2012

E·CL
ENERGÍA ESENCIAL
GDF SUEZ

MEMORIA ANUAL

E·CL
ENERGÍA ESENCIAL
GDF SUEZ

2012

MEMORIA ANUAL

2012 ÍNDICE

4 CARTA DEL PRESIDENTE

10 IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD

16 PROPIEDAD Y CONTROL

60 FACTORES DE RIESGO

64 DESARROLLO SOSTENIBLE

80 HITOS 2012

20 ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL

32 NEGOCIO DE LA COMPAÑÍA

50 PROYECTOS

54 GESTIÓN FINANCIERA

84 IDENTIFICACIÓN DE LAS COMPAÑÍAS FILIALES Y COLIGADAS

90 DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

CD ESTADOS FINANCIEROS

SEÑORES ACCIONISTAS:

En nombre del Directorio de E.CL S.A., me es grato dirigirme a ustedes para presentar la Memoria Anual de la compañía, junto a sus Estados Financieros Auditados, correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012.

Con propiedad puedo decir que E.CL se ha ganado un sitial entre las empresas más importantes del país y se ha ido desarrollando de manera sostenida, consolidándose como un actor importante en el ámbito energético de Chile. A nivel nacional es la cuarta del país por capacidad instalada.

A comienzos del ejercicio 2012 y producto de la revisión anual de los índices accionarios de la Bolsa de Comercio de Santiago, realizado al término de las operaciones del día 30 de diciembre de 2011, E.CL fue incorporada al IPSA (Índice de Precios Selectivo de Acciones).

En tanto, la clasificadora de riesgo Feller Rate, ratificó en "A" la solvencia de E.CL y aumentó a "Primera Clase Nivel 2" la clasificación de sus acciones, estimando que las perspectivas de la clasificación son "estables". Además, a mediados de año la agencia clasificadora Fitch Ratings ratificó las clasificaciones de solvencia de E.CL en moneda local y extranjera en 'BBB-'. Esta clasificación aplica a US$ 400 millones de bonos internacionales no garantizados, emitidos por la compañía, que amortizan en 2021. Fitch también ratificó la clasificación en escala nacional de solvencia en 'A (cl)'. El Outlook de la compañía fue revisado y cambiado a Positivo desde Estable.

En el ámbito financiero, cabe destacar también que a fines de octubre Central Térmica Andina (CTA) recibió un monto de US$ 93,7 millones correspondientes al último desembolso del financiamiento del proyecto liderado por los bancos IFC y KfW.

Durante el 2012, la compañía obtuvo una utilidad neta después de impuestos de US$ 56,2 millones. Lo anterior, significó una disminución de 69% respecto de lo registrado en 2011, lo que se debe

01 CARTA DEL PRESIDENTE

54 GESTIÓN FINANCIERA
60 FACTORES DE RIESGO
64 DESARROLLO SOSTENIBLE
80 HITOS 2012
84 IDENTIFICACIÓN DE LAS COMPAÑÍAS FILIALES Y COLIGADAS
90 DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD
CD ESTADOS FINANCIEROS

principalmente a la disminución de ingresos no recurrentes, al menor resultado operacional, a los mayores gastos financieros y a la Ley de Reforma Tributaria, que tuvo un efecto negativo en los impuestos diferidos y en los impuestos corrientes del último trimestre.

La generación bruta de E.CL y sus filiales alcanzaron en 2012 los 9.550,73 GWh, lo que representa una participación del 57% de la generación del sistema y es un 22,9% mayor que el periodo anterior. En cuanto a la potencia bruta instalada, la compañía cuenta con 2.135 MW al 31 de diciembre de 2012. Ello representa el 48,9 % de la potencia instalada del SING. Las unidades de E.CL generan en base a una diversidad de combustibles como carbón, gas natural, gas licuado, diesel, fuel oil y agua, siendo el carbón el combustible más utilizado.

En lo que se refiera a las líneas de transmisión, la compañía culminó el año con 2.449 km de líneas en sus diferentes tensiones y con una disponibilidad de éstas de 99,96%. Durante el período se terminó de construir el doble circuito de 110 kv desde la Central Tocopilla a Tamayita, que tiene 10 km de longitud. También en el área de la transmisión, en 2012 se vendió a Transelec el tendido que está entre Crucero y Lagunas y que tiene 174 km de longitud.

En los últimos años el mercado minero en el que opera E.CL, ha visto que el precio del cobre se ha mantenido en niveles altos, e independiente de la situación europea y el ajuste de la demanda China, se espera que el escenario se mantenga. Eso sí, es un hecho que en Chile el desarrollo de los proyectos mineros han avanzado más lento de lo esperado, lo que ha significado también posponer iniciativas en el ámbito de la generación eléctrica. Pese a ello, E.CL se ha mantenido como la principal generadora eléctrica del Sistema.

Durante el año se sumaron nuevos clientes al portafolio de la empresa. Entre ellos está Minera El Tesoro, Sociedad Punta de Lobos, Minera Algorta y Minera Quadra. Y a partir del 1 de enero de 2012 entró en vigencia el contrato de suministro de energía con Emelari, Eliqsa y Elecda, empresas distribuidoras de energía eléctrica del grupo Emel, y que abastecen la totalidad los consumos residenciales del Norte Grande. Con ello E.CL ingresó al segmento de clientes regulados y el consumo anual de éste fue de 1.679 GWh, lo que equivale al 22,6% de las ventas totales de la compañía.

En el ámbito de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) el 2012 fue muy auspicioso para E.CL. A comienzos de año se llegó a un acuerdo comercial con la empresa Quiborax que considera la construcción de la Planta solar el Aguila I. Así, a fines del ejercicio se llevó a cabo la ceremonia de la primera piedra y comenzó la construcción de la planta solar fotovoltaica que tendrá una potencia instalada de 2 MW, cerca al 5% de la potencia requerida por la ciudad de Arica. Se estima una generación anual de 5 GWh, es decir, el equivalente al consumo de 2.300 familias de la zona.

En relación al Proyecto Eólico Calama -que considera la construcción, instalación y operación de tres

parques- durante el ejercicio pasado fue otorgada la correspondiente Resolución de Calificación Ambiental para la primera sección del proyecto, y se presentaron las evaluaciones ambientales de las otras dos secciones. De concretarse en su totalidad, se levantarían 309,5 MW de capacidad instalada en el SING, a 20 km. al sureste de Calama.

Es bueno precisar que la compañía cuenta con una nueva política de desarrollo sostenible, cuyo foco es la creación de empleo; generación de polos de desarrollo en torno a las instalaciones, especialmente a través de iniciativas de innovación; el desarrollo sostenible de nuestros procesos y la calidad de vida para nuestros trabajadores y vecinos.

En ese contexto, el año fue excelente en cuanto a avances e implementación de iniciativas de innovación y sostenibilidad alrededor de nuestras instalaciones. Estamos generando un ecosistema industrial que muestra el compromiso de E.CL con su entorno y una nueva forma de generar energía creando valor compartido con nuestros vecinos.

Las iniciativas para la elaboración de biocombustibles de segunda generación a partir de microalgas avanzaron sustantivamente. Nuestra empresa lidera dos consorcios tecnológicos —Desert Bioenergy y Algae Fuels—, ubicados en Tocopilla y Mejillones, respectivamente. Estas iniciativas aprovechan dos subproductos del ciclo productivo de la empresa, como son el agua de refrigeración de las centrales y el C02 de los gases exhaustos emitidos por las mismas para alimentar las algas. El desarrollo de los pilotos comenzó en 2010 y a la fecha se han estudiado cepas para su escalamiento, se han definido procesos y realizado extracción de lípidos y proteína de biomasa. Cabe destacar que en el caso del consorcio Algafuels durante el 2012 se obtuvo biodiesel, el cual fue utilizado con éxito para hacer funcionar motores estacionarios y está en condiciones de comenzar en 2013 la producción de nutracéuticos para ser comercializados a nivel nacional.

En lo que respecta la biomasa con plantaciones de cultivos energéticos de nopales, los avances experimentados durante el año se relacionan principalmente con aspectos productivos y económicos asociados a las 7 hectáreas de plantaciones, así como también con la maximización de externalidades positivas como la generación de mano de obra, captura de CO_2 y mejoramiento de suelos. El objetivo de esta iniciativa es contar con un combustible alternativo, carbono neutral y de ese modo diversificar la matriz energética.

Sin lugar a dudas Gas Natural Esencial, la estación de servicio que surte de gas natural a vehículos en Tocopilla, es otra muestra del compromiso de la compañía con aportar al entorno. Se trata de un innovador piloto que fue inaugurado en noviembre de 2012 y que promueve el uso de gas natural en los vehículos del Norte Grande del país. Comenzamos por la flota interna y los taxis y colectivos de la localidad de Tocopilla, los que hoy cuentan con un combustible más barato y de bajas emisiones. Esperamos extender la iniciativa a otras ciudades de la región.

Asimismo, la piscicultura que se ubica en Mejillones, donde se cultiva un pez gourmet de aguas cálidas

llamado Cobia y alto en Omega 3, también forma parte de este ecosistema. El piloto, que avanzó ostensiblemente en el año, consiste en piscinas que reutilizan el agua de enfriamiento de las centrales para el crecimiento de estos peces con alto potencial de comercialización, convirtiéndola en una iniciativa única a nivel mundial.

La innovación es parte de nuestro modelo de gestión y en ella participan todo los niveles de la organización. Cerramos el año con un portafolio de 40 iniciativas de innovación y la participación de más de 250 personas y 22 empresas externas. En términos de aporte al EBITDA durante 2012 éstas aportaron US$ 49,9 millones. Estamos trabajando con mucha dedicación en otras alternativas innovadoras y sustentables, que esperamos sean implementadas en el corto plazo.

En conformidad con los lineamentos del grupo GDF SUEZ al cual pertenece E.CL, la empresa reconoce que la operación de sus activos y el crecimiento responsable son fundamentales para el cumplimiento de sus objetivos. En este sentido, recientemente se diseñó una política de aportes hacia la comunidad con el objetivo de realizar acciones efectivas y que sean parte de una misma estrategia.

En este marco, cabe destacar las principales iniciativas comunitarias que se llevaron a cabo durante el año que son: Programa Vive Tocopilla para la educación ambiental, limpieza y cuidado del entorno; Voluntariado E.CL “Unidos hacemos más”; Academia Infantil de Fútbol “Esencial Tocopilla”; Compañía de Teatro “Caleta Duendes”; apoyo a la película sobre la vida de Alejandro Jodorowsky “Danza de la Realidad”; visitas a las instalaciones a bordo del Móvil Tour; atención de especialistas y operativos médicos. En el ámbito de la educación entregamos Becas de Enseñanza Media, contamos con el programa Mejor Liceo y de Educación Ambiental, además de prácticas curriculares y formación de habilidades directivas.

En materia medioambiental es importante destacar que E.CL ya ha implementado más del 50% del Proyecto de Reducción de Emisiones, que significa una inversión cercana a los US$ 170 millones. Durante el año 2012, se pusieron en marcha 4 filtros de manga, con lo que la compañía finalizó el año con 5 filtros de manga instalados, de un total de 6, lo que le permitirá cumplir de forma adelantada con la Norma de Emisiones para Centrales Termoeléctricas. Además de éstos, se ha avanzado en los trabajos incluyen la instalación de sistemas de desulfurización y reducción de óxidos en unidades que suman cerca de 800 MW de capacidad instalada.

En relación a la calidad del aire, desde hace varios años la empresa viene implementando iniciativas en Tocopilla con el fin de disminuir las emisiones de material particulado. Durante el año 2012 las principales acciones desarrolladas fueron la selección, evaluación y adquisición de combustibles sólidos con bajo contenido de cenizas. Además, estos combustibles al ser almacenados fueron tratados con productos supresores de polvo. Las emisiones de material particulado en la Central Tocopilla para el año fueron 61% más bajo de lo que establece la norma. También se implementó un sistema que permite a la estación de E.CL que monitorea de la calidad del aire de la ciudad

estar en línea a través del sitio web implementado por la autoridad y con acceso a todo público.

En lo que se refiere a nuestra gente, hemos continuado con la Academia de Liderazgo, orientado a potenciar las capacidades de los ingenieros jóvenes; y con el Sistema de Gestión de Competencias, lo que implica formalizar las experiencias y conocimientos de los trabajadores y de ese modo acceder a mejores posiciones al interior de la compañía.

Además, cabe consignar que actualmente existe un aumento en la demanda de profesionales en la zona norte de Chile, lo que podría conllevar a un escenario de déficit de profesionales en los próximos años. En este contexto en el 2012 el área de reclutamiento y selección se perfiló como estratégica y desarrolló estrategias que apuntaron a la atracción temprana de talentos.

Orientado también a nuestros colaboradores se llevó a cabo una campaña interna llamada ADN con el fin de lograr el alineamiento con la estrategia de la compañía y de ese modo potenciar el trabajo en equipo y los resultados de mediano y largo plazo.

Durante el año se mantuvo el énfasis en los temas de seguridad, aumentando el programa de caminatas y poniendo énfasis en el cumplimiento de las 12 Reglas Claves para cuidar la vida de todos los trabajadores.

Otro de los logros alcanzados fue que a fines de año E.CL se convirtió en la primera empresa eléctrica del país en recibir la certificación por ley 20.393, que permite entregar transparencia en los negocios y sanciona a la persona jurídica por delitos de financiamiento del terrorismo, lavado de activos y cohecho a funcionarios públicos.

Con orgullo les quiero contar también que E.CL figura entre las empresas chilenas que tienen estándares internacionales de transparencia corporativa. Según el "Estudio de Inteligencia de Negocios", en Chile hay once empresas que alcanzan un estándar internacional de entrega de información al mercado a través de sus páginas web y entre ellas se encuentra nuestra compañía.

Quiero despedirme agradeciendo a todos ustedes y a aquellos que conforman los grupos de interés de E.CL. El crecimiento que ha experimentado la compañía, es posible gracias a la cooperación de todos y si nosotros crecemos, también lo hace el país, nuestros vecinos y todos aquellos que nos rodean. Tengan la certeza de que avanzaremos de manera sostenible y con respeto por el entorno, pues en cada una de nuestras decisiones consideramos no sólo la variable económica sino también los aspectos ambientales y sociales. Somos inclusivos y estamos convencidos de la importancia de generar valor compartido.

Les extiendo nuevamente la invitación a seguir acompañándonos para alcanzar los sueños y desafíos que tenemos por delante.

JAN FLACHET
PRESIDENTE

02 IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD

RAZÓN SOCIAL:
E.CL S.A.

DOMICILIO LEGAL:
Avenida El Bosque Norte N° 500, Oficina 902,
Las Condes, Santiago, Chile.

ROL ÚNICO TRIBUTARIO:
88.006.900-4.

TIPO DE ENTIDAD:
Sociedad Anónima Abierta.

INSCRIPCIÓN EN EL REGISTRO DE VALORES:
N° 273 del 23 de julio de 1985.

AUDITORES EXTERNOS:
Deloitte Auditores y Consultores Ltda.

ASESORÍA LEGAL EXTERNA:
Estudio Prieto & Cía.

DIRECCIONES

OFICINA CENTRAL:
Avenida El Bosque Norte N° 500,
Oficina 902, Las Condes, Santiago, Chile
Teléfono: (56-2) 2353 3200
Fax: (56-2)2353 3210

OFICINA EN ANTOFAGASTA:
Rómulo Peña N° 4008, Antofagasta, Chile
Teléfono: (56-55) 642 900
Fax: (56-55) 642 979

CENTRAL TERMOELÉCTRICA MEJILLONES:
Camino a Chacaya N° 3910, Mejillones, Chile
Teléfono: (56-55) 658 100
Fax: (56-55) 658 099

DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS

E.CL S.A. (antes Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A. o Edelnor S.A.), formada con aportes de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa) y de la Corporación de Fomento de la Producción (Corfo), fue constituida por escritura pública de fecha 22 de octubre de 1981, otorgada en la Notaría de don Enrique Morgan Torres, bajo la razón social de Empresa Eléctrica del Norte Grande Limitada, cuyo extracto fue inscrito a fojas 556 vuelta, N° 314 en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Antofagasta y publicado en el Diario Oficial el 7 de noviembre de 1981.

Desde su constitución, E.CL ha experimentado varias modificaciones, de entre las cuales, las más importantes son las siguientes:

Por escritura pública de 30 de septiembre de 1983, otorgada en la Notaría de Santiago de don Enrique Morgan Torres, cuyo extracto fue inscrito a fojas 467, N° 244 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Antofagasta correspondiente al año 1983 y publicado en el Diario Oficial el 3 de noviembre de 1983, E.CL (en ese entonces Edelnor) se transformó en una sociedad anónima abierta de duración indefinida, transada en las Bolsas de Valores del país.

En Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 25 de octubre de 1988, cuya acta fue reducida a escritura pública el 9 de noviembre de 1988 en la Notaría de Antofagasta de don Vicente Castillo Fernández, cuyo extracto fue inscrito a fojas 1.141, N° 437 del Conservador de Bienes Raíces de Antofagasta correspondiente al año 1988, y publicado en el Diario Oficial el 3 de enero de 1989, se acordó dividir la sociedad a partir del 1 de julio de 1988, en una sociedad continuadora de la misma que conserva su razón social, y tres nuevas sociedades anónimas abiertas: la Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. (Elecda S.A.), la Empresa Eléctrica de Iquique S.A. (Eliqsa S.A.), y la Empresa Eléctrica de Arica S.A. (Emelari S.A.).

Por escritura pública de 13 de marzo del 2002, otorgada en la Notaría de Antofagasta de doña María Soledad Santos Muñoz, se redujo el acta de la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con la misma fecha, en la cual se acordó modificar los estatutos sociales en lo relativo al domicilio social, trasladándolo desde la ciudad de Antofagasta a la ciudad de Santiago, comuna de Las Condes. Un extracto de esa escritura fue inscrito a fojas 8.180, N° 6.673 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 2002 y fue publicado en el Diario Oficial el 23 de marzo de 2002.

Por escritura pública de fecha 2 de junio de 2004, otorgada en la Notaría de Santiago de don Fernando Opazo Larraín, se redujo el acta de la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el día 26 de abril de 2004, en la cual se acordó la modificación del capital de la sociedad con el objeto de expresar su capital social en dólares de los Estados Unidos de América. Un extracto de dicha escritura fue inscrito a fojas 17.684, N° 13.314 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 2004.

En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 29 de diciembre de 2009, cuya acta fue reducida a escritura pública con esa misma fecha en la Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo, cuyo extracto fue inscrito a fojas 3581, N° 23 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 2010, y publicado en el Diario Oficial el 22 de enero de 2010, se acordó:

a) Fusionar a E.CL S.A. con Inversiones Tocopilla-1 S.A. (también "Tocopilla" o la "Sociedad Absorbida"), mediante la absorción de esta última por E.CL S.A., como consecuencia de lo cual se disolvió Inversiones Tocopilla-1 S.A., transmitiendo a la sociedad en bloque la totalidad de sus activos y pasivos, y recibiendo sus accionistas como única contraprestación acciones que emitió E.CL en la forma y plazos acordados por dicha Junta de Accionistas.

b) Aprobar los estados financieros, informes periciales y demás antecedentes que sirven de base al proceso de fusión y fueron sometidos a la consideración de la Junta, referidos en la letra (a) de la Proposición de Acuerdo Anterior; así como la aprobación de todas y cada una de las bases o principios propuestos para llevar a cabo el proceso de fusión, indicados en la Proposición de Acuerdo Anterior.

c) Con motivo de la fusión de la sociedad con Inversiones Tocopilla-1 S.A., y conforme las bases de la misma, aumentar el capital social en la suma de US$ 705.404.607,11 mediante la emisión de 604.176.440 nuevas acciones, sin valor nominal, de la misma serie y de igual valor que las restantes acciones de la Sociedad.

En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 27 de abril de 2010, cuya acta fue reducida a escritura pública el 4 de mayo de ese mismo año ante el Notario de Santiago don Iván Torrealba Acevedo, y cuyo extracto fue inscrito a fojas 22.767, número 15.578 en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 2010 y se publicó en el Diario Oficial el 11 de mayo de 2010., se modificaron los estatutos de la Compañía con el fin de sustituir el nombre de la Sociedad por "E.CL S.A.", pudiendo también usar o identificarse para cualquier efecto con la sigla "E.CL".

Finalmente, y conforme escritura pública de declaración de fecha 30 de marzo de 2011 reducida ante el Notario de Santiago don Iván Torrealba Acevedo, se declaró la disminución de capital social de pleno derecho.

OBJETO SOCIAL

La producción, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica; la compra, venta y transporte de toda clase de combustibles (líquidos, sólidos o gaseosos); la prestación de servicios de consultoría en todos los ámbitos y especialidades de la ingeniería y de la gestión de empresas; y la prestación de servicios de mantención y reparación de sistemas eléctricos.

MISIÓN Y VISIÓN

MISIÓN

"Producir, transportar y distribuir energía, para dar soluciones a nuestros clientes, creando valor para nuestros accionistas, a través de la operación eficiente de nuestros activos y el desarrollo de proyectos de generación y transmisión".

VISIÓN

"Ser reconocidos como una empresa de servicios esenciales que hace bien las cosas, aportado valor sostenible a tu vida".

"Tu socio esencial".

ADAPTACIÓN Y TRADUCCIÓN DE LA ESTRATEGIA

El constante cambio del escenario de la industria eléctrica, una comunidad cada vez más organizada y con una creciente conciencia ambiental, mayores exigencias de todas las partes interesadas, han propiciado la revisión permanente de la estrategia y el alineamiento de ésta hacia los trabajadores, lo que ha llevado a definir una versión simplificada del mapa estratégico y a implementar campañas de difusión dirigidas a todos los colaboradores de la empresa.

Debido a las características dinámicas y cambiantes del mercado, se ha previsto una revisión bi-mensual de la estrategia de corto y mediano plazo a través de la materialización de Reuniones de Análisis Estratégico, en conformidad con la agenda estratégica definida para el año 2012.

ALINEAMIENTO DE LA ESTRATEGIA

Con el objeto de reforzar el alineamiento estratégico, durante el año se mantuvo el proceso participativo con los colaboradores de la empresa, a través de:

- La Difusión de Temas Estratégicos realizada por la Gerencia General en forma trimestral en los diferentes centros de trabajo de la empresa, con el fin de mostrar los resultados y comunicar los temas estratégicos;

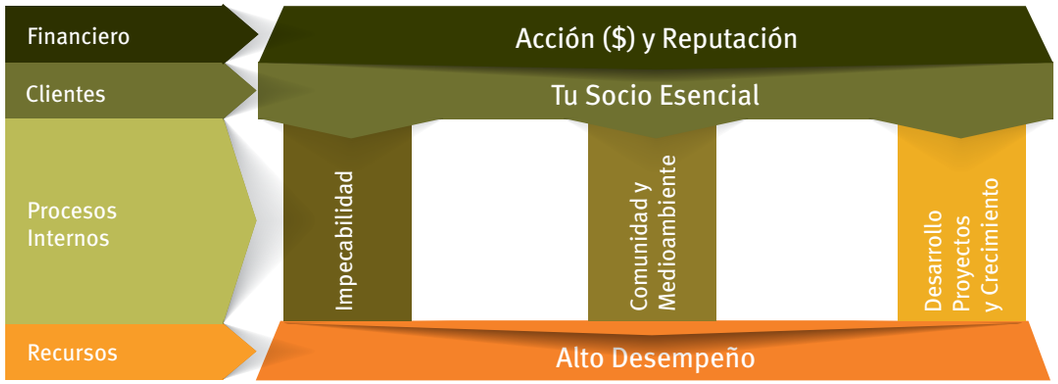
- La implementación de la campaña de alineamiento estratégico “ADN” (Alineamiento, Desempeño, Negocio), cuyo objetivo es alinear colaboradores y procesos con la estrategia y comunicar a cada trabajador cómo su labor aporta a la estrategia E.CL.

- La comunicación por la línea, en la que cada jefatura refuerza ideas y conceptos estratégicos con su equipo de trabajo.

MONITOREO DE LA ESTRATEGIA

El monitoreo de la estrategia se realizó al finalizar el año 2012. Así la Administración de la empresa identificó y definió las prioridades o focos para el año 2013. Es así que la Gerencia General definió los objetivos de cada Vicepresidencia, los que a través del proceso de alineamiento en cascada definieros los objetivos individuales de las Jefaturas vinculándose al proceso de evaluación de desempeño.

En el año 2012, se logró aplicar scorecard globales para cada área y 239 tableros de gestión para las jefaturas.



03 PROPIEDAD Y CONTROL

ESTRUCTURA DE PROPIEDAD

E.CL es controlada por el Grupo GDF SUEZ en forma directa a través de Suez Energy Andino S.A., titular de 430.793.979 acciones, y en forma indirecta a través de Inversiones Mejillones-1 S.A., titular de 124.975.240 acciones, sin valor nominal y de serie única, cuya participación alcanza en total a un 52,77%. El 47,23% restante de las acciones de E.CL se transa públicamente en la Bolsa de Comercio de Santiago a partir de enero de 2011, fecha en que la Corporación Nacional del Cobre de Chile (Codelco) vendió en la Bolsa de Comercio de Santiago bajo el método "subasta de libro órdenes" 424.251.415 acciones que eran de su propiedad en forma directa y las que tenía en Inversiones Mejillones-2 S.A., que en total representaban el 40% del capital accionario de la sociedad.

Suez Energy Andino S.A. es una sociedad anónima cerrada chilena, cuyos únicos accionistas son Suez-Tractebel , titular del 99,99% de las acciones emitidas por la sociedad, y Suez Energy South America Participacoes Ltda., titular del 0,01% restante.

GDF SUEZ constituye un grupo internacional industrial y de servicios, protagonista del desarrollo sostenible que aporta a las empresas, a las colectividades y a los particulares, soluciones innovadoras para la energía y para el medio ambiente.

Las acciones de GDF Suez están listadas en las bolsas de valores de Bruselas, Luxemburgo y París, y se encuentran representadas en los siguientes índices internacionales: CAC 40, BEL 20, DJ Stoxx 50, DJ Euro Stoxx 50, Euronext 100, FTSE Eurotop 100, MSCI Europe and ASPI Eurozone.

GDF SUEZ sitúa el crecimiento responsable en el núcleo de sus actividades para hacer frente a los grandes desafíos energéticos y medioambientales: responder a las necesidades energéticas, garantizar la seguridad de suministro, luchar contra el cambio climático y optimizar el uso de los recursos.

En esa línea, el Grupo propone soluciones eficaces e innovadoras a los particulares, las ciudades y las empresas, basándose en una cartera de aprovisionamiento de gas diversificada, un parque de producción eléctrica flexible y poco emisor de CO_2 y unas competencias únicas en cuatro sectores clave: el gas natural licuado, los servicios para la eficiencia energética, la producción independiente de electricidad y los servicios orientados al medio ambiente.

Actualmente, el capital social de E.CL se encuentra dividido en 1.053.309.776 acciones sin valor nominal y de serie única. Al 31 de diciembre de 2012, la totalidad de las acciones se encuentran suscritas y pagadas.

NÓMINA DE MAYORES ACCIONISTAS

PORCENTAJE POR TIPO DE ACCIONISTA

Tipo de accionista	Nº de Accionistas	Total Acciones	Porcentaje de Participación
Persona Natural	1.469	6.491.078	1%
Persona Jurídica	485	1.046.818.698	99%
Total	1.954	1.053.309.776	100%

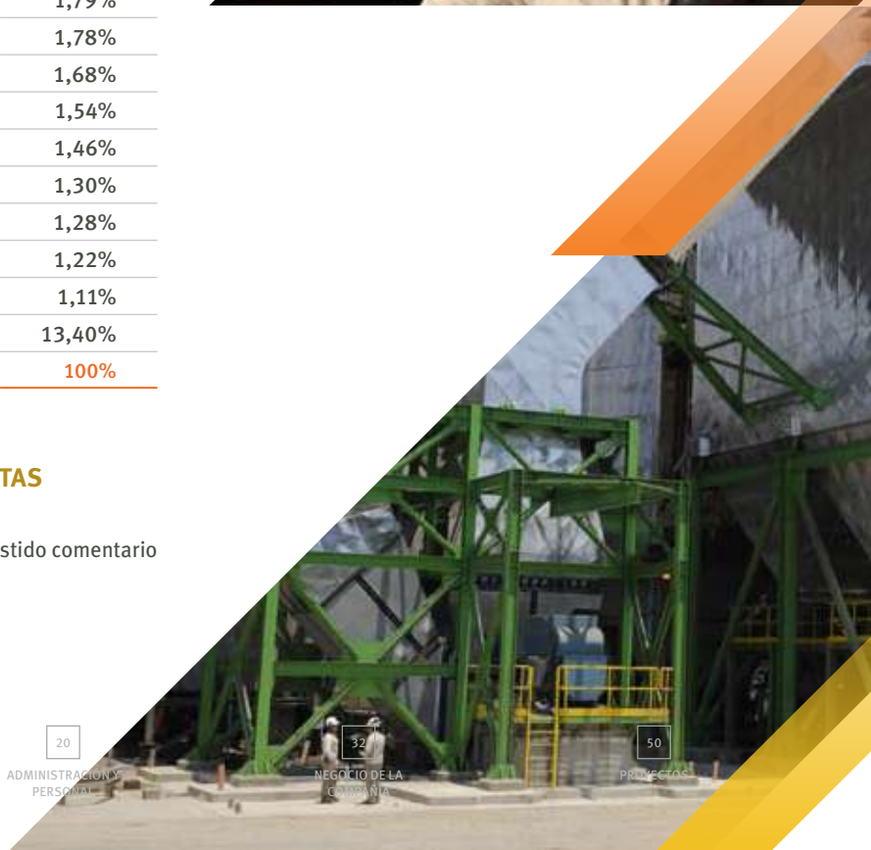
Nombre o Razón Social	Número de acciones suscritas	Número de acciones pagadas	Porcentaje de Participación
Suez Energy Andino S.A.	430.793.979	430.793.979	40,90%
Inversiones Mejillones S.A.	124.975.240	124.975.240	11,87%
Banco de Chile por Cuenta de Terceros No Residentes	40.976.967	40.976.967	3,89%
Banco Itau por Cuenta de Inversionistas	31.379.790	31.379.790	2,98%
AFP Provida S.A. para Fondo Pensión C	26.255.417	26.255.417	2,49%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo B	20.530.519	20.530.519	1,95%
AFP Habitat S.A. Fondo Tipo B	20.395.938	20.395.938	1,94%
AFP Habitat S.A. Para Fondo Pensión C	20.035.390	20.035.390	1,90%
Banco Santander por Cuenta de Inversionistas Extranjeros	19.606.924	19.606.924	1,86%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo A	19.390.338	19.390.338	1,84%
AFP Cuprum S.A. Fondo Tipo A	19.119.003	19.119.003	1,82%
AFP Capital S.A. Fondo de Pensión Tipo A	18.906.718	18.906.718	1,79%
AFP Habitat S.A. Fondo Tipo A	18.751.456	18.751.456	1,78%
AFP Capital S.A. Fondo de Pensión Tipo C	17.658.469	17.658.469	1,68%
AFP Capital S.A. Fondo de Pensión Tipo B	16.219.908	16.219.908	1,54%
Celfín Capital S.A. Corredores de Bolsa	15.419.698	15.419.698	1,46%
AFP Cuprum S.A. Fondo Tipo B	13.743.186	13.743.186	1,30%
AFP Cuprum S.A. Para Fondo Pensión C	13.465.264	13.465.264	1,28%
Larraín Vial S.A. Corredora de Bolsa	12.889.715	12.889.715	1,22%
Banchile Corredores de Bolsa S.A.	11.695.913	11.695.913	1,11%
Otros	141.099.944	141.099.944	13,40%
Total	1.053.309.776	1.053.309.776	100%

TRANSACCIONES DE ACCIONES

No hubo compras o ventas de acciones de la sociedad en el registro de accionistas de la Compañía durante el año 2012 por los accionistas mayoritarios, presidente, directores, gerente general y principales ejecutivos de la sociedad.

SÍNTESIS DE COMENTARIOS Y PROPOSICIONES DE ACCIONISTAS

Al 31 de diciembre de 2012 no ha existido comentario y/o proposición de accionistas.



GOBIERNO CORPORATIVO

E.CL cuenta con un Código de Gobierno Corporativo, que tiene por objeto sistematizar las prácticas y formas de actuación de los distintos estamentos de E.CL, enmarcando dentro de los lineamientos de este Código las actuaciones de los directores, gerente general, vicepresidentes y ejecutivos principales, asegurando así el cumplimiento de estrictos estándares de control, ética y transparencia empresarial. En efecto, los contenidos del Código implican en algunos casos exigencias mayores o adicionales a las establecidas en la ley.

Durante el año 2012 se trabajó para implementar la NCG 341 de la SVS de 2012 que establece normas para la difusión de información respecto de Prácticas de Gobierno Corporativo voluntariamente adoptadas por la Sociedad, la que exige una exposición correcta, precisa, clara y resumida, de la manera en que se ha adoptado cada práctica indicada en dicha norma, o bien, las razones por las que se ha decidido no adoptar alguna de ellas. Para tales efectos, la referida información deberá enviarse, a más tardar el 30 de junio de 2013 a la SVS y a las bolsas de valores, así como ponerla a disposición del público en nuestro sitio de Internet, a fin de facilitar a los diversos actores del mercado, conocer y evaluar el compromiso de nuestra empresa en el cumplimiento y perfeccionamiento continuo de nuestras prácticas de Gobierno Corporativo. Muchas de las prácticas sugeridas en la NCG 341 ya se encuentran recogidas en el Código de Gobierno Corporativo de E.CL, como por ejemplo el tratamiento por el directorio de los potenciales conflictos de interés que puedan surgir en el ejercicio del cargo de director, así como el procedimiento de inducción a cada nuevo director acerca de la sociedad, sus negocios, riesgos, sus principales políticas, criterios contables, controles y procedimientos.

