco Ingeniería, Tecnología y Consultoría S.A.	Proveedores	119
Invensys Systems Chile Ltda.	Proveedores	81
Hyosung Corporation	Proveedores	75
Alstom Grid Chile S.A.	Proveedores	65
Power Machines Agencia en Chile	Proveedores	39
Electrónica e Industrial Schadler y Cia. Ltda.	Proveedores	38
Distribuidora Perkins Chilena S.A.C.	Proveedores	26
Ambiente y Tecnología Ltda.	Proveedores	21
ABB S.A.	Proveedores	5
BVQI Chile S.A.	Proveedores	3
	Total	19.332

Garantías vigentes en Euros al 31 de diciembre de 2012.

Depositado por	Relación con la sociedad	Total MUS\$
Alstom Hydro France S.A.	Proveedores	16.504
Andritz Hydro GmbH-Andritz Chile Ltda.	Proveedores	4.207
Evonik Energy Services GmbH, Ruettenscheider Strasse	Proveedores	198
Power Machines Agencia en Chile	Proveedores	40
ABB S.A.	Proveedores	2
	Total	20.951

Garantías vigentes en Pesos al 31 de diciembre de 2012.

Depositado por	Relación con la sociedad	Total MUS\$
Ingeniería Mantenición y Servicios Imasel Ltda.	Proveedores	114
Universidad de Concepción	Proveedores	108
Juan Salgado e Hijos Ltda.	Proveedores	92
Constructora Santa María Ltda.	Proveedores	85
Aseorías Informáticas y Automatización Oyaneder S.A.	Proveedores	85
Glg Construcciones Ltda.	Proveedores	70
Centro de Ecología Aplicada Ltda.	Proveedores	66
Constructora Valdés Tala y Compañía Limitada	Proveedores	55
G4S Security Services Regiones S.A.	Proveedores	54
Soc. Inmobiliaria e Inversiones Los Avellanos Ltda.	Proveedores	54
Max Control Spa	Proveedores	51
Akroscan en Chile S.A.	Proveedores	47
Eulen Seguridad S.A.	Proveedores	43
Constructora del Valle Ltda.	Proveedores	40
Daniel Mauricio Ponce Pinto	Proveedores	39
Nicolaidés S.A.	Proveedores	37
Servicios y Proyectos Ambientales S.A.	Proveedores	35
Fernando Enrique Berrios Martínez	Proveedores	22
Asinpro S.A.	Proveedores	21
Quezada Vasquez Ranulfo Antonio	Proveedores	19
Exar Construcciones Ltda.	Proveedores	17
Poch Ambiental S.A.	Proveedores	16
Arcadis Chile S.A.	Proveedores	11
Golder Associates S.A.	Proveedores	10
Iss Servicios Generales Limitada	Proveedores	8
Conelse Ingeniería y Equipos Ltda.	Proveedores	7
Soc. Comercial Conyser Ltda.	Proveedores	7
Leal Fernández Luis	Proveedores	6
Mantenición de Jardines Arcoiris Ltda.	Proveedores	6
Soc. Comercial Camin Ltda.	Proveedores	5
Wfs Food Services S.A.	Proveedores	5
Ortiz Soto Juan Angel	Proveedores	5
Construcciones Eléctricas S.A.	Proveedores	5
Soc. de SS Forestales, Ingeniería, Consultoría	Proveedores	5
Sociedad Constructora A2S Limitada	Proveedores	4
G A Colaciones Limitada	Proveedores	4
Ingeniería y Servicios Industriales Ltda.	Proveedores	2
	Total	1.260

Garantías vigentes en Unidades de Fomento al 31 de diciembre de 2012

Depositado por	Relación con la sociedad	Total MUS\$
Impregilo Spa	Proveedores	21.347
Empresa Constructora Angostura Ltda.	Proveedores	20.206
Empresa Constructora Fe Grande S.A.	Proveedores	11.495
Alstom Hydro France S.A.	Proveedores	6.031
Ingeniería y Construcción Sigdo Koppers S.A.	Proveedores	6.022
Besalco Construcciones S.A., para Besalco Dragados S.A.	Proveedores	3.954
Dragados S.A. Agencia en Chile, para Besalco Dragados S.A.	Proveedores	3.954
Andritz Hydro GmbH-Andritz Chile Ltda.	Proveedores	3.476
Alstom Chile S.A.	Proveedores	3.448
Cementos Biobio del Sur S.A.	Proveedores	2.216
Empresa de Montajes Industriales Salfa S.A.	Proveedores	2.208
Constructora CVV Conpax Ltda.	Proveedores	2.042
Eléctrica Nueva Energía S.A.	Proveedores	646
Constructora del Valle Ltda.	Proveedores	558
R & Q Ingeniería S.A.	Proveedores	286
KDM Industrial S.A.	Proveedores	237
Proterm S.A.	Proveedores	187
Edic Ingenieros S.A.	Proveedores	139
Endesa	Proveedores	137
Núñez Torres Luis Juan	Proveedores	111
Servicios Marítimos y Transportes Ltda.	Proveedores	100
Transportes Bretti Ltda.	Proveedores	90
Serv. de Asesoría y Lab. Control Calidad Alscm Ltda.	Proveedores	89
Demotron S.A.	Proveedores	88
Ingetal Ingeniería y Construcción S.A.	Proveedores	71
C de A Ingeniería Ltda.	Proveedores	67
Técnica Nacional de Servicio de Ingeniería	Proveedores	49
Oma Topografía y Construcciones Ltda.	Proveedores	49
Fernando Enrique Berríos Martínez	Proveedores	42
Ríos San Martín Ltda.	Proveedores	40
Soc. Comercial e Ingeniería y Gestión Ind. Ingher Ltda.	Proveedores	40
Alscm Limitada	Proveedores	34
Eulen Seguridad S.A.	Proveedores	27
Pares y Alvarez Ingenieros Asociados Ltda.	Proveedores	27
Dessau Chile Ingeniería S.A.	Proveedores	25
Transportes Castro Ltda.	Proveedores	25
Knight Piesold S.A.	Proveedores	25
Muñoz y Henríquez Ltda.	Proveedores	22
Soc. Trans-Redes Serv. Eléctricos Integrales Ltda.	Proveedores	17
Ghisolfo Ingeniería de Consulta S.A.	Proveedores	16
Termika Servicio de Mantenimiento S.A.	Proveedores	16
Aseos Industriales de Talca Ltda.	Proveedores	14
Ghd S.A.	Proveedores	12

Garantías vigentes en Unidades de Fomento al 31 de diciembre de 2012

Universidad de Concepción	Proveedores	12
Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A.	Proveedores	11
Dupla Diseño Urbano y Planificación Ltda.	Proveedores	10
Mwh America Inc Chile Ltda.	Proveedores	8
ABB S.A.	Proveedores	7
Normando Arturo Villa Cerda	Proveedores	7
Jose Castro Rodríguez	Proveedores	6
Cia. Chilena de Perforaciones Ltda.	Proveedores	4
Electricidad Asin Ltda.	Proveedores	3
Cristian Agustín Muñoz Valero	Proveedores	1
Total		89.754

c. Detalle de litigios y otros

La Administración de Colbún considera, con la información que posee en este momento, que las provisiones registradas en el Estado de Situación Consolidado adjunto cubren adecuadamente los riesgos por litigios y demás operaciones descritas en esta Nota, por lo que no espera que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados.

Dada las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago si, en su caso, las hubiere.

A continuación, de acuerdo a NIC 37, se presenta un detalle de los litigios al 31 de diciembre de 2012:

a.- Litigios relacionados al Proyecto Central Hidroeléctrica Angostura, entre los cuales se destacan el siguiente:

Recurso de Reclamación del artículo 137 del Código de Aguas interpuesto por la Sra. Mirta Astudillo en contra de la Dirección General de Aguas (DGA) y de Colbún S.A. Con fecha 13 de abril de 2010 la DGA dictó la Resolución Exenta N° 1054, en virtud de la cual aprobó el proyecto de las obras hidráulicas de la Central Hidroeléctrica Angostura y autorizó su construcción; asimismo, rechazó la oposición presentada por la Sra. Mirta Astudillo en contra de este proyecto. En el mes de mayo de 2010 se interpuso Recurso de Reclamación ante la Corte de Apelaciones de Santiago en contra de la mencionada Resolución. En noviembre de 2011 se alegó este Recurso ante la Corte de Apelaciones de Santiago y con fecha 31 de enero de 2012 la Corte de Apelaciones rechazó el recurso ratificando la validez de la aprobación de obras hidráulicas. Posteriormente la Sra. Mirta Astudillo presentó un recurso de casación en contra de la sentencia de la Corte de Apelaciones ante la Corte Suprema, la que debiera tomar entre 12 y 18 meses en resolver.

b.- Multas aplicadas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles:

1) Resolución Exenta N°1111-2005: Multa de 1.120 U.T.A. (MUS\$1.126)

Con fecha 04 de julio de 2005 la SEC aplicó a Colbún S.A. una multa de 1.120 U.T.A. (MUS\$1.126) en el marco de la investigación que lleva a cabo para determinar las causas de la falla ocurrida en el Sistema Interconectado Central con fecha 7 de noviembre de 2003.

Con fecha 23 de noviembre de 2005 se interpuso un recurso de reclamación ante la Corte de Apelaciones de Santiago en contra de la resolución de la SEC que rechazó la reposición interpuesta ante la SEC.

Con fecha 09 de julio de 2012 la Corte de Apelaciones de Santiago acogió el recurso de reclamación y dejó sin efecto la multa; no obstante la SEC apeló ante la Corte Suprema. Se realizaron los alegatos. Se está a la espera del fallo de la Corte Suprema.

2) Resolución Exenta N° 2598-2011: Multa de 1.214 U.T.A. (MUS\$1.220)

Con fecha 29 de septiembre de 2011 la SEC aplicó a Colbún S.A. una multa de 1.214 U.T.A. (MUS\$1.220), en el marco de la formulación de cargos por la pérdida de suministro eléctrico en el Sistema Interconectado Central el día 14 de marzo de 2010, afectando los consumos en la zona comprendida entre Taltal y la Isla de Chiloé.

Con fecha 14 de octubre de 2011 se presentó ante el Superintendente de Electricidad y Combustibles un recurso de reposición, el cual aún no se resuelve y se espera su resolución durante el año 2012.

El día 02 de mayo de 2012 se rechazó la reposición, por lo cual con fecha 14 de mayo se presentó un recurso de reclamación ante la Corte de Apelaciones. Se realizaron los alegatos y se está a la espera del fallo de la Corte de Apelaciones.

3) Resolución Exenta 2003-2012: Multa de 1.100 UTA (MUS\$ 1.105)

Con fecha 10 de octubre de 2012 la SEC aplicó a Colbún S.A. una multa de 1.100 U.T.A. (MUS\$1.105), en el marco de la formulación de cargos por la pérdida de suministro eléctrico en el Sistema Interconectado Central el día 24 de septiembre de 2011, afectando los consumos en la zona comprendida entre la III y la X Región del país.

Con fecha 22 de octubre se interpuso ante la SEC un recurso de reposición, el cual aún no se resuelve. Se espera que sea resuelto durante el año 2013.

c.- Siniestro Central Termoeléctrica de ciclo combinado Nehuenco I

El 29 de diciembre de 2007, la central termoeléctrica de ciclo combinado Nehuenco I, de 368 MW de capacidad, propiedad de Colbún S.A., fue afectada por un incendio en el interior del edificio de la turbina principal debido a una fuga de petróleo diesel en el sistema de alimentación de combustible de la unidad. La central fue desconectada del sistema interconectado central y el fuego fue extinguido con los medios propios previstos para este tipo de emergencias. La reparación de la central concluyó y está disponible para ser operada por el CDEC-SIC desde el 30 de agosto de 2008.

A la fecha del siniestro, la Compañía tenía vigente una póliza de seguros con cobertura de "Todo Riesgo", que incluye cobertura para Incendio, Avería de Maquinaria y Perjuicios por Paralización. El procedimiento de liquidación con las compañías de seguros Chilena Consolidada Seguros Generales S.A., Penta Security Seguros Generales S.A. y Mapfre Seguros Generales, en calidad de coaseguradores, está terminado.

El Informe Final de Liquidación, impugnado por las partes, se notificó el 5 de mayo de 2009 estableciendo una pérdida por Daño Material neto de deducible de US\$14,5 millones y por Perjuicio por Paralización US\$76,2 millones. El Informe reconoce que las partes difieren respecto del límite de indemnización aplicable a los Perjuicios por Paralización, sobre el cual el Liquidador no se pronuncia porque sostiene que escapa a su competencia. A juicio de Colbún, la póliza contempla un límite único de indemnización de US\$250 millones por evento y combinado por Daño Físico y Perjuicios por Paralización.

Colbún S.A. recibió el pago de la cantidad de US\$33,7 millones, correspondiente a las sumas no disputadas contenidas en la referida Liquidación Final. Sin perjuicio de lo anterior, existiendo diferencias entre Colbún y los aseguradores, las partes implementaron el mecanismo de arbitraje conforme lo contempla la póliza, y Colbún S.A. presentó demanda en el mes de octubre del 2009 de cumplimiento de contrato de seguro e indemnización de perjuicios por un valor total de US\$101,5 millones más perjuicios e intereses. Los aseguradores han presentado la Contestación a la Demanda y Colbún S.A. ha evacuado la Réplica y los aseguradores han presentado su duplica.

Con fecha 25 de septiembre de 2012 el Árbitro dictó sentencia de primera instancia acogiendo parcialmente la demanda de Colbún y ordenando pagar a las compañías de seguros la suma aproximada de US\$61 millones, incluidos intereses devengados a esa fecha. La sentencia ha sido objeto de recursos de apelación por ambas partes ante el Tribunal Arbitral, que tiene plazo de seis meses para pronunciarse.

De confirmarse esta sentencia arbitral, el monto indicado deberá ser reconocido como resultado en el ejercicio correspondiente.

d.- Recurso de Protección de distintas asociaciones de pescadores en contra de la Central Térmica Santa María.

En septiembre del 2011 fueron presentados 3 recursos de protección en contra de Colbún por parte de distintas asociaciones de pescadores y recolectores de la bahía de Coronel. Estos recursos indican básicamente que la puesta en servicio de la Central produce contaminación en la bahía y disminución de los recursos marinos respecto de los cuales subsisten económicamente los pescadores.

La Corte de Apelaciones de Concepción rechazó los recursos en dos oportunidades. La primera vez, en enero de 2012, por un tema formal. La segunda vez, en abril de 2012, por temas de fondo. Ambas senten-

cias fueron apeladas ante la Corte Suprema.

La Corte Suprema declaró desistido el recurso de apelación y terminó el proceso, no obstante los recurrentes presentaron un recurso de rectificación o enmienda tendiente a revertir la resolución, recurso que está aún pendiente de resolución por la Corte Suprema.

La Administración de Colbún considera, con la información que posee en este momento, que las provisiones registradas en el Estado de Situación Consolidado adjunto cubren adecuadamente los riesgos por litigios y demás operaciones descritas en esta Nota, por lo que no espera que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados.

35. Compromisos

Compromisos contraídos con entidades financieras y otros

Los contratos de créditos suscritos por Colbún S.A. con entidades financieras y los contratos de emisión de bonos y efectos de comercio, imponen a la Compañía diversas obligaciones adicionales a las de pago, incluyendo indicadores financieros de variada índole durante la vigencia de dichos contratos, usuales para este tipo de financiamiento.

La Compañía debe informar trimestralmente el cumplimiento de estas obligaciones. Al 31 de diciembre de 2012 la Compañía está en cumplimiento con todos los indicadores financieros exigidos en dichos contratos, el detalle de estas obligaciones se presenta a continuación:

COVENANTS	Condición	31/12/2012	Vigencia
Créditos Bancarios			
Total Pasivos/Patrimonio Neto Tangible	< 1,2	0.78	Jun/2015
Patrimonio Mínimo	>MUS\$ 2.022.000	MUS\$ 3.512.782	Jun/2015
Bonos Mercado Local			
Ebitda/Gastos Financieros Netos	>3,0	10.32	Jun/2029
Razón de Endeudamiento	<1,2	0.71	Jun/2029
Patrimonio Mínimo	> MUS\$ 1.348.000	MUS\$ 3.512.782	Jun/2029
Líneas de respaldo comprometidas			
Total Pasivos/Patrimonio Neto Controladora	< 1,2	0.71	Jun/2013
Patrimonio Mínimo	> MUS\$ 1.995.000	MUS\$ 3.512.782	Jun/2013

Metodologías de cálculo

CONCEPTO	Cuentas	Valores al 31.12.2012
Patrimonio Neto Controladora	Patrimonio Total - Participaciones Minoritarias.	MUS\$ 3.512.782
Patrimonio Neto Tangible	Patrimonio - Inversiones contabilizados utilizando el método de la participación - Activos Intangibles distintos de la plusvalía.	MUS\$ 3.200.997
Patrimonio Mínimo	Patrimonio Total - Participaciones Minoritarias	MUS\$ 3.512.782
Total pasivos	Total pasivos corrientes + Total pasivos no corrientes	MUS\$ 2.490.622
Razón de Endeudamiento	Total pasivos / Patrimonio	0.71
Ebitda ^(*)	Ingresos de actividades ordinarias - Materias primas y consumibles utilizados - Gastos por beneficio a los empleados - otros gastos por naturaleza	MUS\$ 283.851
Gastos Financieros Netos ^(*)	Costos financieros - Ingresos Financieros	MUS\$ 27.509

(*) 12 Meses móviles.

36. Medio ambiente

Las Sociedades del grupo en las cuales se han efectuado desembolsos asociados con Medio Ambiente son las siguientes: Colbún S.A., Río Tranquilo S.A. y Termoeléctrica Antilhue S.A., respectivamente.

Los desembolsos asociados a Medio Ambiente efectuados por las compañías se detallan a continuación:

CONCEPTO	31.12.2012 MUS\$	31.12.2011 MUS\$
Monitoreo calidad del aire y meteorología	1.592	908
Seguimiento ambiental	1.457	831
Estudios de impacto ambiental y otros	1.005	573
Sistema de gestión ambiental	185	106
Total	4.239	2.418

Los desembolsos efectuados por concepto de Medio Ambiente se encuentran principalmente asociados a instalaciones, por lo tanto serán efectuados de acuerdo a la vida útil de éstas, salvo el desarrollo de Estudios y de Declaraciones de Impacto Ambiental, que corresponden a permisos ambientales efectuados previos a la fase de construcción.

A continuación se indican los principales proyectos en curso y una breve descripción de los mismos:

Central Hidroeléctrica San Pedro: Central hidroeléctrica de embalse, se encuentra ubicada en la Región de Los Ríos, regula en forma mínima el caudal del río, manteniendo inalteradas las condiciones hidrológicas del río aguas abajo de central.

Central Hidroeléctrica Angostura: Central Hidroeléctrica de embalse, proyectada aguas abajo de la confluencia del río Biobío y Huequecura en la Región del Biobío.

Subestación Mulchén: Subestación eléctrica, ubicada en la Región del Biobío, que seccionará la línea de doble circuito Charrúa-Cautín y permitirá la conexión al Sistema Interconectado Central (SIC) de la Central Hidroeléctrica Angostura, mediante la línea Angostura-Mulchén.

Línea de Transmisión Eléctrica Angostura-Mulchén: Línea de transmisión eléctrica, de aproximadamente 40 km de longitud, la cual permitirá la interconexión entre la Central Angostura, actualmente en ejecución, y la subestación Mulchén.

Todos estos proyectos en construcción o ejecución poseen sus respectivas Resoluciones de Calificación Ambiental y Permisos Ambientales Sectoriales otorgados por las autoridades ambientales correspondientes.

37. Hechos ocurridos después de la fecha del Estado de Situación

En sesión celebrada con fecha 29 de enero de 2013 el Directorio de la Compañía aprobó los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2012, preparados de acuerdo a IFRS.

No se han producido otros hechos posteriores entre el 31 de diciembre de 2012 y la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados.

38. Moneda extranjera

El detalle de Activos y Pasivos en moneda extranjera es el siguiente:

ACTIVOS	Moneda Extranjera	Moneda funcional	31.12.2011 MUS\$	31.12.2011 MUS\$
Activos corrientes totales				
Efectivo y equivalentes al efectivo	Pesos	Dólar	136.920	81.061
Efectivo y equivalentes al efectivo	Euro	Dólar	14.819	52.874
Otros activos no financieros, corriente	Pesos	Dólar	82	62
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	Pesos	Dólar	145.993	192.568
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	Pesos	Dólar	5.193	4.944
Inventarios	Pesos	Dólar	33.682	14.109
Activos por impuestos corrientes	Pesos	Dólar	258.403	182.672
Total activos corrientes			595.092	528.290
Activos no corrientes				
Otros activos financieros no corrientes	Pesos	Dólar	313	290
Otros activos no financieros no corrientes	Pesos	Dólar	15.673	9.893
Inversiones contabilizadas utilizando el método de participación	Pesos	Dólar	145.784	121.097
Total de activos no corrientes			161.772	131.280
Total de activos			756.864	659.570
Pasivos				
Pasivos	Moneda Extranjera	Moneda funcional	31.12.2011 MUS\$	31.12.2011 MUS\$
Pasivos corrientes totales				
Otros pasivos financieros corrientes	UF	Dólar	14.396	8.042
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Pesos	Dólar	89.432	111.585
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente	Pesos	Dólar	20.475	32.121
Otras provisiones corrientes	Pesos	Dólar	18.859	2.838
Pasivos por impuestos corrientes	Pesos	Dólar	18.193	10.350
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Pesos	Dólar	14.103	9.938
Otros pasivos no financieros corrientes	Pesos	Dólar	2.552	4.083
Total pasivos corrientes totales			178.011	178.957
Pasivos no corrientes				
Otros pasivos financieros no corrientes	UF	Dólar	362.921	336.183
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	Pesos	Dólar	19.785	14.815
Otros pasivos no financieros no corrientes	Pesos	Dólar	8.982	8.429
Total de pasivos no corrientes			391.688	359.427
Total pasivos			569.699	538.384

Perfil de vencimiento de Otros pasivos financieros en moneda extranjera

Al 31.12.2012	Moneda Extranjera	Moneda funcional	Hasta 91 días MUS\$	Desde 91 días hasta 1 año MUS\$	Desde 1 año hasta 3 años MUS\$	Más 3 años hasta 5 años MUS\$	Más de 5 años MUS\$	Total MUS\$
Otros pasivos financieros	UF	Dólar	-	14.396	35.942	37.425	289.555	377.318
Totales			-	14.396	35.942	37.425	289.555	377.318

Al 31.12.2011	Moneda Extranjera	Moneda funcional	Hasta 91 días MUS\$	Desde 91 días hasta 1 año MUS\$	Desde 1 año hasta 3 años MUS\$	Más 3 años hasta 5 años MUS\$	Más de 5 años MUS\$	Total MUS\$
Otros pasivos financieros	UF	Dólar	-	8.041	26.753	36.449	272.981	344.224
Totales			-	8.041	26.753	36.449	272.981	344.224

39. Dotación del personal

La dotación del personal de la Compañía al 31 de diciembre de 2012 y 2011, era la siguiente:

	N° de Trabajadores	
	31.12.2012	31.12.2011
Gerentes y Ejecutivos principales	65	57
Profesionales y Técnicos	596	571
Trabajadores y otros	301	294
Total	962	922
Promedio del año	955	915

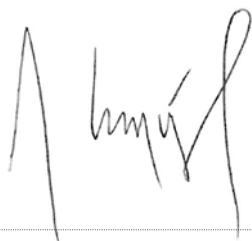
07

INFORME DE LOS INSPECTORES DE CUENTAS

A los señores Accionistas:

Conforme al mandato que nos otorgó la Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el 26 de abril de 2012, hemos examinado el Balance General de Colbún S.A al 31 de diciembre de 2012 y el correspondiente Estado de Resultados, por el ejercicio de 12 meses terminado a esa fecha.

Nuestra labor como Inspectores de Cuentas se centró en la comprobación de la coincidencia, sobre una base selectiva, de los saldos de cuentas que reflejan los registros contables de la sociedad con las cifras de dicho Balance General y Estado de Resultados, verificación que no mereció observación alguna.



GASTÓN CRUZAT LARRAÍN



PATRICIO LÓPEZ-HUICI CARO

08

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

1. Sinópsis del período

La compañía presentó en el cuarto trimestre de 2012 (4T12) una **ganancia de US\$55,6 millones** (vs. una ganancia de US\$32,3 millones el 4T11 y una ganancia de US\$4,3 millones el 3T12).

En términos acumulados, el resultado al 31 de diciembre de 2012 (Dic12) presenta una ganancia de US\$48,8 millones, en comparación a la ganancia de US\$5,2 millones de igual periodo del año anterior (Dic11). La mejora en la ganancia hubiese sido aún más pronunciada de no haber sido por un cargo no recurrente durante 2012 de US\$ 74,4 millones, producto del alza de la tasa de impuesto a la renta promulgada en la Ley de Reforma Tributaria.

El **EBITDA** del 4T12 alcanzó **US\$115,4 millones**, que se compara favorablemente con el EBITDA de US\$74,2 millones del 4T11 y en línea con el EBITDA de US\$116,0 millones del 3T12. El EBITDA del 4T12 incluye una utilidad no recurrente de US\$39,6 millones a consecuencia de la indemnización del seguro por atraso en la puesta en marcha de la central Santa María I causados por el terremoto de Feb10.

En términos acumulados, el EBITDA a Dic12 alcanzó US\$283,9 millones en comparación con US\$204,7 millones a Dic11. El incremento con respecto al mismo periodo del año anterior se explica principalmente por el aporte en margen de la central a carbón Santa María I y por el pago de seguro explicado anteriormente, efectos que más que compensaron la menor generación hidráulica, a consecuencia de un tercer año consecutivo extremadamente seco.

El **resultado fuera de operación** presentó una **pérdida de US\$16,7 millones** en el 4T12 (vs. una pérdida de US\$18,9 millones el 4T11 y una pérdida de US\$3,2 millones el 3T12).

En términos acumulados, el resultado no operacional a Dic12 presenta una pérdida de US\$34,8 millones vs. una pérdida de US\$50,9 millones a Dic11. Esta menor pérdida se explica principalmente por utilidades por Diferencias de Cambio.

Los **impuestos** del 4T12 ascendieron a un **gasto de US\$3,6 millones** (vs. un ingreso de US\$8,4 millones el 4T11 y un gasto de US\$74,4 millones el 3T12).

En términos acumulados, a Dic12 se registran gastos por impuestos a las ganancias de US\$64,1 millones, vs. gastos por US\$24,0 millones a Dic11. Los mayores gastos por impuestos a las ganancias se explican principalmente por la Ley de Reforma Tributaria promulgada durante el año.

Las **ventas físicas a clientes bajo contratos** durante el 4T12 alcanzaron **2.303 GWh**, un 17% menor a las ventas físicas bajo contratos de igual periodo del año anterior, explicado principalmente por el término de contrato con un cliente libre a finales de Mar12, efecto que fue parcialmente compensado por el crecimiento en el consumo de los clientes regulados y la porción de los suministros regulados comprometidos por Campanario que fue reasignada forzosamente a Colbún (52 GWh en el trimestre). Adicionalmente las ventas al mercado spot (CDEC) alcanzaron 642 GWh durante el trimestre, en comparación a 320 GWh el 3T12, mientras que durante el 4T11 no existieron ventas físicas a este mercado.

En términos acumulados, las ventas físicas a clientes bajo contrato a Dic12 alcanzaron 9.834 GWh, un 8% menor a Dic11, explicado también por el término de contrato de un cliente libre referido anteriormente, cuyo efecto fue compensado por el crecimiento en ventas a clientes regulados y el efecto Campanario (porción que totalizó 276 GWh a Dic12). Por su parte, las ventas al mercado CDEC totalizaron 1.555 GWh a Dic12, en comparación a 164 GWh a Dic11.

La **generación hidráulica** del 4T12 alcanzó **1.167 GWh**, un 31% inferior a lo generado en 4T11. Esta disminución se explica principalmente por la menor disponibilidad de energía embalsada y las desfavorables condiciones de deshielo presentadas en el sistema durante el último trimestre del año.

En términos acumulados, la generación hidráulica a Dic12 alcanzó 5.233 GWh, un 4% inferior a lo generado a Dic11, y ubicándose dentro del rango más seco de la historia disponible dado la secuencia de tres años extremadamente secos.

La **generación con carbón** del 4T12 alcanzó **721 GWh**, un 29% mayor a lo generado en el trimestre anterior, lo cual demuestra una evolución favorable de la operación de nuestra central Santa María I.

En términos acumulados, la generación de Santa María I a Dic12 totalizó 1.853 GWh.