04 ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL

4 CARTA DEL PRESIDENTE
10 IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD
16 PROPIEDAD Y CONTROL
20 ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL
32 NEGOCIO DE LA COMPAÑÍA
50 PROYECTOS

DIRECTORIO

La empresa es administrada por un Directorio compuesto por siete miembros titulares y sus respectivos suplentes, el que fue elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de 2011.

De acuerdo a los estatutos sociales de E.CL, los directores permanecen dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos para un próximo periodo.

El Directorio nombra, entre sus integrantes, a un Presidente, un Vicepresidente y designa al Gerente General.

El Directorio fue elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 14 de abril de 2011. La composición del Directorio al 31 de diciembre de 2012 era la siguiente:

PRESIDENTE

1 Jan Flachet
Ingeniero Electromecánico
Rut 14.744.021-9

DIRECTORES

2 Karen Poniachik Pollak
Periodista
RUT 6.379.415-5

3 Guy Richelle
Ingeniero Nuclear
PASSPORT EH 957480

4 Manlio Alessi R.
Economista
Rut 14.746.419-3

5 Juan Clavería A.
Ingeniero Civil
Rut 9.433.303-2

6 Pablo Ihnen de la Fuente
Ingeniero y Economista
RUT 6.866.516-7

7 Cristián Eyzaguirre J.
Economista
Rut 4.773.765-6

REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO

En conformidad con lo dispuesto en la Ley N°18.046, la Junta General de Accionistas celebrada el 24 de abril de 2012, acordó que la remuneración del directorio para el ejercicio 2012 fuera el equivalente de 160 U.F. por cada mes calendario y que para el Presidente fuera el equivalente a 320 U.F. Estableció también que los directores suplentes no tendrán derecho a remuneración alguna por el desempeño de sus cargos. Las remuneraciones anteriores son sin perjuicio de otras que los directores puedan percibir por empleos o funciones distintas a su calidad de tales, en cuyo caso esas remuneraciones deberán ser aprobadas o autorizadas por el directorio y cumplir con los demás requisitos y exigencias que la ley establece.

E.CL, en el ejercicio 2012, no pagó asesorías adicionales a ningún miembro del Directorio de la sociedad y efectuó gastos durante el año 2012 por US$ 93.929 por asesorías y gastos generales para el Directorio.

Las remuneraciones brutas percibidas por los integrantes del Directorio, durante el ejercicio 2011 y 2012, incluidas aquellas recibidas por los directores por su participación en el Comité de Directores, expresadas en miles de dólares, fueron las siguientes:

	Directorio	
	2011 MUS$	2012 MUS$
Jan Flachet	155	160
Juan Clavería	94	100
Manlio Alessi	80	72
Guy Richelle	28	15
Peter Hatton	7	22
Cristian Eyzaguirre	94	100
Karen Poniachik	94	78
Jorge Bande	21	21
Pablo Ihnen	80	59
Marc Debyser*	7	8
Willem Van Twembeke*	21	21
Dante Dell"Elce*	15	-
Luis Eduardo Prieto*	8	-
Total	662	656

* Directores Suplentes.

COMITÉ DE DIRECTORES

Si bien recién para el año 2012 se hizo obligatorio para E.CL contar con un Comité de Directores en cumplimiento del artículo 50 bis de la Ley 18.046, E.CL se acogió voluntariamente el año 2011 y constituyó el Comité de Directores, el cual se mantiene integrado desde su comienzo y hasta el 31 de diciembre de 2012, por los directores, doña Karen Poniachik Pollak, don Juan Clavería Aliste y don Cristián Eyzaguirre Johnston.

La Junta General de Accionistas celebrada el 24 de abril de 2012, acordó que la remuneración del Comité de Directores para el ejercicio fuera el equivalente a 55 U.F. por cada mes calendario y aprobó un presupuesto anual de 2.000 U.F., con cargo al cual se efectuaron gastos ascendentes a US$ 66.338 para la contratación de estudios y asesorías.

Durante el año 2012, el Comité de Directores desarrolló las siguientes actividades:

a) Examinó y se pronunció respecto de los estados financieros trimestrales de la Sociedad durante el año 2012.

b) Informó al Directorio respecto de la conveniencia de contratar a Deloitte Auditores y Consultores Ltda. para la prestación de los servicios de asesoría que la Sociedad pueda requerir en relación con sus procesos de gestión, control o certificación, que no formen parte de la auditoría externa, cuando ellos no se encuentren prohibidos de conformidad a lo establecido en el artículo 242 de la Ley 18.045.

c) Examinó los antecedentes de las operaciones realizadas por la Sociedad con partes relacionadas, comprendidas en el Título XVI de la Ley Nº 18.046. Al respecto, el Comité manifestó su opinión favorable a la aprobación y ejecución de la proposición de celebrar los siguientes actos y contratos:

1. Mandato a Eólica Monte Redondo para que, actuando a nombre propio pero por cuenta y riesgo de E.CL, compre y adquiera de

Endesa S.A. el total de la energía que genere la Central Taltal con el gas natural licuado regasificado (GNLR) adquirido por E.CL, y venda e inyecte dicha energía en mercado Spot del SIC.

2. Contrato de asesoría con Solgas S.A. en virtud del cual ésta asesore y fiscalice el contrato de suministro de GNLR a Endesa S.A.

3. Contrato de arrendamiento de parte de las oficinas de E.CL a Electroandina S.A.

4. Contrato de prestación de servicios de asesoría corporativa con Electroandina S.A., por el cual E.CL le prestará sus servicios como asesor corporativo en las áreas de estrategia y planificación, control financiero contable, tributación, negociación, financiera, legal, ingeniería, ambientales, soporte técnico y otras.

5. Contrato de prestación de servicios de asesoría en materias de ingeniería de proyectos, ambientales y otras, con Eólica Monte Redondo, que fueren necesarias para llevar adelante la construcción y operación de la central Laja II, en las oportunidades que esta última lo requiera durante la vigencia del contrato.

6. Contrato de asesoría en virtud del cual E.CL encargó a Tractebel Engineering S.A., mediante la celebración de dos contratos, el estudio de las tecnologías y soluciones aplicadas para la extracción y recuperación de carbón no-quemado, y el estudio para la instalación de turbinas tipo FRANCIS/KAPLAN en la descarga de agua de las Unidades CTM2, CTM3, CTA y CTH.

7. Contrato de arrendamiento de la línea de transmisión Crucero-Lagunas 1, de una longitud de 174 km, a la filial Edelnor Transmisión S.A.

8. Contrato de venta a GNL Mejillones de las líneas de transmisión Chacaya-GNLM de 110 kV y Mejillones-City Gate de 23 kV.

9. Contrato de operación y mantenimiento con Edelnor Transmisión para la línea de transmisión Crucero-Lagunas 1.

10. Cesión a Gasoducto Nor Andino S.A. del crédito que E.CL tiene en contra de YPF, por concepto del Acuerdo Transaccional suscrito en 2010, en pago de la deuda que Gasoducto Norandino S.A. tiene para con GNAA por concepto de tarifas por transporte de gas, la cual se extinguiría hasta por el monto del pago.

11. Suscripción con GNL Mejillones de un programa de entregas del gas (“ADP”) para el año 2013, de conformidad con el Term Sheet convenido entre las partes para el uso del terminal de regasificación ubicado en Mejillones.

12. Pago a Eólica Monte Redondo a título de compensación monetaria por los equipos eléctricos de propiedad de ésta última utilizados por E.CL en la Central Tamaya.

13. Aceptación del financiamiento ofrecido por GDF Suez para el desarrollo del Proyecto “Red Lizzard” consistente en la construcción de una planta de concentración solar de tecnología Fresnel, que produce vapor a través de energía termo solar mediante espejos planos, para ser inyectado en la turbina de vapor de la Unidad CTM1, y de la venta y cesión a GDF Suez de la ingeniería, conocimientos y know how que deriven del mismo.

14. Contrato de asesoría con Tractebel Engineering S.A., con el objeto que dicha empresa preste asesoría técnica en relación

con el Proyecto Hades, consistente en la construcción de una planta piloto eólica en Calama.

15. Refinanciamiento de las deudas de Inversiones Hornitos S.A., mediante la prórroga o modificación de los créditos actualmente vigentes contra ésta, o mediante el otorgamiento de un nuevo crédito, con una tasa de interés LIBOR 180 más 3,55%, y una comisión up-front del 1,75% del monto del crédito más IVA.

16. Compra a Eólica Monte Redondo de Acreditaciones de generación de ERNC de conformidad con lo dispuesto en el artículo 150 Bis en la Ley General de Servicios Eléctricos hasta por 55.5 GWh para E.CL y 26.0 GWh para CTH.

17. Extensión de la asesoría contratada con Tractebel Engineering S.A., en relación con la segunda fase de negociaciones con los interesados en participar en el proyecto de construcción de dos unidades carboneras en Mejillones (proyecto Infraestructura Energética Mejillones).

18. Contratación de Tractebel Engineering S.A. en calidad de "Owner's Engineering" para que asesore a la Sociedad en su relación con las empresas que desarrollen los trabajos preliminares del proyecto Infraestructura Energetica Mejillones.

19. Contrato de asesoría con Tractebel Engineering S.A., mediante la celebración de dos contratos de asesoría, en relación con el Proyecto de Parque Eólico Calama, para efectos de que dicha empresa preste a la Sociedad asistencia técnica para la preparación de las bases de licitación necesarias para la contratación de los estudios de vientos requeridos por el proyecto, efectuar las aclaraciones y comparaciones técnicas de las ofertas, y realizar la evaluación de las mismas, y asistencia técnica para la preparación de las especificaciones técnicas necesarias para la contratación de los estudios geotécnicos requeridos por el proyecto.

20. Contrato de asesoría con Tractebel Engineering S.A. en relación con el proyecto de "Life Time Extension" comprendido en el Proyecto Black Fox, consistente en la instalación de un filtro de mangas en la Central Termoeléctrica Tocopilla y Central Térmica Mejillones.

d) Examinó los sistemas de remuneraciones y planes de compensación de los gerentes, ejecutivos principales y trabajadores de la sociedad.

e) Informó al Directorio respecto de la conveniencia de contratar a Deloitte Auditores y Consultores Ltda. para la realización de un curso de capacitación en Normas IFRS, por estimar que la naturaleza de tales servicios no genera un riesgo de pérdida de independencia de la referida empresa de auditoría externa y que éstos no se encuentran prohibidos de conformidad con lo establecido en el artículo 242 de la Ley 18.045.

ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

JAN FLANCHET
Presidente

↓

LODEWIJK J. VERDEYEN
CEO

↓

- **STEPHEN LEONARD BURTON** – Vice Presidente Operaciones
- **ENZO OCTAVIO QUEZADA ZAPATA** – Vice Presidente Comercial
- **CARLOS FREITAS** – Vice Presidente Servicios Compartidos
- **JUAN ALEJANDRO LORENZINI LORENZINI** – Vice Presidente Desarrollo de Negocios
- **JACOBUS JOZEF AUGUSTINUS STUIJT** – Vice Presidente Planificación y Sustentabilidad
- **ANIBAL JUAN PRIETO LARRAÍN** – Vice Presidente Asuntos Corporativos

1

2

3

5

PRINCIPALES EJECUTIVOS

al 31 de Diciembre de 2012

1 Lodewijk J. Verdeyen
CEO
Ingeniero Civil Electrotécnico-Mecánico
RUT 21.648.094-5

2 Stephen Burton
Vice Presidente de Operaciones
Power Engineer
Rut 22.898.647-K

3 Carlos Freitas
Vice Presidente de Servicios Compartidos
Ingeniero de producción
Rut 21.620.971-0

4 Enzo Quezada Z.
Vice Presidente Comercial
Ingeniero Civil Eléctrico
Rut 9.409.711-8

5 Anibal Prieto L.
Vice Presidente de Asuntos Corporativos
Abogado
Rut 9.387.791-8

6 J.Alejandro Lorenzini L.
Vice Presidente Desarrollo de Negocios
Ingeniero Civil
Rut 7.117.521-9

7 Jacobus Stuijt
Vice Presidente de Planificación y Sustentabilidad
Ingeniero Químico
Rut 14.571.447-8

REMUNERACIONES DE LOS GERENTES

Remuneración de Gerentes y Ejecutivos Principales	31-12-2012 MUS$
Remuneraciones de Gerentes y Ejecutivos Principales y Dietas [1]	3.780,40
Total	3.780,40

DOTACIÓN DE PERSONAL

DOTACIÓN DE LA EMPRESA POR NIVEL PROFESIONAL A DICIEMBRE 2012:

	Ingenieros	Técnicos	Otros Profesionales	Total
Generación	141	381	4	526
Transmisión	29	81	1	111
Administración y Apoyo	96	55	10	161
Distrinor	11	5	-	16
Totales	277	522	15	814

ACTIVIDADES DE RECURSOS HUMANOS

DESARROLLO ORGANIZACIONAL

Reclutamiento y Selección

Durante el año 2012, Reclutamiento y Selección se perfiló como una unidad estratégica para los objetivos de la Gerencia de Recursos Humanos. Los años anteriores, particularmente las acciones llevadas a cabo el 2011, permitieron que el área de reclutamiento y selección funcionara probadamente como un área estructurada, eficiente y eficaz.

Actualmente, existe un aumento en la demanda de profesionales, principalmente en la zona norte de nuestro país cuyo escenario conllevaría un déficit de profesionales en los próximos años. En este contexto, es que el área de Reclutamiento y Selección desarrolló estrategias que apuntaron a la atracción temprana de talentos a nuestra empresa.

En el marco de esto, es que E.CL ha sido partícipe de Iniciativas corporativas orientadas a la búsqueda constante de talentos jóvenes en la región interesados en unirse a nuestras principales áreas de negocio de las operaciones de energía. Lo anterior, se ha hecho posible a través de plataformas de reclutamiento y las redes sociales, cuyo objetivo es establecer un diálogo continuo entre potenciales candidatos y la empresa. Junto con esto, es importante agregar que durante el 2012 se efectuaron 59 contrataciones.

Retención de Personal Clave

En el mes de Agosto y Septiembre, Suez University, en conjunto con E.CL organizó el seminario “Interpersonal Effectiveness 1”, y “Leadership & Change Management 1”, (versión español) en Antofagasta en el cual participaron más de 40 trabajadores tanto de E.CL como de las otras empresas del grupo (Argentina, Panamá, y Brasil).

La iniciativa responde a una estrategia de poner al alcance de los trabajadores de la Compañía cursos de primer nivel para el desarrollo de habilidades blandas que mejoren la eficacia interpersonal. El seminario tuvo una orientación práctica que fue ampliamente valorada por los participantes.

Durante los meses de noviembre y diciembre, el área de Recursos Humanos organizó además el último seminario de este año en la región, “Finanzas para no Financieros”, “Interpersonal Effectiveness 2”, “Leadership & Change Management 2”, interesantes contenidos de la programación de Suez University orientado a ejecutivos que tienen a cargo la responsabilidad de gestionar y desarrollar equipos de trabajo.

Programas de Inducción

El Programa de Inducción de la Compañía, se ha realizado este año a todas las contrataciones nuevas de la compañía. El programa consiste en una malla con contenidos obligatorios, incluye interesantes prácticas como reuniones individuales con personal clave de la Compañía y visitas guiadas a las diferentes plantas y sitios. Junto con este proceso de inducción más personalizada, se ha implementado la entrega de un Kit de bienvenida y el rediseño del Manual para la Gestión de las Personas, de acuerdo a la nueva imagen corporativa. Se incorporó un video institucional en el cual los propios trabajadores destacan los principales atributos de la Empresa.

Desarrollo Profesional

Durante al año se continuó con el programa de Liderazgo desarrollado por medio de la Academia de Liderazgo en que participó la Universidad de Concepción como ente ejecutor. Este programa, iniciado en Diciembre de 2011 culminó en Diciembre de 2012 y permitió que 30 ingenieros jóvenes pudieran afianzar su estilo de liderazgo y gestión de personas, recibiendo entrenamiento en innovación, seguridad y prácticas para su propio desarrollo y el de sus colaboradores.

También culminó el segundo programa de Máster en Prevención de Riesgos, en el que 28 ingenieros terminaron el programa semi-presencial de 18 meses de duración, quienes están a la fecha realizando sus proyectos de título con la Universidad Politécnica de Cataluña.

Capacitación

Se ha continuado con la misma estructura de períodos anteriores categorizando las actividades en 4 programas:

-Programa de formación Técnica, para aumentar las competencias técnicas, como también el cierre de brechas entre competencias exigidas y competencias demostradas. Todos estos programas ligados directamente con las líneas del negocio en el ejercicio diario del puesto de trabajo.