Durante 2012 se lograron **acuerdos de suministros de gas natural** para el corto y mediano plazo en condiciones más competitivas que en el pasado, con lo cual se espera lograr una mayor estabilidad de los resultados de la Compañía. El primer acuerdo, de mediano plazo con Metrogas S.A., contempla el suministro para una unidad de ciclo combinado del Complejo Nehuencho para el periodo entre Enero a Abril de los

años 2013, 2014 y 2015, y considera opciones de suministro para otros periodos durante estos años. El segundo acuerdo, de corto plazo con Enap Refinerías S.A., contempla el suministro para la segunda unidad de ciclo combinado del mismo complejo, para el periodo entre Enero a Mayo de 2013.

La **central térmica a carbón Santa María I** (342 MW) entró en operación comercial el día 15 de agosto de 2012, fecha desde la cual ha operado a plena carga casi sin grandes interrupciones. Con este hito culminó el primer proyecto a carbón de la Compañía que, como cabe recordar, experimentó atrasos en su construcción y puesta en marcha debido principalmente a los incumplimientos del contratista principal, y en menor medida por efectos del terremoto de febrero del 2010. Con respecto a los incumplimientos del contratista, a fines de 2011 Colbún cobró un total de US\$102,7 millones en boletas de garantía, para luego ejercer su derecho de terminar anticipadamente el contrato de construcción llave en mano en mayo 2012. A partir de ese momento la Compañía, con el apoyo de empresas especialistas, continuó a cargo del comisionamiento de la planta, proceso que culminó exitosamente luego de pocos meses. Finalmente en noviembre de 2012, Colbún alcanzó un acuerdo con el contratista que dio término definitivo al arbitraje que se había iniciado entre ambas partes a fines de 2011. Con respecto a los efectos del terremoto, en diciembre de 2012 culminó el proceso de liquidación de la respectiva póliza de seguro, en virtud de la cual Colbún recibirá en total US\$56 millones: US\$39,6 millones por cobertura de atraso en la puesta en marcha y US\$16,4 millones por cobertura de daños físicos (luego que en abril de 2010 ya había recibido un adelanto de US\$9 millones por este concepto). Santa María I, una de las centrales térmicas a carbón más grandes del SIC, es un activo importante en el portfolio de generación de Colbún y un aporte relevante al sistema.

El **proyecto hidroeléctrico Angostura** (316 MW) sigue avanzando simultáneamente en todos sus frentes: obras civiles, instalación de equipos, reposición de infraestructura y el cumplimiento de las medidas comprometidas en su RCA y con las comunidades. Actualmente está en plena construcción la presa, la cual continúa en la fase de hormigón armado tradicional donde se instalarán las compuertas de seguridad y se continúa avanzando en la instalación de los dispositivos hidráulicos de las tres turbinas que albergará la casa de máquinas subterránea. Se espera efectuar el llenado del embalse durante el tercer trimestre de 2013, para luego poner la central en servicios hacia fines de año. Una vez completado el proyecto, será la central hidroeléctrica más grande construida en la última década en Chile.

El **proyecto hidroeléctrico San Pedro** (150 MW) concluyó la ejecución de la campaña de prospecciones y estudios de terreno iniciada a principios del año 2011 y se están consolidando todos los resultados para determinar si es necesario estudios adicionales y definir las adecuaciones requeridas a las obras civiles dada la información recabada a la fecha. Se estima que esta etapa se prolongará hasta el segundo trimestre de 2013. El cronograma de la construcción del proyecto se podrá determinar una vez terminada esta etapa.

Durante 2012 se constituyó una nueva sociedad filial denominada **Colbún Transmisión S.A.** dada la obligación de operar activos de transmisión de energía eléctrica de carácter regulado en sociedades de giro exclusivo. También en diciembre 2012 quedó perfeccionada la fusión de tres sociedades filiales (Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A., Hidroeléctrica Aconcagua S.A. y Obras y Desarrollo S.A.) en la matriz Colbún.

Al cierre del 4T12 Colbún cuenta con una **liquidez de US\$217,7 millones**.

2. Análisis del estado de resultados

La Tabla 1 muestra un resumen del Estado de Resultados de los trimestres 4T12, 3T12 y 4T11 y los resultados acumulados a Dic12 y Dic11.

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
Dic-11	Dic-12		4T11	3T12	4T12
1.332,8	1.408,8	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	319,8	314,5	401,5
675,9	742,0	Venta a Clientes Regulados	179,7	190,1	185,7
454,3	261,0	Venta a Clientes Libres	105,4	47,8	47,8
41,7	134,7	Ventas a otras generadoras	(1,7)	8,4	92,5
142,1	149,7	Peajes	34,3	41,9	35,4
18,7	121,3	Otros ingresos	2,2	26,3	40,2
(1.061,4)	(1.047,4)	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(227,3)	(180,1)	(262,3)
(110,2)	(144,3)	Peajes	(27,8)	(37,3)	(38,7)
(229,4)	(61,7)	Compras de Energía y Potencia	(117,8)	(10,9)	(2,8)
(303,6)	(299,2)	Consumo de Gas	(8,8)	(52,0)	(86,7)
(357,3)	(420,1)	Consumo de Petróleo	(53,4)	(54,0)	(68,3)
-	(40,1)	Consumo de Carbón	-	(10,3)	(29,8)
(60,9)	(82,0)	Trabajos y Suministros de terceros	(19,5)	(15,5)	(36,0)
271,4	361,4	MARGEN BRUTO	92,5	134,4	139,2
(45,7)	(55,9)	Gastos por beneficios a empleados	(12,3)	(13,3)	(17,8)
(21,0)	(21,7)	Otros gastos, por naturaleza	(6,0)	(5,1)	(6,0)
(124,6)	(136,0)	Gastos por depreciación y amortización	(31,4)	(34,2)	(39,5)
80,1	147,8	RESULTADO DE OPERACIÓN ^(*)	42,8	81,8	75,9
204,7	283,9	EBITDA	74,2	116,0	115,4
8,9	5,0	Ingresos financieros	1,6	1,6	1,2
(27,7)	(32,5)	Gastos financieros	(5,3)	(8,7)	(15,3)
6,8	4,5	Resultados por unidades de reajuste	2,3	(0,1)	2,0
(14,2)	10,4	Diferencias de cambio	4,3	3,7	(2,0)
4,3	8,3	Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	1,7	2,0	3,3
(28,9)	(30,6)	Otras ganancias (pérdidas)	(23,5)	(1,6)	(6,0)
(50,9)	(34,8)	RESULTADO FUERA DE OPERACIÓN	(18,9)	(3,2)	(16,7)
29,2	113,0	GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS	23,9	78,6	59,2
(24,0)	(64,1)	Gasto por impuesto a las ganancias	8,4	(74,4)	(3,6)
5,2	48,8	GANANCIA (PÉRDIDA) DE ACTIVIDADES CONTINUADAS DESPUES DE IMPUESTOS	32,3	4,3	55,6
5,2	48,8	GANANCIA (PÉRDIDA)	32,3	4,3	55,6
5,2	48,8	GANANCIA (PÉRDIDA) CONTROLADORA	32,3	4,3	55,6

(*): El subtotal de "RESULTADO DE OPERACIÓN" aquí presentado, difiere de la línea "Ganancia (pérdida) de actividades operacionales" presentada en los Estados Financieros. Esto se explica por un cambio de taxonomía dictado por la SVS con lo cual el concepto de "Otras ganancias (pérdidas)", que en el caso de Colbún son solamente partidas no operacionales, quedó incorporado como una partida operacional en los Estados Financieros.

2.1 Resultado de operación

El EBITDA del 4T12 ascendió a US\$115,4 millones, cifra superior a los US\$74,2 millones del 4T11, y en línea con los US\$116,0 millones del 3T12. El EBITDA del 4T12 incluye US\$39,6 millones correspondientes a la indemnización de los seguros que cubrían los atrasos en la puesta en marcha de la central Santa María I causados por el terremoto de Feb10.

En términos acumulados, el EBITDA a Dic12 ascendió a US\$283,9 millones, en comparación a los US\$204,7 millones a Dic11.

Los ingresos por ventas de energía y potencia a clientes bajo contrato del 4T12 ascendieron a US\$233,5 millones, una disminución de 18% respecto a igual trimestre del año anterior. Esta caída se explica principalmente por menores ventas físicas a clientes libres por el término de un contrato en Mar12.

En términos acumulados, los ingresos por ventas de energía y potencia a clientes bajo contrato a Dic12 ascendieron a US\$1.003 millones, una disminución de 11% respecto a Dic11. Este descenso se explica principalmente por menores ventas físicas a clientes libres dado el término de contrato indicado anteriormente, efecto que fue parcialmente compensado por mayores ventas físicas a clientes regulados, explicado por el crecimiento en la demanda dentro de los bloques de suministro.

En tanto, para efectos de presentación contable, la producción y por consiguiente inyección de energía de la central Santa María I al sistema durante su periodo de prueba se presentó en la línea "Otros Ingresos", neteado del consumo de carbón, siguiendo las normas internacionales estipuladas en la NIC16 y NIC18. Este margen resultante entre las inyecciones valorizadas y los costos de producción ascendió a US\$79,0 millones en términos acumulados a Dic12. A partir del mes de septiembre, fecha en que la central pasó contablemente a ser tratada como una planta en operación, el estado de resultados por naturaleza refleja la operación de Santa María I reconociendo el 100% de sus inyecciones en el balance CDEC y el consumo de carbón en los costos de materias primas.

Los costos de materias primas y consumibles utilizados durante el 4T12 ascendieron a US\$262,3 millones, mayores en un 15% a los registrados durante el 4T11, debido principalmente al consumo de carbón correspondiente a la nueva central Santa María I y a un mayor consumo de gas natural y diesel para la generación; efectos que fueron parcialmente compensados por menores compras en el mercado CDEC.

En términos acumulados, los costos de materias primas y consumibles alcanzaron US\$1.047 millones a Dic12, en línea a los registrados durante el mismo periodo del año anterior. Las diferencias se explican principalmente por el consumo de carbón y un mayor consumo de diesel para la generación; efectos que fueron compensados por menores compras en el mercado CDEC durante el periodo. Cabe recordar que de acuerdo al tratamiento contable asociado al período de puesta en marcha de Santa María I explicado anteriormente, los consumos de carbón se comenzaron a registrar a partir del mes de septiembre dentro de "Materias primas y consumibles utilizados", mes en el cual se empezó a depreciar contablemente la central.

La Tabla 2 presenta un cuadro comparativo de ventas físicas de energía, potencia y generación para los trimestres 4T12, 3T12 y 4T11 y acumulado a Dic12 y Dic11.

Tabla 2: Ventas Físicas y Generación

Cifras Acumuladas		Ventas	Cifras Trimestrales		
Dic-11	Dic-12		4T11	3T12	4T12
10.852	11.389	Total Ventas Físicas (GWh)	2.766	2.667	2.945
6.085	6.912	Clientes Regulados	1.588	1.753	1.721
4.602	2.921	Clientes Libres	1.178	594	582
164	1.555	Ventas CDEC	0	320	642
1.489	1.502	Potencia (MW)	1.536	1.517	1.492
Generación					
9.877	11.568	Total Generación (GWh)	2.106	2.755	3.009
5.462	5.233	Hidráulica	1.696	1.450	1.167
2.418	2.242	Térmica Gas	14	415	747
1.901	2.240	Térmica Diesel	302	331	374
95	1.853	Térmica Carbón	95	560	721
1.094	79	Compras CDEC	715	7	-

Mix de Generación

El año hidrológico 2012-13 que comenzó en abril 2012 y termina en marzo 2013 ha sido muy seco y errático. En efecto, las lluvias comenzaron muy tardíamente en los últimos días de mayo y continuaron durante junio con fuertes precipitaciones, y luego en julio se volvieron a presentar condiciones muy secas en gran parte del SIC. Posteriormente se alternaron meses lluviosos (agosto y octubre) con meses secos (septiembre y noviembre), terminando el año con precipitaciones muy intensas que marcaron un récord histórico para el mes de diciembre. Con todo, las precipitaciones totales en la cuenta del Maule llegaron a 1.719 [mm] comparado con casi 2.400 [mm] en un año medio. Dado lo anterior, la energía hidroeléctrica alcanzó 5.233 GWh (vs. 5.462 GWh a Dic11). A esta energía base se sumó el aporte de generación con carbón proveniente de Santa María I, el cual totalizó 1.853 GWh a Dic12. Durante el año 2012 Colbún siguió comprando gas para los ciclos combinados de su complejo Nehuenco en contratos de corto plazo tanto a Enap como a Metrogas, totalizando una generación de 2.242 GWh, cifra que equivale a haber operado un ciclo combinado prácticamente durante todo el año.

Con respecto al mix de generación del 4T12, la generación hidroeléctrica disminuyó en un 31% respecto al 4T11 y en un 20% respecto al 3T12. La generación térmica con carbón aumentó en un 29% con respecto al 3T12, en cuanto el año pasado la escasa generación a la fecha era producto de las primeras pruebas de la puesta en marcha de la central Santa María I. La generación térmica con gas natural aumentó en un 80% con respecto al 3T12, en tanto que el mismo periodo del año anterior apenas presentó generación con este combustible. El incremento de generación con gas natural proviene de un acuerdo con Metrogas, que contempló el suministro de este combustible para una unidad de ciclo combinado del complejo Nehuenco desde septiembre a diciembre de 2012. La generación térmica con diesel aumentó en un 24% con respecto al 4T11 y en un 13% con respecto al 3T12. Dicho esto, del total de generación térmica durante este trimestre, 39% fue producto de generación con carbón, 41% de generación con gas natural, y solo el restante 20% de generación con diesel.

En términos acumulados, la generación hidroeléctrica a Dic12 disminuyó en un 4% respecto a Dic11. Con respecto a la generación térmica con carbón, como se mencionó anteriormente, a esta fecha del año pasado se registraba escasa generación con este combustible, producto de las primeras pruebas de la puesta en marcha de la central Santa María I. La generación térmica con gas natural a Dic12 disminuyó en un 7% respecto a Dic11, explicado por el menor suministro de este combustible durante el periodo en comparación al año anterior, mientras que la generación térmica con diesel aumentó en 18% a Dic12 vs. Dic11. Del total de generación térmica a Dic12, 29% fue producto de generación con carbón, 35% de generación con gas natural, y el restante 35% de generación con diesel.