-Programa de calidad, medioambiente y seguridad, corresponde a la instrucción en técnicas y herramientas adecuadas para la solución de conflictos y mejoras en los procedimientos de las áreas de la compañía.

-Programa de formación administrativa, corresponde a todas las capacitaciones no consideradas en las categorías anteriores las que comprende en su mayoría cursos de habilidades blandas y de TI.

-Programa de Formación en Idiomas.

Programa de Inglés.

A partir de Febrero de 2012 comenzó el programa de Ingles en 3 sitios del Norte, Mejillones, Tocopilla y Antofagasta, con 70 alumnos, 30 alumnos, y 25 alumnos respectivamente con clases presenciales semanalmente. El programa está enfocado en las 4 habilidades que son leer, escuchar, escribir y hablar.

Proceso de Evaluación de Desempeño

Se implementó, la plataforma de evaluación del desempeño, para todos los trabajadores de la compañía, forjando un sistema más eficiente en el uso del tiempo por evaluación debido a su fácil uso. El sistema utiliza una cuenta personal por cada empleado y mejora la obtención de datos que se usarán como como inputs en otros procesos del área como Detección de Necesidades de Capacitación y Objetivos

personales de los evaluados. El proceso fue diseñado para asegurar su objetividad y transparencia, alineando los objetivos de la compañía con los de cada trabajador, detectando sus potencialidades y debilidades.

Las mejoras introducidas incluyen el cambio desde "notas" a conceptos asociados a una detallada identificación de cumplimiento, la reformulación del sistema de anotación de hechos relevantes, para facilitar su uso y poder utilizar las herramientas de nuestro sistema informático como respaldo y registro de las buenas y malas prácticas de los trabajadores a lo largo del año.

Gestión de Competencias Laborales

El Sistema de Gestión por Competencias busca contar con personal que demuestre sus conocimientos basados en la experiencia obtenida como resultado de años de trabajo, además de actitudes y habilidades que permitan dar respuesta a una demanda imperativa de la Compañía por mejorar la gestión de los diferentes procesos productivos. La existencia de un Sistema de Gestión por Competencias, ha llegado a constituirse en una fuente de motivación para los trabajadores que ven en él un mecanismo válido y reconocido para formalizar sus experiencias y conocimientos. Así, un gran número de trabajadores hace esfuerzos por acreditar sus competencias y certificar su posición, con el apoyo de sus jefaturas.

Durante el año 2012 se continuó con la acreditación de competencias laborales obteniendo un total de 349 evaluaciones, que corresponden a un 101% de la meta propuesta para el año recién pasado. Esto permitió que se certificaran a 42 trabajadores en sus posiciones (cargos), lo que les abre la posibilidad de acceder a posiciones de mayor responsabilidad dentro de la empresa, mejorar sus rentas, ser parte del sistema de mejoramiento continuo de competencias dentro de su desarrollo de carrera en la organización y mejorar su empleabilidad en la industria.

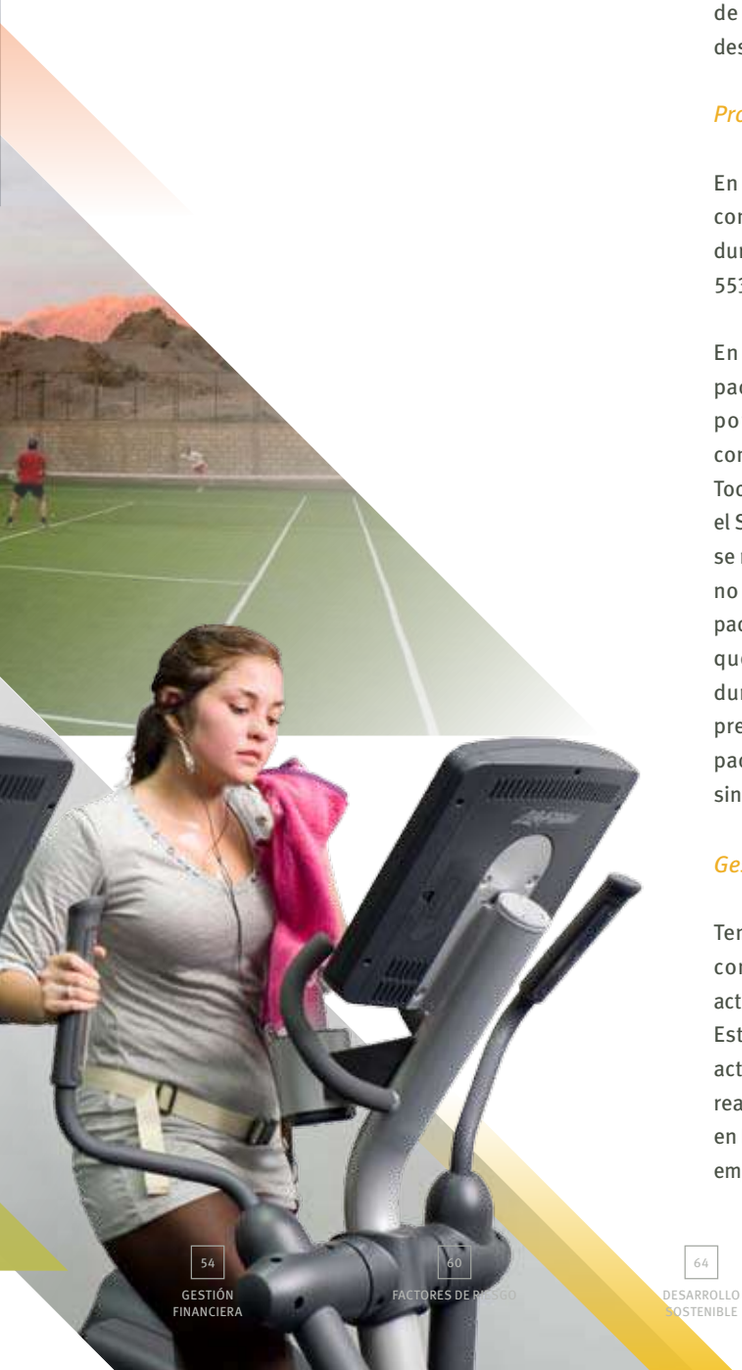
Bienestar Social y Calidad de Vida

Durante el año 2012, E.CL otorgó 159 Becas y 119 estímulos de notas a quienes aprobaron un porcentaje mayor al 70% de su carga académica. Esto permite a muchos jóvenes su acceso a la educación superior.

Respecto a medicina preventiva, se realizaron exámenes preventivos, campañas de vacunación y actividades destinadas a la promoción de un estilo de vida saludable, entre los trabajadores y sus familias. Ante el aumento de los casos de meningitis W-135 en nuestro país, el Servicio de Bienestar en conjunto con el Servicio Médico de la empresa, realizó una campaña de vacunación contra esta enfermedad, que tuvo como beneficiarios a todos los hijos de trabajadores en un rango de edad entre los 9 meses y 4 años 11 meses.

Con el fin de incentivar la práctica de actividad física en todos los trabajadores de nuestra empresa, se implementaron convenios con Gimnasios en las ciudades de Arica, Iquique, Calama y Antofagasta. Para acceder a este beneficio, los trabajadores deben comprometerse a mantener un porcentaje de asistencia mensual superior al 80% del plan mensual.

Se continuó con el programa de asistencia socio-jurídica implementado por la empresa, el que está



destinado a orientar a los trabajadores en la solución de problemas sociales y jurídicos, que afecten su desempeño laboral.

Programas de Salud

En el policlínico de Tocopilla se realizaron 6636 consultas ambulatorias a pacientes beneficiarios durante el año 2012, lo que implicó un promedio de 553 atenciones mensuales.

En rondas de especialistas, se atendieron 200 pacientes por médico cardiólogo y 121 atenciones por médico pediatra a pacientes beneficiarios, con extensión de este beneficio a la comunidad de Tocopilla en virtud del Convenio de Colaboración con el Servicio de Salud realizado el año 2007. Es así como se realizaron 205 atenciones de pediatría a pacientes no beneficiarios y 162 atenciones de cardiología a pacientes de la comunidad. El Servicio de Urgencias, que funciona las 24 horas del día, permitió que durante el año se otorgaran oportunamente 1145 prestaciones a beneficiarios y 291 prestaciones a pacientes no beneficiarios (ayuda a la comunidad), sin tener que lamentar fallecimientos en el servicio.

Gestión Deportiva

Teniendo en cuenta nuestras estrechas relaciones con la comunidad ,se comenzó el año 2012 con actividades de verano en la playa artificial de Tocopilla. Estas actividades tuvieron como objetivo inculcar la actividad física mayoritariamente en jóvenes y niños realizando talleres de baile entretenido y concursos, en los cuales se regalaban obsequios por parte de la empresa a los participantes de la ciudad. Siguiendo con nuestro deseo de contribuir a la vida sana en la ciudad se realizaron también talleres de gimnasia entretenida en nuestro estadio techado el cual tuvo gran aceptación por parte de la comunidad obteniendo una asistencia promedio de 40 personas por clase de Lunes a Jueves.

Además se realizaron las “Primeras Olimpiadas E.CL Tocopilla” en la cual se dividió a los trabajadores de la central en 6 alianzas quienes compitieron entre sí durante toda una semana en variadas actividades como: Baby Fútbol Mixto, Tenis Dobles, Tenis de Mesa, Voleibol Mixto, Rayuela, Festival de la voz, Fono-mímica, etc.

Con motivo de nuestras Fiestas Patrias se realizaron actividades orientadas a nuestras costumbres criollas, nuestros trabajadores se dividieron en 4 alianzas representando a las 4 grandes zonas del País y sus Costumbres locales.

El Club Deportivo “Esencial” formado por los trabajadores de E.CL Tocopilla tiene entre sus filas Ramas en las que destacan el Fútbol Todo Competidor y Senior, Béisbol, Tenis, Voleibol Damas y Varones, Golf y Básquetbol entre otros.

Con tal de brindar una exhibición de gran nivel deportivo se realizó en la ciudad de Tocopilla un Triangular de Voleibol en las categorías Damas y Varones teniendo como participantes a la Universidad de Antofagasta, la Selección de Tocopilla y E.CL.

Uno de los hechos más relevantes del 2012 fue nuestra participación en el Raid GDF Suez realizado en Francia. E.CL tuvo la misión de realizar una clasificatoria entre las diferentes empresas del grupo Suez en Chile para conformar el Team que nos representaría.

05 NEGOCIO DE LA COMPAÑÍA

INDUSTRIA ELÉCTRICA

La industria eléctrica en Chile se divide en tres sectores: generación, transmisión y distribución. El sector de generación está compuesto por empresas generadoras de electricidad, éstas venden su producción a clientes no regulados, a distribuidoras, y a otras empresas generadoras. El sector de transmisión se compone de empresas que transmiten a alta tensión la electricidad producida por las empresas generadoras. Por último, el sector de distribución comprende cualquier suministro a clientes finales a un voltaje no superior a 23 Kv.

En Chile existen cuatro sistemas eléctricos. Los sistemas principales son el Sistema Interconectado Central (SIC), que cubre el sector central y centro sur del país, donde vive el 93% de la población, y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), donde se encuentra la mayoría de la industria minera. Aparte del SIC y el SING, el sur de Chile cuenta con dos sistemas aislados que suministran electricidad a zonas remotas.

La operación de empresas generadoras de electricidad está coordinada por el centro de despacho económico de carga (CDEC), una entidad autónoma que comprende a grupos industriales, empresas transmisoras y grandes clientes. La venta de electricidad es coordinada por los CDEC de manera eficiente, en donde se utiliza el generador del costo marginal más bajo para satisfacer la demanda.

DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

E.CL participa en la generación, transmisión y suministro de electricidad y en la distribución y transporte de gas natural en el norte de Chile. E.CL es el cuarto mayor generador de electricidad de Chile y el mayor generador de electricidad en el Sistema Interconectado del Norte Grande (“SING”), el segundo mayor sistema interconectado del país. Al 31 de diciembre de 2012, E.CL mantenía un 47% de la capacidad de generación instalada del SING. E.CL abastece electricidad directa y primordialmente a grandes clientes mineros e industriales. A partir de enero de 2012, E.CL comenzó a abastecer la totalidad de las necesidades de suministro de electricidad de EMEL, el único grupo de distribución eléctrica en el SING.

E.CL cuenta con una potencia bruta instalada total de 2.135 MW, que representa el 47 % de la potencia total instalada en el SING. Sus unidades generan con una gran diversificación de combustibles, ya que posee ocho unidades vapor-carbón, dos de las cuales son las nuevas unidades de las centrales Andina y Hornitos. También, el parque generador de E.CL cuenta con dos unidades ciclo combinado que pueden operar en base a gas natural, gas natural licuado o diesel, dos unidades vapor-petróleo, cuatro turbinas a gas a petróleo diesel y gas natural, una central hidroeléctrica y centrales con motores a petróleo diesel y fuel oil.

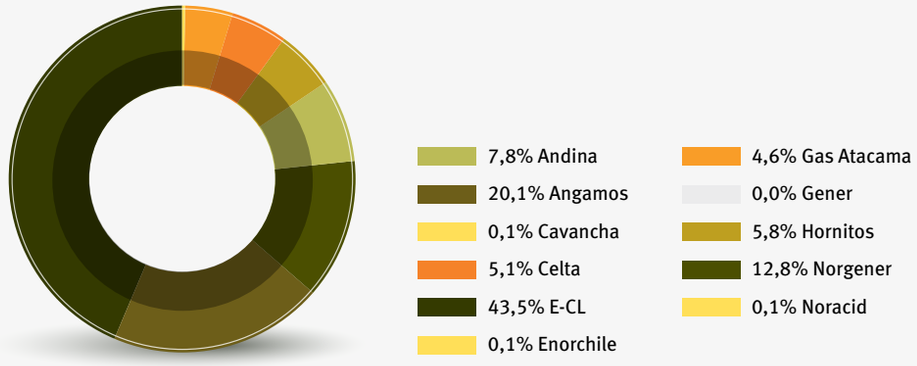
GENERACIÓN

La generación bruta de E.CL y sus filiales alcanzó en el año 2012 los 9.550,73 GWh, que representa una participación del 57,0% de la generación total del SING.

GENERACIÓN BRUTA POR EMPRESA SING, 2012

	2012	
Empresas	GWh/año	[%]
Aes Gener	5.514,33	32,9
Cavancha	15,05	0,1
Celta	852,11	5,1
E.CL	7.269,66	43,4
Hornitos	969,29	5,8
Andina	1.311,78	7,8
Gasatacama	776,31	4,6
Otros	33,91	0,2
Total	16.742,43	100,0

GENERACIÓN BRUTA POR EMPRESA SING, 2012



E.CL y sus filiales tuvieron compras netas de energía en el mercado spot de 792,6 GWh en el año 2012, que valorizadas al costo marginal de energía horario totalizaron US$ 63,1 millones.

Adicionalmente, durante el 2012, E.CL y sus filiales pagaron US$ 13,9 millones por concepto de compensaciones RM39 a otras empresas generadoras, de acuerdo a los cálculos realizados por el CDEC-SING.

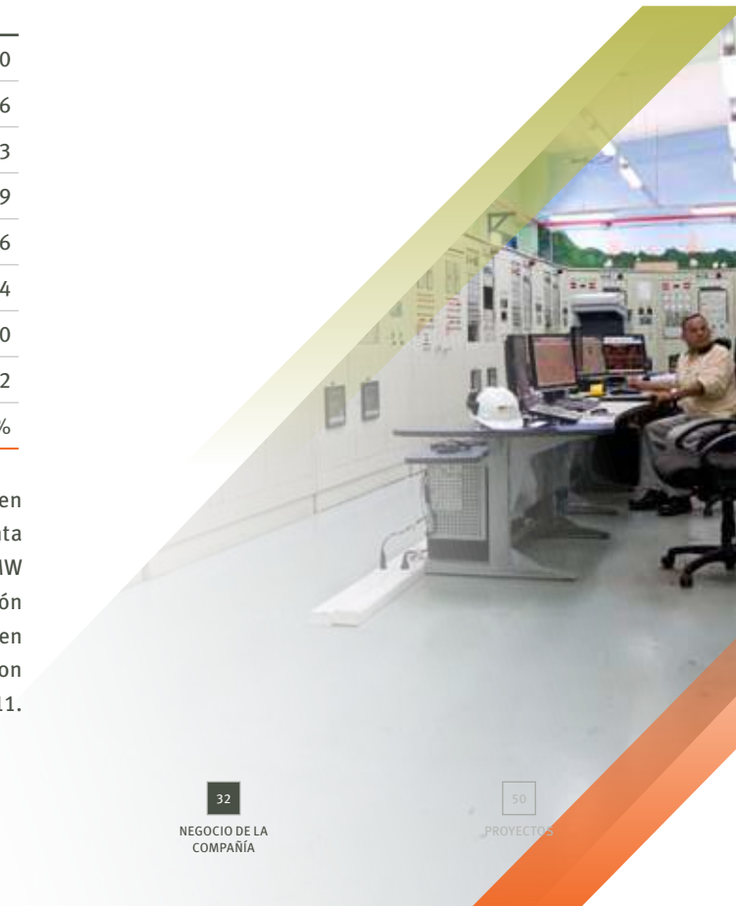
En el 2012, E.CL y sus filiales fueron deficitarias en el balance definitivo de potencia firme en 216 MW. Esto significa una compra neta anual por concepto de transferencias de potencia firme, valorizada a los precios de nudo de potencia, de US$ 24 millones.