Con respecto a los compromisos contractuales del 4T12, el 84% de los compromisos propios (sin considerar los contratos reasignados por Campanario) fue cubierto con generación base hidroeléctrica y térmica

con carbón (vs. 65% del 4T11 y 88% del 3T12). Tomando en cuenta además la generación térmica con gas natural y diesel, durante el 4T12 se registraron ventas netas al mercado CDEC por 642 GWh (vs. compras netas por 715 GWh en 4T11 y ventas netas por 313 GWh en 3T12). En términos acumulados, la generación base representó el 74% de los compromisos (sin considerar los contratos forzados) a Dic12 (vs. 53% a Dic11). A Dic12 se registraron ventas netas al mercado CDEC por 1.476 GWh (vs. compras netas por 929 GWh a Dic11).

Ingresos de Actividades Ordinarias de la Operación

Los Ingresos de actividades ordinarias del 4T12, ascendieron a US\$401,5 millones, un 26% mayor con respecto al 4T11 y 28% mayor a los registrados el 3T12. En términos acumulados, a Dic12 ascienden a US\$1.409 millones, un 6% mayor respecto a igual periodo del año anterior. Los ingresos se desglosan de la siguiente forma:

Clientes Regulados: Los ingresos por ventas a clientes regulados alcanzaron US\$185,7 millones el 4T12, mayores en 3% con respecto al 4T11 y menores en un 2% con respecto al 3T12. En términos acumulados, las ventas valoradas a Dic12 alcanzaron US\$742,0 millones, mayores en 10% con respecto al mismo periodo del año anterior. Este aumento se debe mayoritariamente a mayores ventas físicas de 14%, explicadas por el alto crecimiento de la demanda observado en el sistema en general y la porción de los suministros comprometidos por Campanario que fue reasignada a Colbún. Sin este último efecto, las ventas físicas solamente hubieran crecido 11%.

Clientes Libres: Las ventas a clientes libres alcanzaron US\$47,8 millones el 4T12, un 55% menor con respecto al 4T11 y en línea con respecto al 3T12. La disminución con respecto al mismo periodo del año anterior se explica principalmente por el menor volumen de ventas físicas durante el 4T12 debido al término de contrato con un cliente de esta categoría el 31 de Marzo 2012. En términos acumulados, las ventas valoradas a Dic12 alcanzaron US\$261,0 millones, menores en 43% con respecto al mismo periodo del año anterior. Esta disminución se debe principalmente a menores ventas físicas de 43% por el término de contrato explicado anteriormente.

Mercado CDEC: Durante el 4T12 se vendieron 642 GWh al mercado CDEC, equivalentes a US\$92,5 millones (vs. 320 GWh equivalentes a US\$8,4 millones en 3T12, en cuanto durante 4T11 no se registraron ventas físicas a este mercado). En términos acumulados, a Dic12 las ventas físicas al mercado CDEC ascendieron a 1.555 GWh (US\$134,7 millones), en comparación a 164 GWh durante mismo periodo del año anterior (US\$41,7 millones). Cabe mencionar que los balances de compras/ventas al CDEC hasta agosto del presente año están depurados de las inyecciones valorizadas de Santa María I, acorde al tratamiento contable utilizado durante su puesta en marcha. Este ítem también registra los ingresos por la venta de potencia al CDEC y, para el año 2011, efectos del decreto de racionamiento. Es relevante mencionar que por estas razones, no son comparables los precios monómicos promedios que se obtienen de la división entre los ingresos registrados y los valores físicos vendidos a esta categoría de clientes.

Peajes: Los ingresos por peajes alcanzaron US\$35,4 millones el 4T12, un 3% mayor con respecto al 4T11 y un 15% menor con respecto al 3T12. En términos acumulados, a Dic12 estos ingresos alcanzaron US\$149,7 millones, mayores en 5% con respecto al mismo periodo del año anterior.

Como se podrá observar más adelante en el análisis de los costos por peajes, estos compensan en gran parte los ingresos por peajes que percibe Colbún, por lo que no generan un margen relevante.

Otros Ingresos: Los otros ingresos ordinarios alcanzaron US\$40,2 millones el 4T12, en comparación a US\$2,2 millones el 4T11 y US\$26,3 millones el 2T12. Este valor se explica principalmente por la indemnización de US\$39,6 millones del seguro por pérdidas de beneficio dado el atraso en puesta en marcha de la central Santa María I producto del terremoto de Feb10.

En términos acumulados, a Dic12 los otros ingresos ordinarios ascendieron a US\$121,3 millones, en comparación a US\$18,7 millones a Dic11. Esta diferencia se explica principalmente por el margen de US\$79,0 millones reconocido durante el periodo enero-agosto por la energía inyectada durante el periodo de puesta en marcha de la central Santa María I y por el seguro explicado anteriormente. El margen por Santa María I mencionado resulta de la diferencia entre las inyecciones valorizadas de Santa María (valor que es depurado del balance de compras/ventas en el mercado CDEC) y los costos de producción respectivos, desde el mes de enero hasta agosto inclusive.

Costo de Materias Primas y Consumibles utilizados en la Operación

Los costos de materias primas y consumibles utilizados el 4T12 fueron de US\$262,3 millones, aumentando en un 15% con respecto a los del 4T11, y en un 46% con respecto al 3T12. En términos acumulados a Dic12, alcanzaron US\$1.047 millones, un 1% menor a los registrados a Dic11. A continuación se analizan los principales conceptos de estos costos.

Los costos de combustibles durante el 4T12 alcanzaron los US\$184,8 millones, mayor en casi tres veces con respecto al 4T11 y en un 59% con respecto al trimestre anterior. En términos acumulados, los costos de combustibles a Dic12 ascendieron a US\$759,4 millones, un aumento de 15% respecto a Dic11. La diferencia con respecto al mismo periodo del año anterior se explica por un mayor consumo de diesel (US\$420,1 millones a Dic12 vs. US\$357,3 millones a Sep11), explicado principalmente por el mayor despacho de nuestras centrales térmicas que operan con este combustible, dado el crecimiento de la demanda del sistema y la menor disponibilidad hidroeléctrica durante el periodo y por el consumo de carbón de nuestra central Santa María I.

Como referencia, el precio promedio del WTI durante el 2012 fue de US\$94,1/barril, en línea con el precio promedio de US\$95,1/barril del año anterior.

Los costos de peajes registrados en el 4T12 alcanzan a US\$38,7 millones, un aumento de 39% con respecto al 4T11 y un aumento de 4% respecto al 3T12. En términos acumulados, los costos de peajes a Dic12 fueron de US\$144,3 millones, en comparación a los US\$110,2 millones a Dic11. La diferencia a nivel acumulado se explica principalmente por mayores costos por uso de líneas troncales y de sub-transmisión durante el período, lo cual se explica en parte por la entrada en operación de Santa María I.

Los costos por trabajos y suministros de terceros del 4T12 fueron de US\$36,0 millones, en comparación con los US\$19,5 millones del 4T11 y los US\$15,5 millones del 3T12. Este incremento se explica principalmente por trabajos de mantención realizada en nuestras centrales térmicas durante el periodo y un efecto no recurrente por ajustes de inventario de materiales y repuestos. En términos acumulados, los costos por trabajos y suministros de terceros a Dic12 ascendieron a US\$82,0 millones vs. US\$60,9 millones a Dic11, lo cual se explica por lo mencionado anteriormente.

Durante el 4T12 no se realizaron compras físicas de energía y potencia en el mercado spot, en comparación a los US\$117,8 millones del 4T11 (715 GWh) y a los US\$10,9 millones del 3T12 (7 GWh). Cabe recordar que los balances de compras/ventas al CDEC hasta agosto del presente año están depurados de las inyecciones valorizadas de Santa María I, acorde al tratamiento contable utilizado durante su puesta en marcha. Este ítem también registra efectos del decreto de racionamiento.

En términos acumulados, las compras de energía y potencia a Dic12 ascienden a US\$61,7 millones (79 GWh) vs. US\$229,4 millones (1.094 GWh) a Dic11. Como referencia, el costo marginal promedio del sistema (medido en Alto Jahuel) durante el 2012 fue de US\$194,4/MWh, en comparación a US\$199,9/MWh durante el año anterior.

2.2 Análisis de ítems no operacionales

El Resultado fuera de Operación del 4T12 registró pérdidas por US\$16,7 millones, que se compara positivamente con la pérdida de US\$18,9 millones del 4T11 y negativamente con la pérdida de US\$3,2 millones del 3T12. En términos acumulados el Resultado fuera de Operación a Dic12 registró pérdidas por US\$34,8 millones, que se compara positivamente con la pérdida de US\$50,9 millones a Dic11. Los principales componentes de este resultado son:

Ingresos Financieros: durante el 4T12 alcanzaron los US\$1,2 millones, en comparación a los US\$1,6 millones del 4T11 y a los US\$1,6 millones del 3T12. En términos acumulados, los ingresos financieros a Dic12 alcanzaron US\$5,0 millones vs. US\$8,9 millones a Dic11.

Gastos Financieros: durante el 4T12 fueron de US\$15,3 millones, mayores a los US\$5,3 millones registrados el 4T11 y a los US\$8,7 millones del 3T12. En términos acumulados, los gastos financieros a Dic12 alcanzaron US\$32,5 millones vs. US\$27,7 millones a Dic11. El incremento de gastos financieros observados los últimos dos trimestres del año 2012 con respecto al año anterior, se explica por el término de la activación de gastos financieros asociados al proyecto Santa María I.

Diferencias de Cambio: durante el 4T12 generaron una pérdida de US\$2,0 millones, en comparación al ingreso de US\$4,3 millones registrado el 4T11 y al ingreso de US\$3,7 millones el 3T12. En términos acumulados, esta línea registró a Dic12 un ingreso de US\$10,4 millones vs. una pérdida de US\$14,2 millones a Dic11. Este resultado es debido a una apreciación de 7,6% del tipo de cambio CLP/USD durante el 2012, y como consecuencia de un balance que por gran parte del año presentó un exceso de activos sobre pasivos en moneda local, situación que a partir del último trimestre se encuentra en una posición más calzada.

Otras ganancias (pérdidas): durante el 4T12 se registró en esta línea una pérdida de US\$6,0 millones, comparada con la pérdida de US\$23,5 millones del 4T11 y con la pérdida de US\$1,6 millones del 3T12. En términos acumulados, esta línea registró a Dic12 una pérdida de US\$30,6 millones vs. una pérdida de US\$28,9 millones a Dic11. Cabe mencionar que ambos periodos registran pagos relacionados con el término anticipado de contratos de transporte de gas, que significarán ahorros relevantes de costos en el futuro.

El **Gasto por Impuesto a las Ganancias** presenta a Dic12 un gasto de US\$64,1 millones, afectado principalmente por un cargo no recurrente de US\$74,4 millones producto de la Ley de Reforma Tributaria promulgada durante el 2012. Durante diciembre 2012 quedó perfeccionada la fusión de tres sociedades filiales (Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A., Hidroeléctrica Aconcagua S.A. y Obras y Desarrollo S.A.) en la matriz Colbún S.A. lo que generó un goodwill y consecuentemente un impacto tributario positivo de aproximadamente US\$15 millones, registrado en Dic12.

3. Análisis del balance general

La Tabla 3 presenta un análisis de algunas cuentas relevantes del Balance al 31 de diciembre de 2011 y al 31 de diciembre de 2012.

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

	Diciembre 2011	Diciembre 2012
Activos corrientes	771,2	788,6
Efectivo y equivalentes al efectivo	295,8	217,7
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	214,1	202,8
Ventas normales	157,0	121,7
Deudores varios	56,6	81,0
Activos por impuestos corrientes	182,7	258,4
Otros activos corrientes	78,7	109,7
Activos no corrientes	4.848,3	5.214,8
Propiedades, planta y equipo, neto	4.594,7	4.904,2
Otros activos	253,6	310,6
Total activos	5.619,5	6.003,4
Pasivos corrientes	338,9	550,8
Pasivos no corrientes	1.818,3	1.939,8
Patrimonio neto	3.462,2	3.512,8
Total patrimonio neto y pasivos	5.619,5	6.003,4

Efectivos y Equivalentes al efectivo: alcanzó US\$217,7 millones, monto que agregado el efecto de las coberturas financieras vigentes usadas para re-denominar a dólares y euros ciertas inversiones, alcanza a US\$218,3 millones. Durante el 2012, la compañía vio disminuida su caja debido principalmente a desembolsos producto de los proyectos de inversión que actualmente lleva a cabo, efecto que fue compensado por los flujos provenientes de actividades de operación y de actividades de financiamiento de corto y mediano plazo.

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar: alcanzó US\$202,8 millones, una disminución de US\$11,3 millones con respecto a Dic11, principalmente producto de una menor venta a clientes por contrato durante el periodo, efecto que es parcialmente compensado por el pago indemnizatorio a recibir por el seguro relacionado a los efectos del terremoto de Feb10 en la central Santa María I.

Activos por Impuestos Corrientes: registran un saldo de US\$258,4 millones al cierre de Dic12, un aumento de US\$75,7 millones respecto al cierre del año 2011, lo cual se debe principalmente al crédito fiscal generado por la compra de diesel durante el período, impuesto específico que se está acumulando desde Abr11 en el balance producto del término en Mar11 de la franquicia tributaria que permitía a las empresas generadoras con capacidad instalada mayor a 1.500 kW recuperar dicho impuesto en el mes siguiente del desembolso.

Otros Activos Corrientes: registraron un saldo de US\$109,7 millones a Dic12, un aumento de US\$31,1 millones respecto a Dic11. Este incremento es explicado principalmente por el pago de US\$17,2 millones realizado durante 1T12 a GasAndes por servicios anticipados de transporte de gas natural, asociados al ejercicio de las opciones contenidas en la transacción realizada durante 4T11, y al efecto de la apreciación de tipo de cambio sobre líneas de activos financieros.

Activos No Corrientes: la cuenta de Propiedades, Plantas y Equipos, neto registró un saldo de US\$4.904 millones al cierre de Dic12, un aumento de US\$309,4 millones con respecto a Dic11, explicado principalmente por los proyectos de inversión que está ejecutando la Compañía (efecto que es parcialmente compensado por la depreciación del periodo).

Pasivos Corrientes: alcanzaron a US\$550,8 millones, un aumento de US\$211,8 millones en comparación al cierre de Dic11. Esta variación se explica principalmente por el traspaso hacia la porción de corto plazo de una amortización de un crédito en pesos y de bonos en UF, y por operaciones de financiamiento de corto plazo realizadas durante el periodo. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una amortización del crédito y amortizaciones de bonos en UF.