En cuanto a la generación por tipo de combustible del SING durante el 2012, el 83,0% de la electricidad inyectada al SING provino de las plantas que utilizan carbón y otros combustibles sólidos, seguida de unidades de ciclo combinado que utilizaron gas natural con un 13,6%. El resto provino de unidades generadoras que utilizaron petróleo con 2,8% y finalmente las centrales hidráulicas que aportaron el 0,4% del total.

GENERACIÓN BRUTA POR COMBUSTIBLE SING, 2012

	2012	
Combustibles	GWh/año	[%]
Carbón	13.902,66	83,0
Diesel	270,03	1,6
Diesel + FO6	48,42	0,3
Fuel Oil Nro 6	151,96	0,9
Gas Natural	2.278,88	13,6
Hidráulica	63,62	0,4
Petcoke	0,00	0,0
Otro	26,87	0,2
Grand Total	16.742,43	100,0%

La generación bruta horaria máxima del SING en el 2012 alcanzó los 2.169,5 MW, lo que representa un aumento de 0,5% con respecto a los 2.159,7 MW registrados en el 2011. En esta línea, la generación bruta total del SING alcanzó los 16.723,43 GWh en el 2012, lo que significó un aumento de 5,3% con respecto a los 15.889,2 GWh registrados en el 2011.



Por otras parte, el costo marginal de energía promedio en la Subestación Crucero 220 kV durante el 2012 fue de 86,5 US$/MWh, es decir se redujo en un 8,7% respecto de los 94,7 US$/MWh del 2011.

MATERIAS REGULATORIAS

En materias regulatorias del año 2012 cabe destacar lo siguiente:

- Dictamen N° 26-2011 del Panel de Expertos el 26 de enero de 2012 y que resolvió la discrepancia sobre el procedimiento de cálculo de las transferencias de energía en el Mercado Spot y que resultó favorable para E.CL; y,

- Publicación el 31 de diciembre de 2012 del Decreto Supremo N°130 que aprueba el Reglamento de los Servicios Complementarios con que debe contar cada sistema eléctrico y adecúa otros temas relativos al Reglamento de Potencia Firme y el Reglamento CDEC.

ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN

A diciembre de 2012, E.CL y sus filiales cuentan con una potencia bruta instalada de 2.132,1 MW, que representa el 48,9% de la potencia total instalada en el SING. Las unidades de E.CL y sus filiales generan en base a una gran diversidad de combustibles, ya que poseen ocho unidades a vapor carbón, dos unidades de ciclo combinado que pueden operar en base a gas natural (GN), gas natural licuado (GNL) o diesel, dos unidades a vapor petróleo, cuatro turbinas a petróleo diesel y gas natural, una central hidroeléctrica y centrales con motores a petróleo diesel y fuel oil.

POTENCIA BRUTA INSTALADA POR COMBUSTIBLE SING, 2012

	2012	
Coordinado	Potencia Bruta Instalada [MW]	Potencia Bruta Instalada [%]
E.CL	1.793,2	41,1%
ANDINA	168,8	3,9%
HORNITOS	170,1	3,9%
AES GENER	1.212,3	27,8%
GASATACAMA	780,6	17,9%
CELTA	181,8	4,2%
NORACID	26,5	0,6%
ENORCHILE	10,9	0,2%
EQUIPOS DE GENERACION S.A.	6,8	0,2%
CAVANCHA	2,8	0,1%
ENAEX	2,7	0,1%
ENERNUEVAS	2,2	0,1%
SELRAY	1,4	0,0%
Total	4.360,1	100,0%

La generación bruta de E.CL y sus filiales durante el 2012 alcanzó los 9.550,7 GWh, un 22,9% mayor respecto del 2011 (7.768,8 GWh). La tabla siguiente muestra la generación bruta por unidades y centrales:

GENERACIÓN BRUTA POR UNIDAD GENERADORA DE E.CL, 2012

		2012	
Empresas	Unidad	GWh/año	%
ANDINA	CTA	1.311,8	13,7%
E.CL	CHAP	48,6	0,5%
	CTM1	1.204,0	12,6%
	CTM2	1.163,0	12,2%
	CTM3	306,4	3,2%
	CUMMINS	0,1	0,0%
	DEUTZ	0,1	0,0%
	GMAR	8,2	0,1%
	M1AR	2,1	0,0%
	M2AR	1,8	0,0%
	MAIQ	0,8	0,0%
	MIIQ	1,5	0,0%
	MIMB	40,0	0,4%
	MSIQ	7,6	0,1%
	SUIQ	2,2	0,0%
	SUTA	136,7	1,4%
	TG1	1,1	0,0%
	TG2	1,2	0,0%
	TG3	8,3	0,1%
	TGIQ	5,5	0,1%
	U10	3,7	0,0%
	U11	3,4	0,0%
	U12	439,2	4,6%
	U13	547,0	5,7%
	U14	1.025,1	10,7%
	U15	890,3	9,3%
	U16	1.422,1	14,9%
HORNITOS	CTH	969,3	10,1%
Total		9.550,7	100,0%

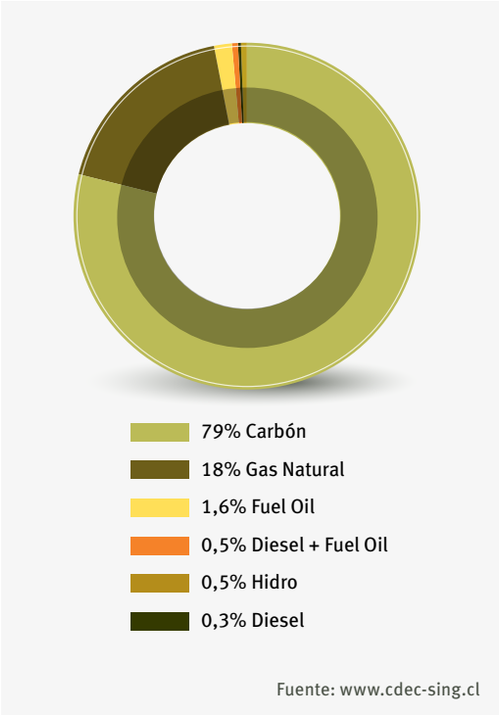
La composición de E.CL y sus filiales por tipo de combustible fue de 79% con base a carbón y petcoke, 18% con base a gas natural, 0,5% correspondió a generación hidráulica, y un 2,5% con base a petróleo diesel y fuel oil.

GENERACIÓN BRUTA POR TIPO DE COMBUSTIBLE E.CL, 2012

	2012	
Tipo Combustible	GWh/año	[%]
Carbón	7.549,62	79,0
Diesel	31,99	0,3
Diesel + Fuel Oil	48,42	0,5
Fuel Oil Nro. 6	151,96	1,6
Gas Natural	1.720,17	18,0
Hidro	48,57	0,5
Petcoke [2]	0,0	0,0
Total	9.550,73	100,0%

1 Petcoke se utiliza en mezcla con carbón, por lo que su aporte de generación está incluido en el total carbón

GENERACIÓN BRUTA POR TIPO DE COMBUSTIBLE E.CL, 2012



TRANSMISIÓN

La Gerencia de Transmisión es la responsable de la operación y el mantenimiento de todas las instalaciones de transmisión de la Compañía, sean ellas parte del sistema de transmisión troncal, del sistema de subtransmisión o del sistema de transmisión adicional, según la clasificación definida por la Ley Eléctrica (DFL N°4).

Los ingresos del negocio transmisión eléctrica, provienen de cada segmento: troncal, subtransmisión o adicional, además de la venta de servicios tales como los derechos de conexión y mantención contratados por terceros que se conectan a subestaciones de la Compañía.

OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Durante el año 2012, la disponibilidad promedio de las líneas de transmisión alcanzó el 99,96%, igual al año 2011. Lo anterior se explica, principalmente, por fallas en las líneas Pozo Almonte-Iquique circuito 1 de 66 kV, Mejillones-Antofagasta de 110 kV y Tocopilla-Chuquicamata-1 de 110 kV.

Respecto del plan de mantenimiento preventivo básico de las instalaciones, se alcanzó un cumplimiento de un 94,0%, superior al 93,4% del año 2011. Lo anterior se explica, por una reestructuración en las Brigadas y en los programas de mantención y la incorporación de una nueva brigada de lavado de líneas.

La energía no suministrada a clientes producto de fallas en el sistema de transmisión alcanzó los 0,432 GWh muy inferior a los 2,3 GWh del año 2011. La energía no suministrada durante el año 2012, es producto principalmente de una desconexión de la línea 220 kV Crucero-Salar-6B ocurrida el día 24 de enero de 2012.

En relación a los planes de mantenimientos correctivos, se reemplazaron 5 km de conductores de línea de 220 kV Chacaya – Crucero, se reemplazó el cable de guardia en los primeros 5 km de línea, zona costa en la línea 220 kV Chacaya – Crucero, se reemplazó el Cable de guardia en los primeros 15 km de línea, zona costa en la línea 220 kV Chacaya – Mantos Blancos. También, se implementó un plan piloto por la instalación de sobre extensiones en sectores con problemas de aves y reemplazo de breteles por amortiguadores, en la línea 110 kV Mejillones – Antofagasta.

Ingresos de Transmisión.

En relación a los ingresos facturados por el área de transmisión, ellos alcanzaron los US$ 17,7 millones, menor a los US$ 20,2 millones facturados durante el año 2011. Esto se explica principalmente porque durante el año 2011 los Peajes Troncales Crucero – Laguna 1 fueron facturados directamente por E.CL, el 2012 esto se realizó a través de la filial Edelnor Transmisión S.A. (US$2 millones).

Proyectos de Transmisión.

Durante el 2012 la Subgerencia de Ingeniería de Proyectos de Transmisión ha gestionado tanto a nivel de estudio como de ejecución variados proyectos, destacándose los siguientes:

Proyecto Interruptores Subestación CTT 110 kV	Diseño, Ingeniería y Reemplazo Interruptores y Pararrayos de paños de Generación TG1, TG2, G12 y L1 SE Sheraton. (Por obsolescencia técnica, bajo nivel C/C, riesgo operacional)
Proyecto Línea (Cto. 1 & 4) 2x110 kV CTT - Tamayita	Diseño, ingeniería y construcción LLTT en doble circuito 110kV, con estructuras de acero galvanizado, conductor por fase de cobre 3/0 AWG y Tensión nominal de 110 kV. (termino vida útil, envejecimiento y oxido de estructuras, riesgo operacional)
Proyecto Línea 1x220 kV Crucero - Lagunas	Diseño, ingeniería por Aumento Capacidad Transmisión LLTT circuito 220kV, Crucero – Lagunas 1 (cambio aislación suspensiones y cambio crucetas anclajes), requerimiento por decreto de expansión del Sistema Troncal
Proyecto Medida Subestación Laberinto 220 kV	Diseño, ingeniería e instalación medidores paños Crucero, Oeste, Nueva Zaldivar
Proyecto Paños 6A, 6B, 7A, 7B SE Crucero	Diseño, ingeniería para implementación modernización sistema control y protecciones paños 220 kV Sistema Transmisión S/E Crucero
Proyecto Red Microondas	Diseño, ingeniería para construcción red de enlaces de microondas Zona Antofagasta – Mejillones (transportar canales de voz, data Ethernet y tele-protecciones para el mejoramiento de las telecomunicaciones de la compañía frente a situaciones de catástrofe, de manera de enfrentar en mejor forma contingencias sísmicas)
Proyecto SSEE Arica, Pozo Almonte, Crucero, Chacaya	Diseño, ingeniería para Reemplazo interruptores y equipos Paños 52B1 y 55 BL 66 kV Sector Arica, 52H1 y 52HT en 110 KV S/E Pozo Almonte, 52 J3, 52J6 en 220 kV SSEE Crucero y Chacaya (Por obsolescencia técnica ,bajo nivel C/C, riesgo operacional)
Proyecto LLTT y SSEE 220/110 KV CTT	Diseño, ingeniería para reemplazo estructuras de salida y marco de líneas de 220 kV en Central Térmica Tocopilla, y reemplazo estructuras patio 110kV S/E 105, con estructuras de acero galvanizado (termino vida útil, envejecimiento y oxido de estructuras, riesgo operacional)
Proyecto SSEE	Diseño, ingeniería para implementación modernización y cambio protecciones diferenciales de barra Sistema Transmisión SS/EE Crucero, Tocopilla, Mejillones y Pozo Almonte (requerimiento de la autoridad normalización nueva NTdeS y CS)

Esta Subgerencia a partir del mes de Octubre de 2012, pasó a ser parte de la Gerencia de Ingeniería y Proyectos.

54 GESTIÓN FINANCIERA
60 FACTORES DE RIESGO
64 DESARROLLO SOSTENIBLE
80 HITOS 2012
84 IDENTIFICACIÓN DE LAS COMPAÑÍAS FILIALES Y COLIGADAS
90 DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD
CD ESTADOS FINANCIEROS

DISTRINOR

INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

Las líneas de transmisión de E.CL, incluidas las instalaciones de la filial Electroandina que se traspasaron a E.CL en virtud de una restructuración organizacional, suman hoy un total de 2.449 km, siendo el 52,5% de ellas de 220 kV. Además, el área de transmisión posee 21 subestaciones y 40 transformadores de diferentes capacidades.

SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Tensión en KV	Longitud km
220	1.288
110	965
66	196
Total	2.449

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Tensión en KV	Longitud km
13,8	8
23	101
Total	109

HECHOS RELEVANTES

Durante el 2012 se terminó de construir el doble circuito de 110 Kv desde Central Termoeléctrica Tocopilla a Tamayita, circuitos 1 y 4, que reemplaza a las antiguas líneas circuitos 1 y 4. Estos 10 km de la nueva línea, cuentan con caminos de accesos permitiendo el lavado de aislación con líneas energizadas, mejorando la continuidad y seguridad del sistema de alta tensión en Tocopilla.

Los proyectos de inversiones realizados durante el 2012, permitieron contar con nuevos equipamientos, como por ejemplo las GIS de 220 Kv en Tocopilla, reemplazo de interruptores de AT de 110 kv y MT, mejoramientos de los sistemas de control y reemplazo de bancos de baterías en este último caso prácticamente en todas la Subestaciones.

GAS

Distrinor es una sociedad constituida con fecha 8 de septiembre de 1999 y tiene por objeto la compra, venta, distribución y comercialización de gas natural en todas sus formas y derivados y la construcción de redes de distribución de gas y sus derivados.

ACTIVIDADES COMERCIALES DE DISTRINOR

Las ventas físicas de gas natural del año 2012 fueron de 2.264.981Sm^3, menor en un 46% respecto del año anterior. El menor ingreso por esta disminución se vio compensado con los servicios de distribución, gestión, administración y operación y mantención prestados a Codelco y Solgas en virtud de contratos de suministro.

El volumen total distribuido fue de 82.804.585 Sm^3, de los cuales un 97% correspondió principalmente a ventas de gas realizadas por Solgas y por compras de gas realizadas por Codelco directamente a GNL Mejillones.

Con lo anterior, durante el 2012 el volumen distribuido aumentó en un 38% con respecto al año 2011, teniéndose como resultado, un aumento en el EBITDA de un 28% con respecto al año anterior.

CLIENTES	CONSUMO ANUAL DISTRIBUIDO (CORREGIDO POR PODER CALORÍFICO) Sm^3	ENERGÍA ENTREGADA MBtu
SQM*	40.762.550	1.504359
Codelco	35.043.516	1.293.295
Sociedad Chilena del Litio*	4.733.539	174.693
Molycop	0	0
Cooperativa San Pedro	1.038.122	38.312
Lipigas	1.226.859	45.278
TOTAL ANUAL	82.804.585	3.055.937
Promedio diario	226.862	8.372

* Distribución por encargo de Solgas

Durante el 2012 se terminó contrato por O&M con SQM-Salar.

PROVEEDORES Y CLIENTES

PROVEEDOR	CANT. MÁXIMA DIARIA (m^3)	TIPO DE SUMINISTRO	FECHA TÉRMINO DEL CONTRATO
E.CL	Clientes de Distrinor	Interrumpible	31-12-2013

CLIENTES	CANT. MÁXIMA DIARIA (m^3)	TIPO DE SUMINSITRO	FECHA TÉRMINO DEL CONTRATO
Codelco	253.000	Interrumpible	07-09-2013
Molycop	10.000	Interrumpible	21-06-2017
Lipigas	10.000	Ininterrumpible	19-01-2025
CESPA	3.000	Interrumpible	26-09-2013
Solgas	Sólo servicios		31-03-2013
TOTAL	294.000		

PROYECTO EN EJECUCIÓN

GNE-Tocopilla:

Durante el mes de noviembre se dio inicio a las operaciones de suministro de GNC en la ciudad de Tocopilla, partiendo con las 21 camionetas que E.CL dispone en la Central Térmica Tocopilla, y se dio inició a las gestiones y coordinaciones para comenzar con la conversión de Taxis en Tocopilla.

Las obras que concluyeron durante el mes de Agosto, tuvieron una inversión cercana al US$ 1,7 millones, quedando pendiente las inversiones en la conversión de los vehículos que se realizará durante el 2013.

Tigre Negro:

Este proyecto, solicitado por Codelco, corresponde a la reposición de los equipos asociados a los Hornos de Refino a Fuego dañados por un siniestro ocurrido en la fundición de Codelco en diciembre de 2010, según lo informado por el cliente.

Conjuntamente con lo anterior, Codelco solicitó la conversión del Secador N° 5 y Convertidor Teniente N° 2, además de otras obras menores de reposición de equipos que retiraron desde sus plantas.

Monto Inversión Inicial: US$ 1,7 millones, los cuales son 100% facturables (netos) a Codelco.

HECHOS RELEVANTES

Codelco concluyó las actividades de construcción de la nueva línea de distribución de GN entre los nodos M1 y M2 que alimentan a la planta de refinería, esto en reemplazo de la línea existente que quedaría en condiciones de abandono producto de la ampliación de la Mina de Chuquicamata, considerado en el diseño original de esta red.

El cliente SQM-Industrial, producto de la ampliación de planta que realiza en los recintos industriales de Coya Sur, se deja fuera de servicio, de forma temporal, la línea que alimenta a la EMR-3, dicha línea será modificada en su trayectoria por SQM y a su vez, se incorporará una nueva derivación para la nueva planta en construcción.

A partir de abril de 2012 se da por implementada la Norma ASME B31.8s, según lo dispuesto por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para la gestión de la integridad de las redes subterráneas, creando la función organizacional que velará por su cumplimiento.

Al igual que en años anteriores, se continuó con el desarrollo de actividades de mejora continua enfocadas a la prevención de riesgos y cuidado del medio ambiente, tales como capacitación, mejora a los métodos de trabajo, análisis causa-raíz, entre otras, logrando mantener los indicadores de accidentabilidad en cero.

Dentro de los planes de desarrollo del personal impulsado por la empresa en el año 2012, cuatro profesionales cursaron el Máster en Prevención de Riesgos Laborales dictado por la Universidad Politécnica de Catalunya, además, tres profesionales participaron del Diplomado de Liderazgo organizado por Suez University y realizado por la Universidad de Concepción.

PUERTO

SERVICIOS PORTUARIOS, CANCHA Y CENIZA

- Puerto Mejillones:

Durante 2012 el movimiento de carbón fue un 70% superior al período 2011, debiéndose principalmente a una mayor recepción de carbón para las Unidades CTM1 y CTM2, como también, la entrada en operación comercial de las Centrales Andina y Hornitos.

En relación a la producción de cenizas y escorias, ésta tuvo un aumento de un 149.9% con respecto al período anterior, principalmente al aumento de consumo de carbón en las Unidades CTM, y Centrales nuevas de Andina y Hornitos.

SERVICIOS PORTUARIOS Y MANEJO COMBUSTIBLE

CTM (valores expresados en toneladas físicas)

Mejillones	2008	2009	2010	2011
Carbón Recepcionado	931.759	930.132	883.892	942.052
Carbón Cargado	976.400	892.833	896.463	911.186
Manejo Cenizas	135.832	112.396	72.819	65.459
Total	2.043.991	1.935.360	1.853.174	1.918.697

CTA-CTH (valores expresados en toneladas físicas)

Mejillones	2011	Mejillones 2011
Carbón Recepcionado	(*1)557.825	1.499.877
Carbón Cargado	615.611	1.526.797
Manejo Cenizas	116.531	181.990
Total Mejillones 2011	1.289.967	3.208.664

(*1) Incluye Petcoke.

- Puerto Tocopilla:

Durante el 2012 hubo un aumento de un 5,7% en el movimiento portuario total en relación al año anterior, debiéndose principalmente al aumento de la recepción de combustibles sólidos.

En relación a la producción de cenizas y escorias, tuvo un aumento de 58,8% con respecto al período anterior, derivado de la quema de carbones con mayor porcentaje de cenizas, mayor consumo de carbón y además, la implementación de filtros de mangas en U12, U13 y U15.

En el mes de Septiembre se puso en marcha una nueva grúa marca Liebherr modelo LFS 600G Litronic, con capacidad de 1.500 TPH (ton/hora), que reemplazará a la antigua grúa Bynsa que ya cumplió su vida útil, con lo que se mejora la disponibilidad, seguridad y capacidad del puerto.

La disponibilidad del Sistema de Descarga, de las grúas para el año 2012 fue de 93,96%; 1,33 % más respecto al año 2011, manteniendo el cumplimiento del servicio de descarga dado los programas de naves.

Por otro lado, el Factor de Utilización de Muelle descendió de 45,87% en el año 2011 a 43,06% para el año 2012; 2,81 puntos porcentuales más eficientes dado la disminución de horas de trabajo para las naves con graneles sólidos.

54 GESTIÓN FINANCIERA
60 FACTORES DE RIESGO
64 DESARROLLO SOSTENIBLE
80 HITOS 2012
84 IDENTIFICACIÓN DE LAS COMPAÑÍAS FILIALES Y COLIGADAS
90 DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD
CD ESTADOS FINANCIEROS

COMBUSTIBLES

SUMINISTRO DE COMBUSTIBLES

Las instalaciones de generación de E.CL operan utilizando principalmente combustibles fósiles, tales como carbón, petróleo y gas natural, los que representan el componente de costo más importante del negocio de la Compañía.

Durante el año 2012, el carbón fue la principal fuente de generación de las unidades de la empresa, recibiéndose 57 embarques durante el período, de los cuales 35 arribaron a Mejillones y 22 se destinaron a Tocopilla, tales embarques equivalen a un total de 3,05 millones de toneladas de carbón. Junto con eso se adquirió un solo embarque de petcoke de 50.000 ton.

La gran mayoría de los embarques fueron adquiridos FOB, es decir E.CL contrató directamente los fletes marítimos asociados a tales cargamentos.
Los orígenes del carbón usado el año 2012 fueron: Colombia, USA, Indonesia, Chile y Argentina.

Cabe mencionar también que durante el año 2012 se importaron 68.000 ton de caliza proveniente de Jamaica y Canadá, para ser utilizada en los procesos de reducción de emisiones de dióxido de azufre de las dos unidades de lecho fluidizado que posee la empresa en Mejillones.

Respecto de los combustibles líquidos, excepto por el suministro de las unidades petroleras de la Planta Mantos Blancos, en enero de 2012 todas las restantes plantas de E.CL empezaron a abastecerse de Diésel y Fuel Oil N°6 de la empresa Copec, iniciándose así la vigencia del contrato de suministro entre las partes que finaliza el año 2016.

En 2012, el suministro de gas natural fue entregado por las instalaciones de GNL Mejillones (importado por naves metaneras desde Egipto, Trinidad & Tobago, Noruega, y Yemen). E.CL compró el gas a la salida del Terminal, ya regasificado, a Codelco (146 Mm^3), a El Abra (64 Mm^3) y GNL Mejillones (255 Mm^3).

Para asegurar el balance del portafolio, ciertas cantidades de gas fueron revendidas a Endesa en el SIC, vía el gasoducto Gas Atacama.

Proveedores de combustibles del año 2012
Diésel y Fuel Oil N° 6:
- Compañía de Petróleos de Chile.
- Petrobras Chile Distribución.

Carbón:
- Adaro
- AMCI
- CMC
- Colombian Natural Resources
- Electrabel
- Glencore
- Ingesur
- J Aron
- Morgan Stanley
- Peabody.

Petcoke
- TCP Petcoke Corporation

Caliza
- Atlantic Mineral
- TBS

Empresas de Transporte Marítimo de Carbón y Petcoke:
- Eagle Bulk
- Global Maritime Investments Limited
- Hanjin
- Norden
- Pacific Basin
- Phoenix Bulk Carrier
- Swissmarine
- Ultrabulk

Transporte de Gas:
- Gasoducto Nor Andino S.A.

Proveedores de Gas Natural:
-YPF S.A.
-Mobil Argentina S.A.
-Tecpetrol S.A.
-CGC S.A.
-Pan American Energy LLC Sucursal Argentina.
-Codelco
-El Abra
-GNL Mejillones

Proveedores de Gas Natural Licuado Regasificado:

- Codelco
- El Abra
- GNL Mejillones

COMERCIAL

MERCADO Y PRECIOS

La empresa opera en un mercado compuesto por clientes afectos a tarifas reguladas o no reguladas (clientes libres). Los clientes afectos a tarifas no reguladas son aquellos que tienen una potencia conectada superior a 2 MW y que, en el Norte Grande, provienen principalmente del sector minero. También pueden optar por tarifas no reguladas los clientes cuya potencia conectada se encuentra entre 0,5 MW y 2 MW, siendo principalmente pequeñas industrias y locales comerciales. Las tarifas no reguladas son pactadas libremente entre el cliente y la empresa generadora, a través de contratos bilaterales de suministro de energía.

El mercado minero en el que opera E.CL y sus filiales presenta condiciones ventajosas de extracción de cobre que permiten a las empresas mineras competir en los mercados internacionales, ventajas que se han mantenido aún en épocas de crisis. En los últimos años el precio del cobre se ha mantenido en niveles altos, e independiente de la situación europea y el ajuste en la demanda China, se espera que este escenario se mantenga en los próximos años. Considerando lo anterior, se prevé que en el largo plazo las inversiones en el sector minero continuarán materializándose, tanto en la ampliación de los yacimientos actualmente en explotación como en otros nuevos yacimientos, ajustándose el cronograma de cada proyecto a los costos efectivos de abastecimiento de los insumos relacionados, tales como el ácido sulfúrico y la misma energía eléctrica, los cuales han experimentado alzas en los últimos años.

El segundo grupo de clientes, los afectos a tarifas reguladas, está compuesto por las empresas distribuidoras de energía eléctrica, las que han mantenido una tasa de crecimiento constante de sus consumos, inclusive en períodos de ciclos económicos depresivos. Las tarifas son fijadas conforme lo dispuesto en la Ley Eléctrica y los suministros se adjudican mediante licitaciones públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes.

CLIENTES

Respecto al segmento de clientes regulados, E.CL tiene vigente contratos de suministro de energía con Emelari, Eliqsa y Elecda, empresas distribuidoras de energía eléctrica del grupo EMEL, y que abastecen casi la totalidad de los consumos residenciales en el Norte Grande. El inicio efectivo de suministro de dichos contratos fue el 1º de enero de 2012.

Respecto al segmento de clientes no regulados, E.CL y sus filiales mantienen contratos de suministro de electricidad con importantes clientes en el sector de la minería, entre los cuales destacan:

- Antofagasta Minerals (El Tesoro, Michilla, Esperanza).
- Codelco (Chuquicamata, Radomiro Tomic, Gabriela Mistral).
- Freeport-McMoran (Sociedad Contractual Minera El Abra).
- Barrick (Zaldívar).
- Xstrata Copper (Lomas Bayas).
- BHP Billiton (Cerro Colorado).
- SQM (María Elena, Pedro de Valdivia, Coya Sur, Nueva Victoria).
- Anglo American (Mantos Blancos).
- Quiborax (El Águila).
- Haldeman (La Cascada).
- Cerro Dominador (Sierra Gorda, Santa Margarita).

Adicionalmente, E.CL mantiene contratos con importantes clientes industriales tales como: Fundición Altonorte; Algorta Norte; Molycop; Molynor; Atacama, Agua y Tecnología; Compañía Portuaria Mejillones; Cemento Polpaico; Enaex; Mall Plaza Antofagasta; entre otros.

CONTRATOS

Durante el año 2012, E.CL y sus filiales tuvieron una participación de mercado de 62,4% en las ventas físicas totales de las empresas generadoras del SING, siendo los más importantes proveedores de energía eléctrica de ese sistema eléctrico.

Respecto a los contratos de suministro de energía eléctrica con Emelari, Eliqsa, Elecda para las ciudades de Arica, Iquique, Tocopilla, Antofagasta y Calama, el consumo anual de energía fue de 1.679 GWh lo que equivale a un 22,6% de las ventas totales de E.CL.

Asimismo, durante el año 2012, se incluyen nuevos clientes en el portafolio de E.CL:

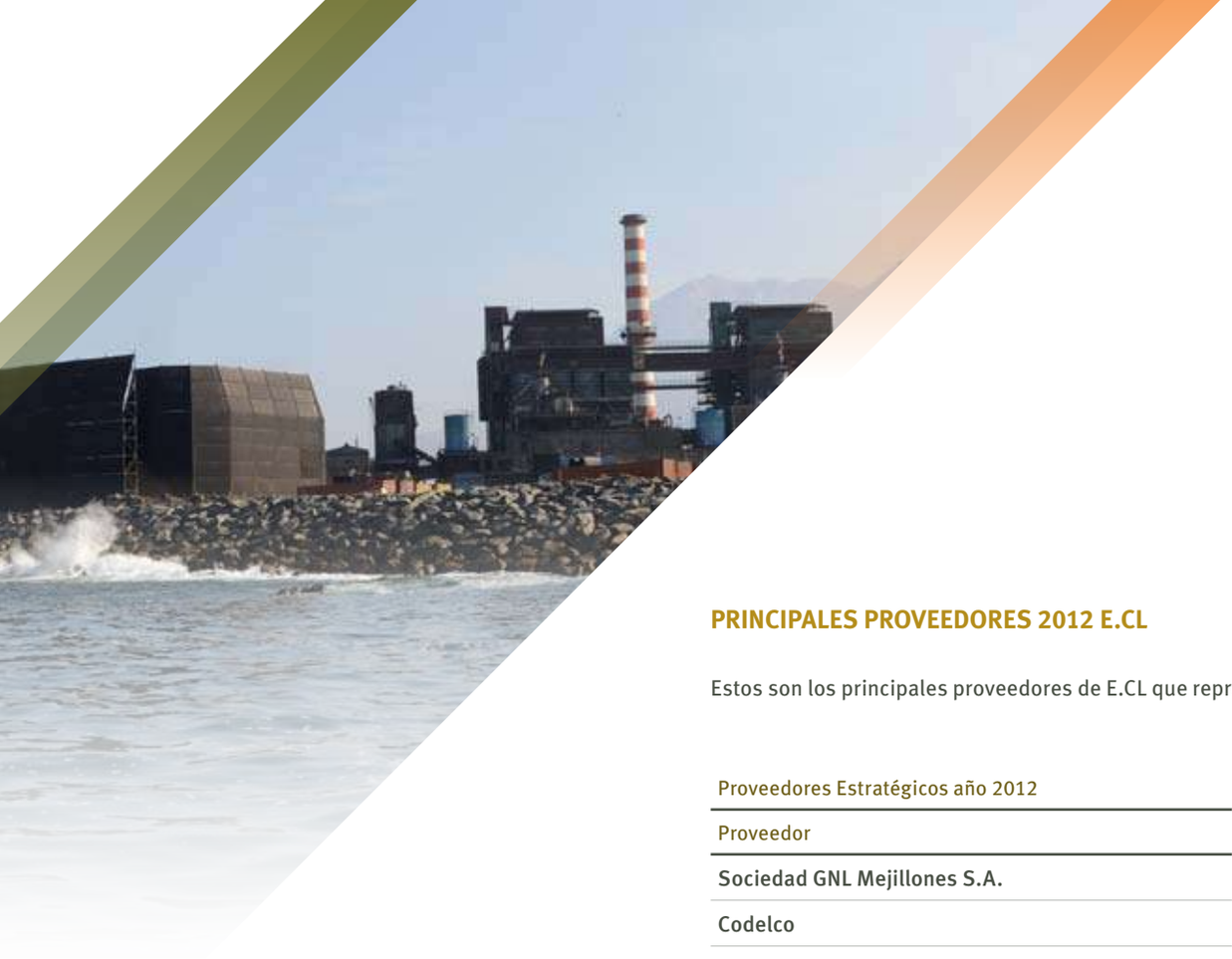
- Minera El Tesoro (40 MW);
- Sociedad Punta de Lobos (2,4 MW);
- Minera Algorta Norte (3 MW);
- Minera Quadra (30 MW), las labores de pre-streaming del proyecto Sierra Gorda.