Pasivos No Corrientes: totalizaron US\$1.940 millones al cierre de Dic12, un incremento de US\$121,5 millones en comparación a Dic11. Esta variación se debe principalmente a la suscripción de cuatro créditos bancarios bilaterales por un total de US\$160 millones (los créditos son de tipo bullet con vencimiento en Junio 2015) y el efecto de la Ley de Reforma Tributaria sobre los pasivos por impuestos diferidos. Estos efectos fueron principalmente compensados por el traspaso de amortizaciones desde la porción de largo plazo a la de corto plazo del crédito y de los bonos mencionados anteriormente.

Patrimonio: la Compañía alcanzó un Patrimonio neto de US\$3.513 millones, un incremento de US\$50,5 millones durante el 2012, explicando principalmente por la ganancia del ejercicio del periodo.

4. Indicadores

A continuación se presenta un cuadro comparativo de ciertos índices financieros. Los indicadores financieros de balance son calculados a la fecha que se indica y los del estado de resultados consideran el resultado acumulado a la fecha indicada.

Tabla 4: Índices Financieros

Indicador	Dic-11	Dic-12
Liquidez Corriente: Activo Corriente en operación / Pasivos Corriente en operación	2,28	1,43
Razón Ácida: (Activo Corriente - Inventarios - Pagos Anticipados) / Pasivos Corriente en operación	2,14	1,35
Razón de Endeudamiento: (Pasivos Corrientes en Operación + Pasivos no Corrientes) / Total Patrimonio Neto	0,62	0,71
Deuda Corto Plazo (%): Pasivos Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	15,71%	22,11%
Deuda Largo Plazo (%): Pasivos no Corrientes en operación / (Pas. Corrientes en operación + Pas. no Corrientes)	84,29%	77,89%
Cobertura Gastos Financieros: (Ganancia (Pérd.) antes de Impuestos + Gastos financieros) / Gastos Financieros	2,05	4,47
Rentabilidad Patrimonial (%): Ganancia (Pérd.) de actividades continuadas despues de impuesto / Patrimonio Neto Promedio	0,15%	1,40%
Rentabilidad del Activo (%): Ganancia (Pérd.) controladora / Total Activo Promedio	0,09%	0,83%
Rendimientos Activos Operacionales (%) Resultado de Operación / Propiedades, Plantas y Equipos Neto (Promedio)	1,77%	3,09%

- Patrimonio promedio: Patrimonio a Dic12 más el patrimonio a Dic11 dividido por dos.

- Total activo promedio: Total activo de Dic12 más el total de activo a Dic11 dividido por dos.

- Activos operacionales promedio: Total de Propiedad, planta y equipo de Dic12 más el total de Propiedad, planta y equipo a Dic11 dividido por dos.

5. Análisis de flujo de efectivo

El comportamiento del flujo de efectivo de la sociedad se puede ver en la siguiente tabla:

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

Cifras Acumuladas			Cifras Trimestrales		
Dic-11	Dic-12		4T11	3T12	4T12
554,5	295,8	Efectivo Equivalente Inicial	247,6	255,8	281,1
107,5	237,9	Flujo Efectivo de la Operación	78,6	162,3	100,1
(51,7)	166,3	Flujo Efectivo de Financiamiento	(46,1)	(17,8)	(37,9)
(306,1)	(491,3)	Flujo Efectivo de Inversión	6,8	(123,0)	(124,5)
(250,3)	(87,1)	Flujo Neto del Periodo	39,3	21,5	(62,2)
(8,4)	9,0	Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre efectivo y efectivo equivalente	8,9	3,8	(1,1)
295,8	217,7	Efectivo Equivalente Final	295,8	281,1	217,7

Las actividades de la operación durante el 4T12 generaron un flujo neto positivo de US\$100,1 millones en comparación al flujo neto positivo de US\$162,3 millones del 3T12. En términos acumulados, las actividades de la operación generaron un flujo neto positivo a Dic12 de US\$237,9 millones, el que se explica principalmente por la recaudación neta de las cuentas por cobrar a clientes de aproximadamente US\$1.735 millones, parcialmente compensado por pagos a proveedores y empleados por US\$1.377 millones, desembolsos por gastos financieros netos de US\$75 millones, pagos de impuestos por US\$15 millones y el pago de aproximadamente US\$28 millones a GasAndes durante el 1T12 por el ejercicio de las opciones referidas en la transacción realizada durante 4T11.

Las actividades de financiamiento generaron un flujo neto negativo de US\$37,9 millones durante el 4T12. En términos acumulados, las actividades de financiamiento generaron un flujo neto positivo a Dic12 de US\$166,3 millones. Este se explica principalmente por operaciones de financiamiento de mediano plazo por US\$160 millones y operaciones de financiamiento de corto plazo netas por aproximadamente US\$100 millones, efectos que fueron parcialmente compensados por la amortización de un crédito en pesos y de bonos en UF, por un total de aproximadamente US\$90 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$124,5 millones durante el 4T12, que se explica principalmente por las incorporaciones de propiedades, plantas y equipos, particularmente dado por el proyecto Angostura, por US\$121,4 millones (vs. US\$121,0 millones el 3T12), y aportes entregados a la coligada HidroAysén por US\$3,0 millones (vs. US\$3,0 millones el 3T12). En términos acumulados, las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de US\$491,3 millones a Dic12. Este se explica principalmente por las incorporaciones de propiedades, plantas y equipos por US\$476,1 millones y aportes entregados a la coligada HidroAysén por US\$14,1 millones.

6. Análisis del entorno y riesgos

Colbún S.A. es una empresa generadora cuyo parque de producción alcanza una potencia instalada de 2.962 MW, conformada por 1.689 MW en unidades térmicas y 1.273 MW en unidades hidráulicas. Opera en el Sistema Interconectado Central (SIC), donde representa cerca del 25% del mercado en términos de capacidad instalada.

A través de su política comercial, la Compañía busca ser un proveedor de energía competitiva, segura y confiable con un volumen que le permita maximizar la rentabilidad a largo plazo de su base de activos, acotando la volatilidad de sus resultados. Estos presentan una variabilidad estructural por cuanto dependen de condiciones exógenas como son la hidrología y el precio de los combustibles (petróleo, gas y carbón). En años secos el déficit de generación hidráulica se suple aumentando la producción de unidades térmicas con petróleo diesel o gas, lo que complementa la generación a carbón eficiente. Eventualmente la Compañía puede recurrir a compras de energía en el mercado spot a costos marginales marcados por esa misma tecnología si su capacidad propia le es insuficiente.

6.1 Perspectiva de mediano plazo

Los resultados operacionales de la Compañía durante el segundo semestre de este año presentan una mejora significativa con respecto al primero, los cuales aun mostraban la debilidad exhibida durante el año 2011. La evolución favorable de los resultados se explica en gran parte por el aporte de nuestra nueva central a carbón Santa María I (declarada en operación comercial el día 15 de agosto), central que opera como un complemento térmico eficiente frente a la volatilidad de la hidrología. Si bien a fines de mayo y en junio las condiciones hidrológicas mostraron señales de mejoría, estas se volvieron a debilitar a partir de julio, con lo que el año 2012 pasó a constituir el tercer año hidrológico seco consecutivo en el SIC (Sistema Interconectado Central).

Cabe recordar que a principios del año 2011 Colbún aumentó su nivel de compromisos comerciales, los cuales se esperaban respaldar por un aumento de la capacidad de generación base dada por la entrada de Santa María I, cuya puesta en marcha experimentó atrasos relevantes, tal como se ha venido explicando sistemáticamente. Ese nivel de contratos disminuyó a partir de abril de este año dado el vencimiento de un contrato con un cliente libre, lo que sumado al aporte de Santa María I, ha puesto a Colbún en una posición más balanceada respecto a su capacidad de producción propia competitiva, considerando una situación hidrológica adversa.

Respecto a la política comercial de la compañía, ésta procura un nivel de contratación que se adecúe a su capacidad de generación competitiva, esto es, la capacidad de generación hidráulica en un año medio a seco más la capacidad de generación térmica competitiva con carbón. Ello, se complementa con precios de suministro que se adecúan a la estructura de costos de la Compañía. Aunque esta política no elimina por completo la exposición de los resultados de Colbún a hidrologías extremadamente secas, la acota a niveles aceptables. Con todo, la política comercial no tiene como único propósito disminuir la exposición a hidrologías secas, sino que también busca generar un perfil de ingresos en períodos largos de tiempo que permita rentabilizar la base de activos en operación y en construcción. Es por esta razón que el nivel de compromisos comerciales como se explicó anteriormente aumentó el año 2011, pues se consideró que los compromisos adicionales serían respaldados por la generación de Santa María I. A raíz del atraso en la puesta en operación de dicha central, aumentó transitoriamente la exposición a las condiciones hidrológicas y al precio de los combustibles. Como se ha explicado anteriormente, el atraso en la puesta en marcha de Santa María I se debió principalmente a los incumplimientos del contratista principal y en menor medida por efectos del terremoto de febrero del 2010.

Respecto a lo primero, Colbún cobró un total de US\$102,7 millones en boletas de garantía en 2011; en mayo de 2012 dio término anticipado al contrato con el Consorcio; y en noviembre de este año alcanzó un acuerdo que puso término definitivo al arbitraje y demás procesos judiciales pendientes entre Colbún y el Consorcio.

Respecto a los efectos del terremoto, éstos se mitigaron en parte por la cobertura de perjuicio de paralización de la póliza de seguro de “Todo Riesgo Construcción y Montaje” con que contaba el proyecto. El 28 de diciembre de 2012 Colbún y las aseguradoras aceptaron el Informe de Liquidación respectivo, en virtud del cual Colbún recibió una indemnización total de US\$65 millones: US\$25,4 millones por daños físicos y US\$39,6 millones por atraso en la puesta en marcha. Dado que en abril de 2010 Colbún recibió US\$9 millones como adelanto por indemnización de daños físicos, el saldo a recibir asciende a US\$56 millones.

Los resultados de la compañía esperados para los próximos meses estarán determinados principalmente por las condiciones de deshielo y por la operación de la central Santa María I. Dada las escasas precipitaciones durante este año hidrológico en gran parte del SIC, con lo que se constituyó un tercer año consecutivo extremadamente seco, las condiciones de deshielo pronosticadas por la Dirección General de Aguas para los meses de primavera-verano son muy débiles. Respecto al segundo factor, la generación de Santa María I, desde su entrada en operación comercial esta ha mostrado altos niveles de factor de planta.

Otro factor que le entregará mayor estabilidad a los resultados en los próximos meses son los acuerdos de suministro de gas natural acordados recientemente. Primero, con Metrogas S.A., un acuerdo de mediano plazo, que contempla el suministro para una unidad de ciclo combinado de nuestro Complejo Nehuenco para el periodo entre Enero a Abril, para los años 2013, 2014 y 2015. Este acuerdo también contempla opciones para nominar suministro en ciertos periodos durante estos años. Segundo, con Enap Refinerías S.A., un acuerdo de corto plazo que contempla el suministro para la segunda unidad de ciclo combinado del Complejo Nehuenco para el periodo entre Enero a Mayo de 2013.

En un horizonte de más largo plazo, los resultados de la compañía estarán determinados principalmente por la puesta en marcha del proyecto Angostura esperada para fines del 2013 y por un rebalanceo de la cartera de contratos con el vencimiento de los últimos contratos comerciales suscritos a principios de los 2000, y su reemplazo por nuevos contratos comerciales con clientes libres.

6.2 Plan de crecimiento y acciones de largo plazo

Colbún tiene en ejecución un plan de desarrollo consistente en aumentar su capacidad instalada manteniendo su vocación hidroeléctrica, con un complemento térmico eficiente que permita incrementar su seguridad de suministro en forma competitiva diversificando sus fuentes de generación.

A continuación se explica el status de los siguientes proyectos que se encuentra desarrollando la Compañía:

Proyectos en Construcción

Proyecto Angostura (316 MW): este proyecto hidroeléctrico aprovechará los recursos hídricos de los ríos Biobío y Huequecura en la región del Biobío. Actualmente sigue avanzando simultáneamente en todos sus

frentes: obras civiles, instalación de equipos, reposición de infraestructura y el cumplimiento de las medidas comprometidas en su RCA y con las comunidades. Actualmente está en plena construcción la presa, la cual continúa en la fase de hormigón armado tradicional donde se instalarán las compuertas de seguridad y se continúa avanzando en la instalación de los dispositivos hidráulicos de las tres turbinas que albergará la casa de máquinas subterránea. Se espera efectuar el llenado del embalse durante el tercer trimestre de 2013, para luego poner la central en servicios hacia fines de año. Una vez completado el proyecto, será la central hidroeléctrica más grande construida en la última década en Chile.

Proyectos en Desarrollo

Proyecto hidroeléctrico San Pedro (150 MW): este proyecto concluyó la ejecución de la campaña de prospecciones y estudios de terreno iniciada a principios del año 2011 y se están consolidando todos los resultados para determinar si es necesario estudios adicionales y definir las adecuaciones requeridas a las obras civiles dada la información recabada a la fecha. Se estima que esta etapa se prolongará hasta el segundo trimestre de 2013. El cronograma de la construcción del proyecto se podrá determinar una vez terminada esta etapa.

Proyecto hidroeléctrico La Mina (34 MW): este proyecto, ubicado en la comuna de San Clemente, aprovechará energéticamente las aguas del río Maule. El proyecto, que califica como central mini-hidro ERNC, obtuvo su Resolución de Calificación Ambiental en noviembre de 2011. Posteriormente se realizaron optimizaciones al proyecto las cuales fueron ingresadas al SEA en diciembre de 2012 vía Declaración de Impacto Ambiental.

Proyecto térmico a carbón Santa María II (342 MW): Colbún cuenta con el permiso ambiental para desarrollar una segunda unidad, similar a la primera unidad en operación. Actualmente se estudian las eventuales modificaciones requeridas por la nueva norma de emisiones promulgada en 2011. Asimismo se están analizando las dimensiones técnicas, medioambientales, sociales y financieras del proyecto, para definir oportunamente el inicio de su desarrollo.

Terminal flotante de regasificación de GNL (FSRU-floating storage regasification unit): la Compañía se encuentra desarrollando los estudios de factibilidad técnica, ambiental y económica de un proyecto de regasificación de GNL para así poder acceder a los mercados internacionales de gas natural y disponer de este combustible en condiciones flexibles y competitivas para la operación de las centrales de ciclo combinado de la Compañía.