Por otro lado, durante el año 2012 se renegociaron diversos contratos de suministro de energía eléctrica, asociado a extensiones, renovaciones o modificaciones: Eliqsa Cosayach (8,65 MW); SCM El Abra (100 MW); Lomas Bayas (40 MW); Michilla (21 MW); Zaldívar (80 MW); Enaex (6,5 MW); Mall Plaza Antofagasta (6,2 MW); Quiborax (5 MW).

TARIFAS

Precios Regulados en el Nudo Crucero 220 kV (valores reales al 31.12.2012)

	Valores Nominales		Valores Reales al 31.12.2012		
	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Precio Medio
Mes	Ch$/kW-mes	Ch$/kWh	Ch$/kW-mes	Ch$/kWh	Ch$/kWh
ene-12	4.451,5	40.887	4.513,9	41.460	51.572
feb-12	4.451,5	40.887	4.496,2	41.298	52.065
mar-12	4.451,5	40.887	4.489,2	41.232	51.288
abr-12	4.451,5	40.887	4.486,7	41.210	51.596
may-12	4.451,5	40.887	4.485,4	41.198	51.246
jun-12	4.451,5	40.887	4.498,8	41.321	51.735
jul-12	4.170,8	39.665	4.215,5	40.089	49.532
ago-12	4.170,8	39.665	4.206,5	40.004	49.427
sep-12	4.170,8	39.665	4.174,3	39.698	49.361
oct-12	4.170,8	39.665	4.150,9	39.476	48.775
nov-12	4.186,8	38.957	4.185,6	38.946	48.635
dic-12	4.186,8	38.957	4.186,8	38.957	48.336



PRINCIPALES PROVEEDORES 2012 E.CL

Estos son los principales proveedores de E.CL que representan más del 90% de la facturación del año:

Proveedores Estratégicos año 2012

Proveedor	Segmento
Sociedad GNL Mejillones S.A.	Gas
Codelco	Gas
Cía. de Petróleos de Chile	Petróleo, Fuel, Lubricantes
Soc. Contractual y Minera El Alba	Gas
J.Aron & Company	Carbón
Electrabel	Carbón
CNR Marketing Limited (CML)	Carbón
Swissmarine Service S.A.	Fletes Marítimos
Colombian Natural Resources	Carbón
Redecam Group SRI	Repuestos
Administración y Servicios S.A.	Contratistas de Servicios
Petrobras Chile Distribución Limitada	Petróleo, Fuel, lubricantes
Coal Marketing Company LTD.	Carbón
Ansaldo Energía S.A.	Repuestos
Puerto Mejillones S.A.	Contratista de Servicios
Alstom (Switzerland) Ltd.	Repuestos
Peabody Coal Trade LLC	Carbón
Glencore International AG	Carbón
Nol-Tec Europe SLR	Repuestos

06 PROYECTOS

A continuación se mencionan algunos de los principales proyectos realizados y en ejecución durante el 2012, además de los indicadores de gestión para el mismo año.

MEJORAS DE EMISIONES (BLACK FOX PROJECT).

Con fecha 18 de enero 2011 el Señor Presidente de la República firma la Norma de Emisión para Centrales Termoléctricas, fecha tomada internamente como inicio del proyecto.

Con fecha 23 de junio 2011 sale finalmente publicada la Norma, fecha desde la cual comienza a contarse el plazo para el cumplimiento de los requerimientos de dicha Norma.

La Norma publicada establece límites de emisión de material particulado (MP), dióxido de azufre (SO2) y óxidos de nitrógeno (NOx) que en el caso de E.CL y dentro del alcance del poroyecto será de aplicación en las unidades CTM 1 y CTM 2 ubicadas en Mejillones y en las unidades CTT 12, 13, 14 y 15 ubicadas en la ciudad de Tocopilla.

E.CL ha contratado a la empresa Tractebel Engineering (TE) como empresa Owner Engineering, la cual llevó a cabo los estudios de Pre y Factibilidad del proyecto.

Para una mejor optimización de los costos y una reducción de los riesgos de ejecución, el proyecto se divide en 9 paquetes a saber:

- Package 1 – Bag Filters.
- Package 2a - Ash Handling Partial Retrofit.
- Package 2b – Ash Handling Total Retrofit.
- Package 3 – ID Fans.
- Package 4 – DeNOx.
- Package 5 – Desalination Plant.
- Package 6 – Civil Works.
- Package 7 – I&C.
- Package 8 – Mechanical BOP.
- Package 9 – Electrical BOP.

El presupuesto total estimado es de 165,5 MUSD, el cual incluye el costo de la demolición de las unidades 1 a 8 en CTT y la demolición de la casa de cambio actual de CTT, trabajos necesarios para llevar a cabo el proyecto.

La fecha de término esperada es a mediados del 2015.

La mayoría de estos paquetes se licitaron y serán ejecutados por diferentes empresas de renombre, especialistas en cada uno de ellos.

A continuación el status del proyecto a diciembre 2012:

Avance total de pagos:	46%
Presupuesto comprometido:	93%
Avance físico:	52%

Detalle por paquete:

- Package 1 – Bag Filters: A finales del 2012 se encuentra 5 Bag Filters en operación y el sistema DeSOx instalado en 4 de las 6 unidades, proyectando el término de este paquete a mediados de 2013.
- Package 2a - Ash Handling Partial Retrofit: Pendiente sólo la ejecución en una de las unidades.
- Package 2b – Ash Handling Total Retrofit: Contrato firmado y en ejecución.
- Package 3 – ID Fans: Pendiente sólo la ejecución en una de las unidades.
- Package 4 – DeNOx: Contrato firmado y en ejecución.
- Package 5 – Desalination Plant: Proveedor seleccionado, y en etapa de negociación final.
- Package 6 – Civil Works: Contrato firmado y en ejecución.
- Package 7 – I&C: Contrato firmado y en ejecución.
- Package 8 – Mechanical BOP: En proceso de definición.
- Package 9 – Electrical BOP: Contrato firmado y en ejecución.

CHANCADOR PARA CTT.

Se decide retomar un proyecto para la optimización del sistema de chancado de carbón, el cual entre otros beneficios operacionales, producirá un aumento en el porcentaje de finos en el carbón, mejorando así la combustión y reduciendo el porcentaje de carbón no quemado tanto en el carbón residual en escoria como en el carbón residual en ceniza.

También permitirá establecer una distribución de partículas más homogénea en cada pulverizador y calderas de las unidades, mejorando las emisiones finales de las unidades al tener una mejor combustión.

Finalmente a finales de noviembre del 2012 se concluye la instalación y puesta en marcha del nuevo sistema, logrando procesar más de 530 Ton/h con resultados óptimos.

IMPLEMENTACIÓN PLAN DE REMOCIÓN DE ASBESTOS.

La Remoción, confinamiento y disposición final de los asbestos existentes en nuestras instalaciones, tiene dentro de sus objetivos que además E.CL pueda certificarse como empresa libre de asbesto.

Durante el 2012, se firmó el contrato para la continuidad de la fase 2 del proyecto la cual a su vez se dividió en dos etapas, proyectándose concluir la primera de ellas en abril de 2013.

PRESURIZACIÓN Y CLIMATIZACIÓN SALAS ELÉCTRICAS CTM - CTA/CTH.

Se elabora el estudio de factibilidad para la implementación en CTM con el fin de mejorar las condiciones internas de la sala, debido a que las condiciones actuales incrementan el riesgo de una explosión por arco eléctrico en los interruptores alojados en la sala.

A finales del 2012, se firma el contrato para la ejecución del proyecto, esperando que sea terminado a finales de junio 2013.

ALIMENTACIÓN DE GAS EFICIENTE (BY PASS DE COMPRESORES U-16).

El proyecto de referencia consiste en la implementación de un sistema by-pass, para los compresores del sistema de alimentación de gas natural en la Unidad 16 de CTT.

La principal razón de instalar el referido by pass, operativa es el funcionamiento innecesario de los compresores de gas natural que, debido a la configuración original, deben operar como paso previo a la entrega del gas natural combustible a la turbina. Hoy para que esto suceda, la presión del gas natural es reducida de 70/80 barg (presión actual en el gasoducto, la cual es bastante más alta que el valor en el pasado antes de la entrada en operación de GNLM) a 26 barg aproximadamente, y luego el gas ingresa a los compresores para elevar su presión a 46 barg (nivel necesario para el sistema de combustión de la unidad).

El by pass tendrá dos ramales de regulación, uno activo y otro en stand by, todo ello con su sistema de control independiente, conectado sólo para información y control del set point de presión con el DCS existente de la unidad.

La instalación del by pass ha sido concluida y la puesta en marcha de la unidad con dicho by pass se espera para febrero de 2013 una vez terminado el mantenimiento programado de la U16 para tal fecha.

DESARME DE CENTRAL DIESEL ANTOFAGASTA.

El proyecto consta de 3 etapas: Desmantelamiento, demolición, saneamiento de suelos.

A finales de 2012 las etapas de desmantelamiento y demolición quedaron concluidas, quedando

pendiente sólo el informe confirmatorio acerca de la descontaminación y saneamiento del suelo, actividades realizadas también durante el 2012 con el asesoramiento y supervisión de la empresa Arcadis, especializada en estos temas.

MEJORAS AMBIENTALES PUERTO CTT.

E.CL comienza a finales del 2011 la implementación de una serie de mejoras estructurales para prevenir incidentes ambientales en el proceso de descarga de gráneles líquidos y sólidos en puerto de Central Térmica Tocopilla.

Dentro de las implementaciones concluidas se encuentra la fabricación de un pretil sólido al borde de todo el cabezo uno del muelle, el montaje de un sistema de drenaje anti derrame que canalizará todos los líquidos a un estanque receptor bajo el muelle y la instalación de cobertores para encapsular las correas.

El proyecto quedó concluido en octubre de 2012.

INDICADORES DE GESTIÓN.

Finalizado el año se implementaron un total de 15 proyectos, siendo los indicadores los siguientes:

- Cumplimiento en CAPEX: 97,35%.
- Cumplimiento en tiempo de los proyectos: 90,31%.
- OPEX: 44% vs presupuesto 2012 viseé 01.

Se muestra a continuación información más detallada de la obtención de los indicadores:

PROYECTO HELIOS I, PLANTA SOLAR EL ÁGUILA I.

E.CL firmó una modificación a su contrato de energía eléctrica con la minera Quiborax.

Dicha modificación permite a E.CL construir una planta solar fotovoltaica de 2 MW a ser ubicada cerca de las instalaciones de Quiborax, a unos 50 km al este de Arica, cuya energía será inyectada al SING y consumida principalmente por la minera Quiborax.

E.CL llamó a licitación tipo EPC por dicha planta solar y asignó al proveedor SunEdison su construcción, con amplia experiencia mundial en este tipo de tecnologías.

En diciembre de 2012 se realizó la ceremonia de puesta de primera piedra de la planta, dando inicio a su construcción, la que debiera iniciar su operación comercial a mediados de 2013.

07 GESTIÓN FINANCIERA

POLÍTICA DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO 2012

La política de inversión de E.CL está orientada a materializar aquellos proyectos de inversión en generación y transporte de energía, que sean rentables y le permitan abastecer oportunamente a sus clientes actuales y potenciales, cumpliendo de esta forma con su principal objetivo social. La política de la Empresa consisten en sólo emprender nuevos proyectos de generación energética cuando se cuenta con contratos de suministro eléctrico con clientes en una proporción significativa a la capacidad de generación esperada del proyecto.

Los excedentes de caja se utilizan, en primer lugar, para disminuir el endeudamiento en el corto plazo de la Compañía si lo hubiere. En segundo lugar, se invierte en instrumentos de renta fija, preferentemente en depósitos a plazo y valores negociables, de acuerdo a la política de inversión y criterios de selección y diversificación de cartera ya aprobados por el Directorio de la Sociedad.

Con respecto a la política de financiamiento, y siendo consistente con los objetivos de corto y largo plazo de la política de inversiones de la Compañía, se procura proveer los fondos necesarios para atender la operación y permitir el crecimiento de la sociedad utilizando los recursos internos que se dispongan y recursos externos hasta un límite y con plazos que no comprometan la solvencia ni la liquidez de la Sociedad, ni su calificación de grado de inversión.

INVERSIONES

E.CL realiza inversiones en instrumentos financieros de acuerdo con los criterios de selección y diversificación de cartera que determine la administración de la empresa, con el propósito de optimizar el rendimiento de sus excedentes de caja. La política de inversión de recursos financieros de la empresa considera:

Instrumentos de inversión

- Depósitos a plazo
- Fondos mutuos renta fija
- Ventas con pactos de retrocompra
- Forwards por compensación o entrega física de la moneda
- Opciones financieras
- Inversiones en instrumentos emitidos por el Banco Central de Chile

Limites de inversión

Son aquellos límites fijados por la empresa para realizar inversiones en diferentes instrumentos financieros. Entre éstos podemos nombrar

a) Límites de inversión por emisor o Intermediario: no se podrá invertir más de un 25% de la cartera en valores emitidos o garantizados por un mismo emisor. Asimismo, la inversión por intermediario quedará sujeta a la misma restricción. Los límites

de inversión por emisor e intermediario no tendrán validez en caso que la cartera de inversiones sea menor a 10 millones de dólares.

b) Límites de Inversión por tipo de moneda: la inversión en valores denominados en dólares de los Estados Unidos de América será no menor al 80% del total de la cartera. Lo anterior servirá como seguro de cambio o cobertura natural para compromisos en moneda extranjera denominados en dólares.

c) Clasificación de Riesgo: La clasificación de riesgo local de los instrumentos financieros deberá ser al menos AA- para los instrumentos de largo plazo y de N1+ para los de corto plazo. Asimismo, los intermediarios considerados deberán tener una clasificación de riesgo no inferior a AA-.

No se podrá por ninguna circunstancia invertir en instrumentos de renta variable o acciones nacionales o extranjeras.

d) Límites de inversión por grupo financiero: No se podrá invertir más de un 25% de la cartera de inversión en valores o en instrumentos emitidos o garantizados por emisores pertenecientes a un mismo grupo financiero. Se usará como definición de Grupo Financiero la circular N°1030, y las que la complementen y actualicen, de la Superintendencia de Valores y Seguros.

e) Límites de inversión en fondos mutuos: Las inversiones en fondos mutuos no podrán sobrepasar el 5% del capital del fondo en cuestión.

ACTIVIDADES FINANCIERAS

Nuestras principales actividades de financiamiento durante el año 2012 fueron las siguientes:

- El 15 de enero y el 15 de julio de 2012, E.CL pagó intereses del bono 144-A por la cantidad de US$11,25 millones en cada fecha.
- El 16 de mayo de 2012, E.CL pagó dividendos por un monto de US$62,3 millones, con cargo a las utilidades del año 2011.
- El día 15 de junio de 2012, CTA pagó la tercera cuota de capital de su financiamiento de proyecto por la cantidad de US$3,3 millones más los intereses devengados en el período.
- El día 31 de julio, E.CL adquirió la deuda de Inversiones Hornitos (CTH) con su accionista Inversiones Punta de Rieles Ltda. la que ascendía a US$76 millones, quedando E.CL como único acreedor de Inversiones Hornitos con una deuda total de US$190 millones. Para el financiamiento parcial de esta operación, E.CL tomó un crédito de corto plazo por US$50 millones con el Banco Itaú con vencimiento el día 29 de Octubre de 2012, el que fue pagado en dicha fecha.
- El día 14 de agosto, las filiales Central Termoeléctrica Andina e Inversiones Hornitos recibieron por concepto de devolución del remanente de crédito fiscal de IVA generado en la construcción de las unidades termoeléctricas de propiedad de éstas, las cantidades de $4.782.115.302 y $5.463.407.424, respectivamente. Los fondos recibidos fueron mayoritariamente destinados al pago de deudas que las filiales tenían con sus accionistas.
- El 10 de octubre, CTA, E.CL, International Financial Corporation (IFC), KfW y otros bancos partícipes, firmaron nuevas modificaciones a los contratos de financiamiento del proyecto de CTA. Entre otras modificaciones, se acordaron nuevas condiciones para declarar la entrega del proyecto, permitir la firma del contrato denominado Settlement and Taking Over Agreement con el contratista a cargo de la construcción de la central y dar curso al último desembolso del financiamiento del proyecto. El día 30 de octubre, CTA recibió un monto de US$93,7 millones correspondientes al último desembolso del financiamiento de

proyecto. El día 31 de octubre, CTA procedió a transferir la totalidad de dicha suma a E.CL como pago parcial del financiamiento otorgado por esta última durante la construcción de la central.

- El día 17 de diciembre de 2012, CTA pagó la cuarta cuota de capital de su financiamiento de proyecto por la cantidad de US$4 millones más los intereses devengados en el período.

TRANSACCIONES BURSÁTILES

Resumen de las transacciones de la acción de E.CL S.A. de los últimos tres años.