Colbún en conjunto con Endesa-Chile a través de la sociedad Hidroaysén S.A. participan en el desarrollo de proyectos hidroeléctricos en los ríos Baker y Pascua de la región de Aysén. Estas plantas hidroeléctricas contarán con una capacidad instalada total de aproximadamente 2.750 MW, capacidad que una vez en operación, sería comercializada en forma independiente por ambas compañías. A pesar que el Proyecto Hidroaysén recibió la aprobación ambiental para construir cinco centrales hidroeléctricas en mayo 2011, y que fue confirmada tanto por la Corte de Apelaciones de Puerto Montt como por la Corte Suprema, ésta aún no se encuentra a firme por existir reclamaciones pendientes desde hace 18 meses ante el Consejo de Ministros tanto del titular del proyecto como de opositores a él. Si bien Hidroaysén se encontraba en el proceso de elaboración del Estudio de Impacto Ambiental de la ingeniería y de difusión del proyecto de transmisión, con fecha 30 de mayo el Directorio de Colbún decidió recomendar en las instancias correspondientes de Hidroaysén S.A. la suspensión indefinida del ingreso del Estudio de Impacto Ambiental del proyecto de transmisión en vista a que mientras no exista una política nacional que cuente con amplio consenso y otorgue los lineamientos de la matriz energética que el país requiere, Colbún estima que no están dadas las condiciones para desarrollar proyectos energéticos de esta magnitud y complejidad.

6.3 Política Medioambiental y desarrollo con la comunidad

En el desarrollo de sus proyectos Colbún ha puesto énfasis en la integración con sus comunidades vecinas. En este sentido se trabaja fuertemente con grupos de interés, organizaciones funcionales y autoridades locales con el fin de comprender sus dinámicas sociales y ser capaces de desarrollar proyectos que se orienten a las necesidades reales y generen valor compartido con las comunidades.

En términos medioambientales Colbún ha buscado acercarse cada vez más a una generación eléctrica con altos índices de "eco-eficiencia", considerando en el diseño de sus proyectos criterios de eficiencia ambiental, además de los técnicos y económicos. El foco del desarrollo de la empresa está en las fuentes

renovables de energía, con un complemento térmico eficiente de manera de lograr un suministro seguro, competitivo y sustentable para nuestros clientes.

6.4 Riesgos del Negocio Eléctrico

Colbún enfrenta riesgos asociados a factores exógenos tales como el ciclo económico, la hidrología, el nivel de competencia, los patrones de demanda, la estructura de la industria, los cambios en la regulación y los niveles de precios de los combustibles. Por otra parte enfrenta riesgos asociados al desarrollo de proyectos y fallas en las unidades de generación. Los principales riesgos para este año se encuentran asociados a la hidrología, el precio de los combustibles, riesgos de fallas y riesgos en el desarrollo de proyectos.

6.4.1. Riesgo hidrológico

Aproximadamente el 55% de la potencia instalada de Colbún corresponde a centrales hidroeléctricas y térmicas eficientes, las que permiten suministrar los compromisos de la empresa a bajos costos operativos. Sin embargo, en condiciones hidrológicas secas, Colbún debe operar sus plantas térmicas de ciclo combinado principalmente con diesel o con compras de gas natural, lo que permite suplir la menor generación hidráulica y complementar la generación a carbón eficiente. En condiciones muy extremas puede ser necesario recurrir a centrales de ciclo abierto operando con diesel.

Esta situación encarece los costos de Colbún aumentando la variabilidad de sus resultados en función de las condiciones hidrológicas. La exposición de la Compañía al riesgo hidrológico, se encuentra razonablemente mitigada mediante una política comercial que tiene por objeto mantener un equilibrio entre la generación base competitiva (hidráulica en un año medio-seco y generación térmica a carbón) y los compromisos comerciales. Adicionalmente nuestras ventas a clientes están acordadas sobre la base de índices que reflejen la estructura de costos de la compañía (precio de los combustibles, costos marginales e índices de inflación). Sin embargo, dado que frente a condiciones hidrológicas extremas la variabilidad en los resultados podría aumentar, esta situación está en constante supervisión con el objeto de adoptar oportunamente las acciones de mitigación que se requieran.

En este sentido, dadas las condiciones hidrológicas de los últimos tres años, durante el año 2012 se han suscrito acuerdos de suministro de gas natural con Enap Refinerías S.A. para la operación de una unidad de ciclo combinado del complejo Nehuenco con gas proveniente del terminal GNL Quintero. Adicionalmente, se logró un acuerdo con Enap Refinerías S.A. para el suministro de una unidad de ciclo combinado del Complejo Nehuenco para el período Enero a Mayo 2013.

Por otra parte, con el objeto de cubrir condiciones de deshielo desfavorables para finales del año 2012 y principios del año 2013, se perfeccionaron dos nuevos acuerdos para el suministro de gas natural con Metrogas S.A., el primero contempla el suministro para una unidad de ciclo combinado de nuestro complejo Nehuenco, para el período Septiembre - Diciembre de 2012 y, el segundo, de mediano plazo, para el período entre Enero y Abril de los años 2013, 2014 y 2015, con opciones para nominar suministro en ciertos periodos durante estos años.

Es relevante mencionar que estos contratos de gas contemplan condiciones más competitivas que los contratos de gas de periodos anteriores.

6.4.2. Riesgo de precios de los combustibles

Como se mencionó en la descripción del riesgo hidrológico, en situaciones de bajos afluentes a las plantas hidráulicas, Colbún debe hacer uso principalmente de sus plantas térmicas o efectuar compras menores de energía en el mercado spot a costo marginal.

En estos escenarios el costo de producción de Colbún o los costos marginales se encuentran directamente afectados por los precios de los combustibles, existiendo un riesgo por las variaciones que puedan presentar los precios internacionales de los combustibles.

Cabe recordar, que tal cómo se indicó en el párrafo anterior, parte de este riesgo se mitiga con contratos cuyos precios de venta también se indexan con las variaciones de los precios de los combustibles, tales como diesel y carbón.

6.4.3 Riesgos de fallas en equipos y mantención

La disponibilidad y confiabilidad de las unidades de generación y transmisión es fundamental para garantizar los niveles de producción que permiten cubrir adecuadamente los compromisos comerciales. Es por esto que Colbún tiene como política realizar mantenimientos regulares a sus equipos acorde a las recomendaciones de sus proveedores y a la experiencia acumulada acerca de fallas y accidentes a lo largo de su historia operacional. Durante los últimos años, y producto de la mayor generación con petróleo diesel, los equipos para generación térmica – que originalmente estaban diseñados para operar con gas natural – han aumentado sus horas equivalentes de operación en comparación a si las unidades hubiesen generado con gas. Como resultado, los equipos han requerido un mantenimiento con mayor frecuencia al habitual y han presentado menores niveles de disponibilidad. Se han adoptado las políticas de mantención, los procesos y procedimientos, así como las inversiones necesarias para aumentar los niveles de confiabilidad y disponibilidad de las unidades térmicas.

Como política de cobertura de este tipo de riesgos, Colbún mantiene seguros para sus bienes físicos, incluyendo cobertura por fallas de funcionamiento, destrucción y perjuicio por paralización.

Por otra parte, cabe mencionar que debido a la prolongada sequía de los tres últimos años, las napas subterráneas de la V Región se vieron afectadas durante los primeros meses del año. Si bien productos de las lluvias de los meses de mayo y junio las napas recuperaron parcialmente sus niveles, durante varios meses hubo que suplir las necesidades de agua para refrigeración y para mitigar emisiones en los ciclos combinados del Complejo Nehuenco, con otras fuentes adicionales de suministro diferente a los doce pozos propios localizados en el mismo complejo. Para estos efectos se suscribieron acuerdos con terceros que poseen derechos de aguas en diferentes puntos de la V Región. Para asegurar el suministro de agua en el largo plazo se están estudiando varias alternativas.

6.4.4 Riesgos de construcción de proyectos

El desarrollo de nuevos proyectos de generación y transmisión puede verse afectada por factores tales como: retrasos en la obtención de aprobaciones ambientales, modificaciones al marco regulatorio, judicialización, aumento en el precio de los equipos, oposición de grupos de interés locales e internacionales, condiciones geográficas adversas, desastres naturales, accidentes u otros imprevistos.

Actualmente Colbún se encuentra desarrollando diversos proyectos de manera simultánea, por lo que cualquiera de estos factores puede repercutir negativamente en el avance programado y además aumentar el costo final estimado. Esta situación puede generar un efecto adverso en la operación habitual de la compañía, pues significa aplazar la puesta en marcha de centrales de generación competitivas por un tiempo indeterminado y reemplazar su generación por mayor generación con petróleo diesel, o en su defecto por mayores compras en el mercado spot a un costo marginal que igualmente estaría marcado por esa misma tecnología.

La exposición de la compañía a este tipo de riesgos se gestiona a través de una política comercial que considera la generación de las centrales en construcción una vez que tengan ciertos niveles de certidumbre en los plazos de puesta en marcha, para efectos de definir el nivel de compromisos comerciales. Alternativamente incorporamos niveles de holgura en las estimaciones de plazo y costo de construcción.

Adicionalmente la exposición de la Compañía a este riesgo se encuentra parcialmente cubierta con la contratación de pólizas de tipo Todo Riesgo de Construcción que cubren tanto daño físico como pérdida de beneficio por efecto de atraso en la puesta en servicio producto de un siniestro, ambos con deducibles estándares para este tipo de seguros.

6.4.5 Riesgos Regulatorios

La estabilidad regulatoria para un sector como el de generación de electricidad donde los proyectos de inversión tienen largos plazos de desarrollo y ejecución resulta fundamental. Ella ha sido una característica valiosa del sector eléctrico chileno.

Dado lo anterior Colbún consideró en su momento un gran paso la publicación del informe del Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (Informe CADE) que convocó a conocidos expertos nacionales para delinear el desarrollo del sector y la promulgación de la Estrategia Nacional de Energía 2012-2030, del Ministerio de Energía. Estimamos que lo importante ahora es que este diagnóstico se traduzca en iniciativas legislativas que respondan a los lineamientos de una política energética nacional en el largo plazo.

A continuación nos referimos en detalle a ciertos riesgos o medidas regulatorias recientes:

Decreto de Racionamiento: El primer trimestre del año 2011 el Ministerio de Energía publicó un Decreto Preventivo de Racionamiento Eléctrico con el fin de tomar medidas de forma anticipada para evitar situaciones de estrechez energética y cortes de suministro durante el año 2011, producto de la hidrología seca del año 2010 y previendo que esta situación se pudiera repetir durante el año 2011. En agosto 2011, se extendió la vigencia del decreto hasta el 30 de abril 2012, mes durante el cual se extendió nuevamente hasta el 30 de agosto de 2012. A la fecha, toda la reserva hídrica formada en virtud del Decreto ha sido utilizada.

Suministros forzosos: Las dificultades financieras y el posterior proceso de quiebra de la empresa generadora Campanario Generación S.A., dio origen a una serie de hechos que tienen relación con el marco regulatorio. En efecto, esta situación ha dado origen a múltiples consecuencias para todos los actores del sector, tales como el rompimiento de la cadena de pago en el mercado spot y la reasignación forzada, por disposición de la SEC, de los suministros regulados comprometidos por Campanario a SAESA y CGED. Esta decisión unilateral de la autoridad ha significado la obligación de abastecer los contratos suscritos por Campanario. Al respecto, Colbún estima que se deben mejorar los mecanismos de mitigación del riesgo de contraparte entre los miembros del CDEC, utilizando experiencias internacionales sobre la base de cámaras de compensación. A juicio de Colbún, dado que la reasignación forzada fue decretada por la SEC como medida de emergencia y de carácter transitoria, es necesario que se someta a licitación nuevamente el suministro de CGED que no está amparado por un contrato, tal como efectivamente fue licitado y adjudicado el suministro de SAESA durante el año 2012.

Suministros no cubiertos por contratos: en el mes de Diciembre de 2012 se ha detectado una situación anormal que afecta a cuatro empresas distribuidoras. Los consumos reales de esas distribuidoras excedieron en 89 GWh los bloques de energía contratados por ellas mismas para el año 2012. Esto ha provocado una situación anormal ya que el CDEC-SIC provisionalmente ha asignado estos suministros a todos los generadores del SIC a prorrata de la energía que inyectaron éstos al sistema en Diciembre de 2012 considerando como precio el costo marginal de cada punto de retiro. A esta fecha las distribuidoras no han pagado dichos suministros y la SEC ha iniciado un proceso de revisión de la situación.

Nuevas normas sectoriales: El 31 de diciembre de 2012, se publicó el reglamento que regula los servicios complementarios. Este reglamento, que se tramitó durante largo tiempo, otorga facultades para que los CDEC decidan la instalación forzosa de equipamiento en el sistema, la que debe ser acatada por los participantes en dicho mercado. Adicionalmente este reglamento no genera las señales que permiten transferir hacia los consumidores los costos reales asociados a la prestación de estos servicios. La legislación comparada permite identificar sistemas donde se transan estos servicios a valor de mercado, por lo que en esta oportunidad nuestra regulación estaría introduciendo un cierto grado de distorsiones sobre el sector eléctrico. En cuanto a las futuras modificaciones al reglamento y funcionamiento de los CDECs, actualmente en revisión, si bien la Compañía ve espacios para mejorar la gestión técnica de estos organismos, piensa que las modificaciones propuestas pueden potencialmente entorpecer en cierto modo sus funciones.

Nueva norma de emisiones para termoeléctricas: En 2011 se publicó la nueva norma de emisiones para termoeléctricas. La nueva norma fija límites para las emisiones y establece el plazo para cumplir con esos límites. La nueva regulación distingue dos categorías de plantas: las existentes y las nuevas. En el caso de Colbún, todas sus centrales térmicas (incluyendo la central Santa María I) cumplen con esta nueva norma o bien se encuentran desarrollando las adaptaciones necesarias en los plazos previstos.

ERNC: En el último tiempo se han observado iniciativas parlamentarias de proyectos de ley, como el que promueve el desarrollo de energías renovables no convencionales, que introducen riesgos al sector. En efecto, sin perjuicio del enorme potencial que Chile tiene en las referidas fuentes de generación, el proyecto de ley indicado impone su desarrollo a niveles más allá de lo que indica la eficiencia económica y ambiental y a través de instrumentos que introducen distorsiones en el mercado eléctrico. Colbún está estudiando y desarrollando proyectos de energías renovables no convencionales que sean económica y ambientalmente eficientes sin necesidad de incentivos especiales adicionales a los que ya existen. En esta misma línea se encuentra el llamado a licitación que realizó recientemente Colbún para suscribir acuerdos de compraventa de energía y/o atributos ERNC con empresas que posean proyectos de esta categoría.

6.5 Riesgos Financieros

Son aquellos riesgos ligados a la imposibilidad de realizar transacciones o al incumplimiento de obligaciones procedentes de las actividades por falta de fondos, como también las variaciones de tasas de interés,

tipos de cambios, quiebra de contraparte u otras variables financieras de mercado que puedan afectar patrimonialmente a Colbún.

a. Riesgo de tipo de cambio

El riesgo de tipo de cambio viene dado principalmente por los pagos que se deben realizar en monedas distintas al dólar para el proceso de generación de energía, por las inversiones en plantas de generación de energía ya existentes o nuevas plantas en construcción, y por la deuda contratada en moneda distinta a la moneda funcional de la Compañía.

Los instrumentos utilizados para gestionar el riesgo de tipo de cambio corresponden a swaps de moneda y forwards.

Al cierre de Dic12, el balance de Colbún muestra una posición casi calzada en activos y pasivos en pesos chilenos.

b. Riesgo de tasa de interés

Se refiere a las variaciones de las tasas de interés que afectan el valor de los flujos futuros referenciados a tasa de interés variable, y a las variaciones en el valor razonable de los activos y pasivos referenciados a tasa de interés fija que son contabilizados a valor razonable.

El objetivo de la gestión de este riesgo es alcanzar un equilibrio en la estructura de deuda, disminuir los impactos en el costo motivados por fluctuaciones de tasas de interés y de esta forma poder reducir la volatilidad en la cuenta de resultados de la Compañía.

Para cumplir con los objetivos y de acuerdo a las estimaciones de Colbún se contratan derivados de cobertura con la finalidad de mitigar estos riesgos. Los instrumentos utilizados son swaps de tasa de interés fija y collars.

La deuda financiera de la Compañía, incorporando el efecto de los derivados de tasa de interés contratados, presenta el siguiente perfil:

Tasas de interés	31.12.2011	31.12.2012
Fija	100%	90%
Variable	0%	10%
Total	100%	100%

Por otro lado, Colbún tiene una posición remanente de derivados que cubrían el riesgo de tasa de interés del crédito que fue parcialmente pre-pagado en febrero del año 2010. Estos instrumentos por un notional de US\$100 millones generan una exposición activa a la tasa Libor, posición que será manejada de acuerdo a las políticas de la Compañía, de manera de minimizar el impacto económico de deshacer estas posiciones.

c. Riesgo de crédito

La empresa se ve expuesta a este riesgo derivado de la posibilidad de que una contraparte falle en el cumplimiento de sus obligaciones contractuales y produzca una pérdida económica o financiera. Históricamente todas las contrapartes con las que Colbún ha mantenido compromisos de entrega de energía han hecho frente a los pagos correspondientes de manera correcta. Sumado a esto gran parte de los cobros que realiza Colbún son a integrantes del Sistema Interconectado Central chileno, entidades de elevada solvencia.

Sin perjuicio de lo anterior, durante el último año se han observado problemas puntuales de insolvencia de algunos integrantes del CDEC.

Con respecto a las colocaciones en tesorería y derivados que se realizan, Colbún efectúa las transacciones con entidades de elevados ratings crediticios, reconocidas nacional e internacionalmente, de modo

que minimicen el riesgo de crédito de la empresa. Adicionalmente, la Compañía ha establecido límites de participación por contraparte, los que son aprobados por el Directorio de la Sociedad y revisados periódicamente.

A Dic12 la totalidad de las inversiones de excedentes de caja se encuentran invertidas en bancos locales, con clasificación de riesgo local igual o superior a AA-, y en bancos internacionales con clasificación de riesgo grado de inversión. Respecto a los derivados existentes, todas las contrapartes internacionales de la compañía tienen clasificación de riesgo internacional BBB o superior, y las contrapartes locales tienen clasificación de riesgo AA- o superior.

d. Riesgo de liquidez

Este riesgo viene motivado por las distintas necesidades de fondos para hacer frente a los compromisos de inversiones y gastos del negocio, vencimientos de deuda, etc.

Los fondos necesarios para hacer frente a estas salidas de flujo de efectivo se obtienen de los propios recursos generados por la actividad ordinaria de Colbún y por la contratación de líneas de crédito que aseguren fondos suficientes para soportar las necesidades previstas por un período.

A Dic12 Colbún cuenta con excedentes de caja de US\$217,7 millones, invertidos en Depósitos a Plazo y Fondos Mutuos con liquidez diaria y con duración promedio menor a 90 días. Asimismo, la compañía tiene como fuentes de liquidez adicional disponibles al día de hoy: (i) una línea comprometida de financiamiento con entidades locales por UF 8 millones, (ii) dos líneas de bonos inscritas en el mercado local por un monto conjunto de UF 7 millones, (iii) una línea de efectos de comercio inscrita en el mercado local por UF 2,5 millones y (iv) líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$150 millones.

Al 31 de diciembre de 2012 Colbún cuenta con clasificaciones de riesgo nacional A+ por Fitch Ratings y AA- por Humphreys, ambas con perspectivas estables. A nivel internacional la clasificación de la compañía es BBB con perspectiva estable por Fitch Ratings y BBB- con perspectiva negativa por Standard & Poor's.

05

ESTADOS FINANCIEROS RESUMIDOS FILIALES Y COLIGADAS

Por los años terminados al 31 de Diciembre de 2012 y 2011

ESTADOS FINANCIEROS RESUMIDOS FILIALES

Por los años terminados al 31 de Diciembre de 2012 y 2011

Colbún Transmisión S.A.
Estado de situación financiera resumido

	Diciembre 31, 2012 MUS\$
ACTIVOS	
Total activos, corrientes	1.300
Total activos, no corrientes	112.981
TOTAL ACTIVOS	114.281
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	
Total pasivos, corrientes	2.093
Total pasivos, no corrientes	18.335
Patrimonio total	93.853
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	114.281

Colbún Transmisión S.A.
Estado de resultado resumido

	Diciembre 31, 2012 MUS\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	
Ingresos de actividades ordinarias	2.310
Materias primas y consumibles utilizados	(618)
Gastos por depreciación y amortización	(14)
Otros gastos, por naturaleza	(6)
Otras ganancias (pérdidas)	(1)
Ganancia (pérdida) de actividades operacionales	1.671
Diferencias de cambio	(79)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	1.592
Gasto por impuesto a las ganancias	(336)
Ganancia (pérdida) de actividades continuadas	1.256
GANANCIA (PÉRDIDA)	1.256
Ganancia (pérdida) atribuible a	
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	1.256
GANANCIA (PÉRDIDA)	1.256
ESTADO DE OTROS RESULTADOS INTEGRALES	
Ganancia	1.256
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	-
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	-
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	-
Resultado integral total	1.256
Resultado integral atribuible a	
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	1.256
RESULTADO INTEGRAL TOTAL	1.256

Colbún Transmisión S.A.
Estado de cambios en el patrimonio resumido

	Diciembre 31, 2012 MUS\$
Capital emitido	19.534
Ganancias (pérdidas) acumuladas	74.319
TOTAL PATRIMONIO, NETO	93.853

Colbún Transmisión S.A.
Estado de flujo de efectivo directo resumido

	Diciembre 31, 2012 MUS\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(29)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(1.048)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	1.079
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	2
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y efectivo equivalente	-
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	2
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	-
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	2

Termoeléctrica Antihue S.A
Estados de situación financiera resumidos

ACTIVOS	Diciembre 31, 2012 MUS\$	Diciembre 31, 2011 MUS\$
Total activos, corrientes	9.712	6.196
Total activos, no corrientes	51.945	53.088
TOTAL ACTIVOS	61.657	59.284
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Total pasivos, corrientes	32.247	2.043
Total pasivos, no corrientes	6.207	33.139
Patrimonio total	23.203	24.102
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	61.657	59.284

Termoeléctrica Antihue S.A.
Estados de resultados resumidos

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Diciembre 31, 2012 MUS\$	Diciembre 31, 2011 MUS\$
Ingresos de actividades ordinarias	2.050	6.000
Materias primas y consumibles utilizados	(164)	(409)
Gastos por depreciación y amortización	(2.408)	(2.408)
Otros gastos, por naturaleza	(21)	(17)
Ganancia (pérdida) de actividades operacionales	(543)	3.166
Diferencias de cambio	(88)	(14)
Resultados por unidades de reajuste	1	-
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	(630)	3.152
Gasto por impuesto a las ganancias	(269)	(1.412)
Ganancia (pérdida) de actividades continuadas	(899)	1.740
GANANCIA (PÉRDIDA)	(899)	1.740
Ganancia (pérdida) atribuible a		
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	(899)	1.740
GANANCIA (PÉRDIDA)	(899)	1.740
ESTADO DE OTROS RESULTADOS INTEGRALES		
Ganancia	(899)	1.740
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	-	-
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	-	-
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	-	-
Resultado integral total	(899)	1.740
Resultado integral atribuible a		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	(899)	1.740
RESULTADO INTEGRAL TOTAL	(899)	1.740

Termoeléctrica Antihue S.A.
Estados de cambios en el patrimonio resumidos

	Diciembre 31, 2012 MUS\$	Diciembre 31, 2011 MUS\$
Capital emitido	3.332	3.332
Total otras reservas	47	47
Ganancias (pérdidas) acumuladas	19.824	20.723
TOTAL PATRIMONIO, NETO	23.203	24.102

Termoelectrica Antihue S.A.
Estados de flujos de efectivo directos resumidos

	Diciembre 31, 2012 MUS\$	Diciembre 31, 2011 MUS\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(1.488)	13
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-	-
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	1.488	(13)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	-	-
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y efectivo equivalente	-	-
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	-	-
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	-	-
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	-	-

Empresa Eléctrica Industrial S.A.
Estados de situación financiera resumidos

	Diciembre 31, 2012 MUS\$	Diciembre 31, 2011 MUS\$
ACTIVOS		
Total activos, corrientes	1.050	1.103
Total activos, no corrientes	12.803	11.274
TOTAL ACTIVOS	13.853	12.377
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Total pasivos, corrientes	9.020	6.547
Total pasivos, no corrientes	506	331
Patrimonio total	4.327	5.499
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	13.853	12.377

Empresa Eléctrica Industrial S.A.
Estados de resultados resumidos

	Diciembre 31, 2012 MUS\$	Diciembre 31, 2011 MUS\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES		
Ingresos de actividades ordinarias	1.814	3.625
Materias primas y consumibles utilizados	(1.648)	(2.658)
Gastos por beneficio a los empleados	(1.337)	(1.151)
Gastos por depreciación y amortización	(414)	(487)
Otros gastos, por naturaleza	(11)	(10)
Otras ganancias (pérdidas)	(28)	(100)
Ganancia (pérdida) de actividades operacionales	(1.624)	(781)
Costos financieros	(3)	-
Diferencias de cambio	(25)	141
Resultados por unidades de reajuste	14	17
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	(1.638)	(623)
Gasto por impuesto a las ganancias	466	93
Ganancia (pérdida) de actividades continuadas	(1.172)	(530)
GANANCIA (PÉRDIDA)	(1.172)	(530)
Ganancia (pérdida) atribuible a		
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	(1.172)	(530)
GANANCIA (PÉRDIDA)	(1.172)	(530)
ESTADO DE OTROS RESULTADOS INTEGRALES		
Ganancia	(1.172)	(530)
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	-	-
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	-	-
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	-	-
Resultado integral total	(1.172)	(530)
Resultado integral atribuible a		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	(1.172)	(530)
RESULTADO INTEGRAL TOTAL	(1.172)	(530)

Empresa Eléctrica Industrial S.A.
Estados de cambios en el patrimonio resumidos

	Diciembre 31, 2012 MUS\$	Diciembre 31, 2011 MUS\$
Capital emitido	3.680	3.680
Total otras reservas	(890)	(890)
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.537	2.709
TOTAL PATRIMONIO, NETO	4.327	5.499

Empresa Eléctrica Industrial S.A.
Estados de flujos de efectivo directos resumidos

	Diciembre 31, 2012 MUS\$	Diciembre 31, 2011 MUS\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(2.708)	109
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(1.244)	(481)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	4.144	387
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	192	15
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y efectivo equivalente	(192)	(6)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	-	9
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	13	4
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	13	13

Colbún International Limited
Estados de situación financiera resumidos

ACTIVOS	Diciembre 31, 2012 MUS\$	Diciembre 31, 2011 MUS\$
Total activos, corrientes	511	532
TOTAL ACTIVOS	511	532
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Total pasivos, corrientes	1	4
Patrimonio total	510	528
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	511	532

Colbún International Limited
Estados de resultados resumidos

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Diciembre 31, 2012 MUS\$	Diciembre 31, 2011 MUS\$
Otros gastos, por naturaleza	(16)	(12)
Ganancia (pérdida) de actividades operacionales	(16)	(12)
Ingresos financieros	-	4
Costos financieros	(1)	(1)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	(17)	(9)
Gasto por impuesto a las ganancias	-	-
Ganancia (pérdida) de actividades continuadas	(17)	(9)
GANANCIA (PÉRDIDA)	(17)	(9)
Ganancia (pérdida) atribuible a		
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	(17)	(9)
GANANCIA (PÉRDIDA)	(17)	(9)
ESTADO DE OTROS RESULTADOS INTEGRALES		
Ganancia	(17)	(9)
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	-	-
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	-	-
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	-	-
Resultado integral total	(17)	(9)
Resultado integral atribuible a		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	(17)	(9)
RESULTADO INTEGRAL TOTAL	(17)	(9)

Colbún International Limited
Estados de cambios en el patrimonio resumidos

	Diciembre 31, 2012 MUS\$	Diciembre 31, 2011 MUS\$
Capital emitido	150	150
Ganancias (pérdidas) acumuladas	360	378
TOTAL PATRIMONIO, NETO	510	528

Colbún International Limited
Estados de flujos de efectivo directos resumidos

	Diciembre 31, 2012 MUS\$	Diciembre 31, 2011 MUS\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(17)	(14)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-	-
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	-	-
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	(17)	(14)
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y efectivo equivalente	(5)	-
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(22)	(14)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	528	542
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	506	528

Sociedad Hidroeléctrica Melocotón Ltda.
Estados de situación financiera resumidos

	Diciembre 31, 2012 MUS\$	Diciembre 31, 2011 MUS\$
ACTIVOS		
Total activos, corrientes	883	1
Total activos, no corrientes	2.967	1.161
TOTAL ACTIVOS	3.850	1.162
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Total pasivos, corrientes	6.662	631
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	(2.812)	531
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	3.850	1.162

Sociedad Hidroeléctrica Melocotón Ltda.
Estados de resultados resumidos

	Diciembre 31, 2012 MUS\$	Diciembre 31, 2011 MUS\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES		
Ingresos de actividades ordinarias	876	-
Otros gastos, por naturaleza	(7)	(4)
Otras ganancias (pérdidas)	(5.235)	-
Ganancia (pérdida) de actividades operacionales	(4.366)	(4)
Diferencias de cambio	152	-
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	(4.214)	(4)
Gasto por impuesto a las ganancias	871	4
Ganancia (pérdida) de actividades continuadas	(3.343)	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	(3.343)	-
Ganancia (pérdida) atribuible a		
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	(3.343)	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	(3.343)	-
ESTADO DE OTROS RESULTADOS INTEGRALES		
Ganancia	(3.343)	-
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	-	-
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	-	-
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	-	-
Resultado integral total	(3.343)	-
Resultado integral atribuible a		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	(3.343)	-
RESULTADO INTEGRAL TOTAL	(3.343)	-

Sociedad Hidroeléctrica Melocotón Ltda.
Estados de cambios en el patrimonio resumidos

	Diciembre 31, 2012 MUS\$	Diciembre 31, 2011 MUS\$
Capital emitido	1.114	1.114
Total otras reservas	1.605	1.605
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(5.531)	(2.188)
TOTAL PATRIMONIO, NETO	(2.812)	531

Sociedad Hidroeléctrica Melocotón Ltda.
Estados de flujos de efectivo directos resumidos

	Diciembre 31, 2012 MUS\$	Diciembre 31, 2011 MUS\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(5.244)	(265)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(322)	-
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	5.610	265
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	44	-
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y efectivo equivalente	(38)	-
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	6	-
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	1	1
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	7	1

Termoeléctrica Nehuenco S.A.
Estados de situación financiera resumidos

	Diciembre 31, 2012 MUS\$	Diciembre 31, 2011 MUS\$
ACTIVOS		
Total activos, corrientes	6.039	2.039
Total activos, no corrientes	5.266	3.168
TOTAL ACTIVOS	11.305	5.207
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Total pasivos, corrientes	26.838	18.323
Total pasivos, no corrientes	1.858	1.166
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	(17.392)	(14.282)
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	11.305	5.207

Termoeléctrica Nehuenco S.A.
Estados de resultados resumidos

	Diciembre 31, 2012 MUS\$	Diciembre 31, 2011 MUS\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES		
Ingresos de actividades ordinarias	2.860	1.191
Materias primas y consumibles utilizados	(1.644)	(1.892)
Gastos por beneficio a los empleados	(6.276)	(5.152)
Otros gastos, por naturaleza	(6)	(7)
Otras ganancias (pérdidas)	(9)	(141)
Ganancia (pérdida) de actividades operacionales	(5.075)	(6.001)
Diferencias de cambio	(145)	153
Resultados por unidades de reajuste	11	10
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	(5.209)	(5.838)
Gasto por impuesto a las ganancias	2.099	783
Ganancia (pérdida) de actividades continuadas	(3.110)	(5.055)
GANANCIA (PÉRDIDA)	(3.110)	(5.055)
Ganancia (pérdida) atribuible a		
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	(3.110)	(5.055)
GANANCIA (PÉRDIDA)	(3.110)	(5.055)
ESTADO DE OTROS RESULTADOS INTEGRALES		
Ganancia	(3.110)	(5.055)
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	-	-
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	-	-
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	-	-
Resultado integral total	(3.110)	(5.055)
Resultado integral atribuible a		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	(3.110)	(5.055)
RESULTADO INTEGRAL TOTAL	(3.110)	(5.055)

Termoeléctrica Nehuenco S.A.
Estados de cambios en el patrimonio resumidos

	Diciembre 31, 2012 MUS\$	Diciembre 31, 2011 MUS\$
Capital emitido	212	212
Total otras reservas	(132)	(132)
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(17.472)	(14.362)
TOTAL PATRIMONIO, NETO	(17.392)	(14.282)

Termoeléctrica Nehuenco S.A.
Estados de flujos de efectivo directos resumidos

	Diciembre 31, 2012 MUS\$	Diciembre 31, 2011 MUS\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(7.557)	(6.306)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-	-
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	7.557	6.306
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	-	-
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y efectivo equivalente	-	-
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	-	-
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	-	-
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	-	-

Río Tranquilo S.A.
Estados de situación financiera resumidos

	Diciembre 31, 2012 MUS\$	Diciembre 31, 2011 MUS\$
ACTIVOS		
Total activos, corrientes	38.027	23.343
Total activos, no corrientes	69.070	73.647
TOTAL ACTIVOS	107.097	96.990
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Total pasivos, corrientes	28.023	26.356
Total pasivos, no corrientes	8.055	6.113
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	71.019	64.521
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	107.097	96.990

Río Tranquilo S.A.
Estados de resultados resumidos

	Diciembre 31, 2012 MUS\$	Diciembre 31, 2011 MUS\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES		
Ingresos de actividades ordinarias	15.086	14.534
Materias primas y consumibles utilizados	(2.557)	(2.637)
Gastos por depreciación y amortización	(5.339)	(5.145)
Otros gastos, por naturaleza	(78)	(17)
Otras ganancias (pérdidas)	768	13
Ganancia (pérdida) de actividades operacionales	7.880	6.748
Diferencias de cambio	158	(231)
Resultados por unidades de reajuste	55	50
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	8.093	6.567
Gasto por impuesto a las ganancias	(1.595)	(1.798)
Ganancia (pérdida) de actividades continuadas	6.498	4.769
GANANCIA (PÉRDIDA)	6.498	4.769
Ganancia (pérdida) atribuible a		
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	6498	4.769
GANANCIA (PÉRDIDA)	6.498	4.769
ESTADO DE OTROS RESULTADOS INTEGRALES		
Ganancia	6498	4.769
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	-	-
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	-	-
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	-	-
Resultado integral total	6.498	4.769
Resultado integral atribuible a		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	6498	4.769
RESULTADO INTEGRAL TOTAL	6.498	4.769

Río Tranquilo S.A.
Estados de cambios en el patrimonio resumidos

	Diciembre 31, 2012 MUS\$	Diciembre 31, 2011 MUS\$
Capital emitido	64	64
Total otras reservas	16	16
Ganancias (pérdidas) acumuladas	70.939	64.441
TOTAL PATRIMONIO, NETO	71.019	64.521

Río Tranquilo S.A.
Estados de flujos de efectivo directos resumidos

	Diciembre 31, 2012 MUS\$	Diciembre 31, 2011 MUS\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(2.820)	(3.729)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-	-
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	2.816	3.283
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	(4)	4
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y efectivo equivalente	-	-
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(4)	4
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	5	1
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	1	5

ESTADOS FINANCIEROS RESUMIDOS COLIGADAS

Por los años terminados al 31 de Diciembre de 2012 y 2011

Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.
Estados de situación financiera resumidos

	Diciembre 31, 2012 M\$	Diciembre 31, 2011 M\$
ACTIVOS		
Total activos, corrientes	3.321.306	1.474.970
Total activos, no corrientes	9.921.635	10.533.845
TOTAL ACTIVOS	13.242.941	12.008.815
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Total pasivos, corrientes	668.409	309.349
Total pasivos, no corrientes	1.269.420	966.978
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	11.305.042	10.732.488
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	13.242.941	12.008.815

Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.
Estados de resultados resumidos

	Diciembre 31, 2012 M\$	Diciembre 31, 2011 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES		
Ingresos de actividades ordinarias	2.265.866	2.347.201
Gastos por depreciación y amortización	(686.931)	(673.254)
Otros gastos varios de operación	(648.166)	(896.751)
Ganancia (pérdida) de actividades operacionales	930.769	777.196
Ingresos financieros	94.083	49.819
Costos financieros	-	(56.250)
Resultados por unidades de reajuste	(8.769)	(31.646)
Otros egresos distintos de la operación	(89.314)	-
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	926.719	739.119
Gasto por impuesto a las ganancias	(354.165)	(61.276)
Ganancia (pérdida) de actividades continuadas	572.554	677.843
GANANCIA (PÉRDIDA)	572.554	677.843
Ganancia (pérdida) atribuible a		
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	572.554	677.843
GANANCIA (PÉRDIDA)	572.554	677.843
ESTADO DE OTROS RESULTADOS INTEGRALES		
Ganancia	572.554	677.843
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	-	-
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	-	-
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	-	-
Resultado integral total	572.554	677.843
Resultado integral atribuible a		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	572.554	677.843
RESULTADO INTEGRAL TOTAL	572.554	677.843

Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.
Estados de cambios en el patrimonio resumidos

	Diciembre 31, 2012 M\$	Diciembre 31, 2011 M\$
Capital emitido	4.404.446	4.404.446
Total otras reservas	(849.946)	(849.946)
Ganancias (pérdidas) acumuladas	7.750.542	7.177.988
TOTAL PATRIMONIO, NETO	11.305.042	10.732.488

Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.
Estados de flujos de efectivo directos resumidos

	Diciembre 31, 2012 M\$	Diciembre 31, 2011 M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	1.969.502	1.314.879
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(61.649)	(1.704.974)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	-	(1.639.566)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	1.907.853	(2.029.661)
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y efectivo equivalente	-	-
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	1.907.853	(2.029.661)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	997.045	3.026.706
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	2.903.998	997.045

Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.
Estados de situación financiera resumidos

	Diciembre 31, 2012 M\$	Diciembre 31, 2011 M\$
ACTIVOS		
Total activos, corrientes	10.081.579	10.250.368
Total activos, no corrientes	127.061.488	115.878.801
TOTAL ACTIVOS	137.143.067	126.129.169
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Total pasivos, corrientes	5.728.373	7.348.336
Total pasivos, no corrientes	248.465	1.035.256
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	131.166.229	117.745.577
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	137.143.067	126.129.169

Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A..
Estados de resultados resumidos

	Diciembre 31, 2012 M\$	Diciembre 31, 2011 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES		
Materias primas y consumibles utilizados	(5.609.448)	(6.258.059)
Gastos por beneficio a los empleados	(1.974.732)	(1.673.792)
Gastos por depreciación y amortización	(92.536)	(92.542)
Otros gastos, por naturaleza	(294.649)	990.385
Ganancia (pérdida) de actividades operacionales	(7.971.365)	(7.034.008)
Ingresos financieros	124.306	185.497
Costos financieros	(3.124)	(4.471)
Diferencias de cambio	162.378	195.050
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	(7.687.805)	(6.657.900)
Gasto por impuesto a las ganancias	6.547.803	1.753.641
Ganancia (pérdida) de actividades continuadas	(1.140.002)	(4.904.259)
GANANCIA (PÉRDIDA)	(1.140.002)	(4.904.259)
Ganancia (pérdida) atribuible a		
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	(1.140.002)	(4.904.259)
GANANCIA (PÉRDIDA)	(1.140.002)	(4.904.259)
ESTADO DE OTROS RESULTADOS INTEGRALES		
Ganancia	(1.140.002)	(4.904.259)
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	-	-
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	-	-
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	-	-
Resultado integral total	(1.140.002)	(4.904.259)
Resultado integral atribuible a		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	(1.140.002)	(4.904.259)
RESULTADO INTEGRAL TOTAL	(1.140.002)	(4.904.259)

Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.
Estados de cambios en el patrimonio resumidos

	Diciembre 31, 2012 M\$	Diciembre 31, 2011 M\$
Capital emitido	158.975.665	144.975.665
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(27.809.436)	(27.230.088)
TOTAL PATRIMONIO, NETO	131.166.229	117.745.577

Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.
Estados de flujos de efectivo directos resumidos

	Diciembre 31, 2012 M\$	Diciembre 31, 2011 M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(9.422.989)	(7.314.183)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(5.360.332)	(12.420.978)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	14.560.724	20.351.740
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	(222.597)	616.579
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y efectivo equivalente	-	-
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(222.597)	616.579
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	2.977.185	2.360.606
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	2.754.588	2.977.185

Electrogas S.A.
Estados de situación financiera resumidos

	Diciembre 31, 2012 MUS\$	Diciembre 31, 2011 MUS\$
ACTIVOS		
Total activos, corrientes	5.199	5.176
Total activos, no corrientes	81.012	86.203
TOTAL ACTIVOS	86.211	91.379
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Total pasivos, corrientes	16.584	18.312
Total pasivos, no corrientes	25.248	28.973
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	44.379	44.094
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	86.211	91.379

Electrogas S.A.
Estados de resultados resumidos

	Diciembre 31, 2012 MUS\$	Diciembre 31, 2011 MUS\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES		
Ingresos de actividades ordinarias	38.073	35.640
Materias primas y consumibles utilizados	(2.250)	(2.670)
Gastos por beneficio a los empleados	(1.688)	(1.053)
Gastos por depreciación y amortización	(5.667)	(4.896)
Otras ganancias (pérdidas)	12	9
Ganancia (pérdida) de actividades operacionales	28.480	27.030
Ingresos financieros	140	113
Costos financieros	(1.461)	(1.888)
Diferencias de cambio	324	(109)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	27.483	25.146
Gasto por impuesto a las ganancias	(6.754)	(4.886)
Ganancia (pérdida) de actividades continuadas	20.729	20.260
GANANCIA (PÉRDIDA)	20.729	20.260
Ganancia (pérdida) atribuible a		
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	20.729	20.260
GANANCIA (PÉRDIDA)	20.729	20.260
ESTADO DE OTROS RESULTADOS INTEGRALES		
Ganancia	20.729	20.260
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	-	-
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	-	-
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	-	-
Resultado integral total	20.729	20.260
Resultado integral atribuible a		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	20.729	20.260
RESULTADO INTEGRAL TOTAL	20.729	20.260

Electrogas S.A.
Estados de cambios en el patrimonio resumidos

	Diciembre 31, 2012 MUS\$	Diciembre 31, 2011 MUS\$
Capital emitido	21.266	21.266
Total otras reservas	1.958	(1.115)
Ganancias (pérdidas) acumuladas	21.155	23.943
TOTAL PATRIMONIO, NETO	44.379	44.094

Electrogas S.A.
Estados de flujos de efectivo directos resumidos

	Diciembre 31, 2012 MUS\$	Diciembre 31, 2011 MUS\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	26.996	25.529
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(347)	(1.245)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(26.510)	(27.585)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	139	(3.301)
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y efectivo equivalente	-	-
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	-	(3.301)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	1.536	4.837
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	1.675	1.536

DISEÑO

www.imaginachile.com

FOTOGRAFÍA

Archivo de Colbún S.A.

IMPRESIÓN

Quad/Graphics