Año 2012	Acciones Transadas	Monto Transado	Precio promedio
1º trimestre	68.470.354	$94.170.843.651	$1.375
2º trimestre	93.260.203	$113.720.244.870	$1.219
3º trimestre	58.221.700	$66.501.198.679	$1.142
4º trimestre	82.177.072	$94.650.650.035	$1.152

Año 2011	Acciones Transadas	Monto Transado	Precio promedio
1º trimestre	624.471.898	$ 752.974.903.082	$ 1.206
2º trimestre	198.329.813	$ 259.660.195.112	$ 1.309
3º trimestre	72.245.214	$ 89.195.045.285	$ 1.235
4º trimestre	69.152.494	$ 89.921.497.092	$ 1.300

Año 2010	Acciones Transadas	Monto Transado	Precio promedio
1º trimestre	28.361.665	$ 27.959.205.088	$ 985,81
2º trimestre	28.362.168	$ 28.204.395.192	$ 994,44
3º trimestre	39.501.654	$ 45.799.377.386	$ 1.159,43
4º trimestre	23.285.082	$ 29.322.629.953	$ 1.259,29

DIVIDENDOS

POLÍTICA DIVIDENDOS

La política de dividendos de E.CL consiste en pagar los mínimos legales pudiendo aprobarse dividendos por sobre ellos si las condiciones de la compañía lo permiten. Cada año el Directorio propone un pago de dividendos según los resultados financieros, los recursos líquidos disponibles y los requerimientos de financiamiento estimados para inversiones de capital. El dividendo propuesto por nuestro Directorio debe ser aprobado en Junta Ordinaria de Accionistas, según lo establece la ley.

La Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el 24 de abril de 2012, aprobó la política de dividendos propuesta por el Directorio de la Sociedad, la cual resultó en el reparto de dividendos por un monto equivalente al 50% de la utilidad neta del ejercicio fiscal 2011. Como consecuencia, el día 16 de mayo de 2012, E.CL procedió a pagar a sus accionistas un dividendo definitivo de US$ 64.301.192,40, el que sumado al dividendo provisorio de US$ 25.000.000

pagado el 25 de agosto de 2011 al que se refiere el párrafo siguiente, resultó en un pago total de dividendo contra la utilidad del año 2011 de US$ 89.301.192,40.

El 26 de julio de 2011 el Directorio aprobó el pago de un dividendo provisorio de US$ 0,0237347080 por acción a cuenta de las utilidades del año 2011. Dicho dividendo se pagó el 25 de agosto de 2011 y ascendió a la suma de US$ 25.000.000.

DIVIDENDOS ÚLTIMOS AÑOS

Los dividendos distribuidos en los últimos cinco años son los siguientes:

Fecha	Dividendo	US$ Acción
22.05.2006	Dividendo Definitivo N° 15	0,00151
22.05.2006	Dividendo Adicional N° 1	0,00099
09.05.2008	Dividendo Definitivo N° 16	0,03599
09.05.2008	Dividendo Adicional N°2	0,02300
19.11.2008	Dividendo Provisorio N° 8	0,10735
18.12.2008	Dividendo Provisorio N° 9	0,01752
08.05.2009	Dividendo Definitivo N°18	0,01650
10.05.2010	Dividendo Adicional N° 20	0,00177
10.05.2010	Dividendo Definitivo N° 19	0,07322
05.05.2011	Dividendo Adicional n°21	0,09505
25.08.2011	Dividendo Provisorio N°22	0,02373
16.05.2012	Dividendo Definitivo n° 20	0,06104

UTILIDAD DISTRIBUIBLE

De conformidad con los estados financieros de la sociedad, la utilidad al 31 de diciembre de 2012 es la siguiente:

Utilidad Distribuible	MUS$
Utilidad del Ejercicio 2011	178.602
Total Utilidad Ejercicio 2011	178.602
Menos Dividendos Provisorios Pagados	-
Resultado Distribuible del Ejercicio 2011	178.602
Dividendos Definitivos año 2011 Pagados con cargo a Utilidad Ejercicio 2010	125.120

Utilidades Acumuladas al 31.12.2011	
Provisión legal 30% Dividendos 2011	28.581
Reverso provisión legal año 2010	60.072
Reserva futuros Dividendos y Resultados Acumulados por Distribuir	250.180
Total utilidades acumuladas al 31.12.2011	335.153
Dividendos Definitivos año 2012 Pagados con cargo a Utilidad Ejercicio 2011	64.301
Provisión legal 30% Dividendos 2012	16.854
Reverso provisión legal año 2010	28.581
Utilidad del Ejercicio 2012	56.178
Dividendos Provisorios Pagados 2012	-
Resultado Distribuible del Ejercicio 2012	338.757

Seguros

E.CL y sus afiliadas mantienen distintas pólizas de seguros que cubren bienes físicos de las empresas tales como unidades de generación, subestaciones eléctricas, puerto, canchas de carbón, talleres, oficinas y distintas dependencias de cada sitio industrial; cuentan con coberturas alineadas con la estimaciones de pérdida ante eventos probables. En éstas se incluye la cobertura adicional por pérdida de beneficios en caso de paralización, equivalente a los meses que eventualmente tomaría restablecer la operación ante un evento probable.

Estas pólizas se encuentran bajo el programa de GDF SUEZ a nivel regional. Adicionalmente, la Compañía participa en el programa de seguros GDF SUEZ de responsabilidad civil a nivel mundial que incluye igualmente a sus afiliadas, cubriendo al grupo de empresas de E.CL en caso de daños materiales o lesiones corporales causados a terceros.

La Sociedad cuenta también con distintas pólizas como: transporte marítimo, construcción y montaje de proyectos, charterer's liability, equipos electrónicos, vehículos y una póliza de vida y salud para sus empleados.

PROPIEDAD Y EQUIPOS

E.CL y sus filiales tienen títulos de dominio debidamente inscritos sobre numerosos terrenos del Norte Grande del país. En ellos se han construido centrales generadoras, subestaciones, líneas de transmisión, edificios, bodegas y otras dependencias.

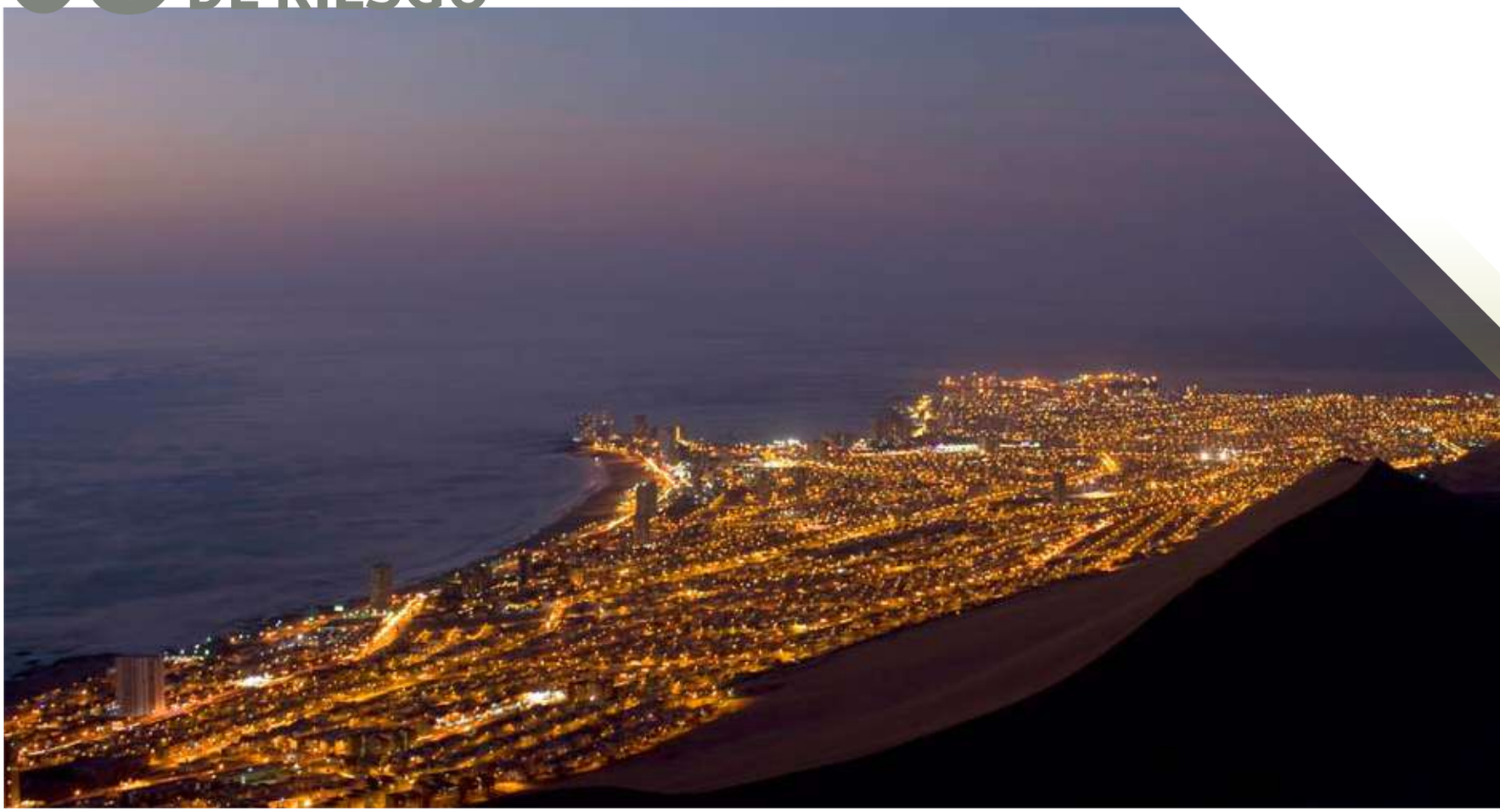
Las principales subestaciones del Sistema de Transmisión de E.CL S.A. son las siguientes: Arica, Iquique, Pozo Almonte, Dolores, Crucero, Chacaya, Mejillones, Antofagasta, Mantos Blancos y Capricornio.

PATENTES Y MARCAS

Marca	Número de Registro	Tipo	Clase (S)	Vencimiento
Edelnor	905.136	Denominativa	35,37,39 y 40	16/12/20
Edelnor *		Denominativa	42	
E.CL	896.784	Mixta	4,9 y 16	10/9/20
E.CL	942.347	Mixta	35,36,37,39,40 y 42	17/1/22
Subestación el Cobre	867.931	Denominativa	37,39,40 y 42	26/11/19
Sitranor	807.869	Denominativa	39	25/4/17
Sitranor	807.868	Denominativa	36,37,40 y 42	8/4/17
Logo	680.316	Etiqueta	35,36,37,38,39,40 y 42	4/12/13
Logo	679.835	Etiqueta	35,36,37,38,39,40 y 42	27/11/13
"T"	828.494	Mixta	39 y 40	29/5/18
Distrinor	971.387	Denominativa	39	21/6/22

*en renovación

08 FACTORES DE RIESGO



Como parte del desarrollo normal del negocio, E.CL se encuentra expuesta a una serie de factores de riesgo que pueden impactar su desempeño. Los principales riesgos que se pueden identificar son los regulatorios, aquellos relacionados con la cadena de suministro de combustibles y sus precios, los riesgos asociados a la operación de las instalaciones de la Compañía, los crediticios o de no pago por bienes o servicios ya entregados y los riesgos medioambientales.

En relación a los riesgos regulatorios, E.CL ha establecido una cercana, transparente y proactiva relación con las autoridades gubernamentales y las entidades regulatorias, con el fin de cooperar en iniciativas de perfeccionamiento del actual marco legal en el que se encuadran las actividades de la Compañía.

En cuanto al suministro de combustibles, se encuentra operativo el terminal de regasificación de GNL en Mejillones, propiedad de GNLM -filial de GDF SUEZ- el cual tiene una capacidad de 5,5 Mm^3/día, suficientes para generar aproximadamente 1.100 MW de energía eléctrica. Esta infraestructura permite a E.CL tener acceso seguro a este combustible para el suministro de energía a sus clientes.

Lo mencionado anteriormente, junto a la mantención de inventarios de combustibles mínimos de operación, el contar con proveedores de gran confiabilidad, así como el diseño de adecuadas políticas de contratación con los clientes de E.CL, han permitido mitigar los riesgos vinculados con el suministro de combustibles y la volatilidad de sus precios.

Los riesgos operativos son manejados con la implementación de las mejores prácticas de la industria a nivel mundial, dentro de las cuales se incluyen los mantenimientos preventivos y predictivos. Sin embargo, como medida adicional, la Empresa cuenta con pólizas de seguro para sus activos, con la finalidad de tener cobertura frente a eventos inesperados.

Los riesgos crediticios o de no pago por bienes o servicios ya entregados son minimizados a través de criterios y procedimientos en la selección de los contratistas y proveedores, que aseguran su calidad y confiabilidad para establecer relaciones comerciales.

En relación al medio ambiente, y sin perjuicio de que E.CL cumple con todas las normativas aplicables en esta materia, la Compañía se encuentra en constante búsqueda y desarrollo de acciones que le permitan coexistir de manera amigable con su entorno.

4 CARTA DEL PRESIDENTE
10 IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD
16 PROPIEDAD Y CONTROL
20 ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL
32 NEGOCIO DE LA COMPAÑÍA
50 PROYECTOS

CLASIFICACIÓN DE RIESGO

- Durante 2012, E.CL mantuvo su calificación internacional con grado de inversión. Standard & Poors mantuvo la calificación en “BBB-“ con perspectiva estable. Fitch Ratings mantuvo la calificación internacional de E.CL en “BBB-“, cambiando la perspectiva de estable a positiva, y mantuvo la calificación A de E.CL como emisor de deuda en el mercado nacional.

- Asimismo, ICR Clasificadora de Riesgo ratificó en Categoría “A” con tendencia “Estable” la solvencia de la Compañía y en Categoría “Primera Clase Nivel 3” los títulos accionarios.

- Feller Rate realizó un alza en la clasificación de solvencia de E.CL S.A. desde “A” a “A+”, manteniendo la clasificación de sus acciones en “Primera Clase Nivel 2” con perspectiva “Estable”.

Las clasificaciones asignadas a E.CL S.A. se sustentan en su adecuada estructura contractual basada en ingresos ligados principalmente a contratos de suministro de energía de largo plazo, que incluyen adecuadas cláusulas de indexación ligadas al mix de generación, lo que otorga un flujo estable y predecible. Además destaca su política comercial conservadora y el buen perfil financiero de la compañía. Como contrapartida, la clasificación considera la concentración de las ventas ligadas a clientes mineros, lo cual es compensado gracias a su sólida calidad crediticia, la exposición parcial de sus costos al spot y al precio de los combustibles, junto con el potencial aumento en los niveles de endeudamiento debido al plan de inversiones para los próximos años.

CLASIFICACIÓN DE RIESGO INTERNACIONAL

	Solvencia	Perspectivas
Standard and Poor’s	BBB-	Estable
Fitch Ratings	BBB-	Positiva

CLASIFICACIÓN DE RIESGO NACIONAL

	Solvencia	Perspectivas	Acciones
Feller - Rate	A+	Estable	1º Clase Nivel 2
Fitch Ratings	A	Positiva	-
ICR	A	Estable	1º Clase Nivel 3

09 DESARROLLO SOSTENIBLE

MEDIO AMBIENTE

Desde junio del año 2006, E.CL mantiene la certificación de su sistema de gestión bajo los estándares internacionales ISO14.001 y OHSAS18.001.

A nivel normativo los principales cambios tienen relación con la entrada en funcionamiento de la Superintendencia de Medio Ambiente y la promulgación del protocolo de validación de los equipos que miden las emisiones en centrales termoeléctricas.

La gestión ambiental operacional durante el año 2012 estuvo enfocada principalmente en Central Tocopilla y Central Mejillones, donde se implementaron filtros de mangas en la mayoría de las unidades carboneras, con esto ya se cumple anticipadamente el límite normado para material particulado que se debe cumplir en diciembre de 2013.

Durante el año 2012 se registró sólo un incidente ambiental significativo, manteniéndose la tendencia a la reducción de este tipo de eventos en nuestra organización.

año	Nº Incidentes Ambientales Significativos
2007	33
2008	30
2009	7
2010	2
2011	1
2012	1

En la Central Térmica de Tocopilla el foco estuvo en el cumplimiento del Plan de Descontaminación Atmosférico. Las principales acciones desarrolladas para cumplir con la emisión anual de 2.002 toneladas en Central Tocopilla fueron la selección, evaluación y adquisición de combustibles sólidos con bajo contenido de cenizas (menor a 5%). Además, los combustibles sólidos almacenados en cancha fueron tratados con productos supresores de polvo adicionados en las correas transportadoras y en cancha con un cañón nebulizador; continuación del programa de limpieza mediante el uso de camiones barredores y camiones aspiradores. Las emisiones de material particulado en Central Tocopilla para el año 2012 alcanzaron las 772 toneladas, siendo un 61% menor a lo permitido.

La Figura siguiente muestra las emisiones mensuales de material particulado de Central Tocopilla.

Fuente/Actividad		Emisión Material Particulado
Fuentes Fijas	Chimenea Unidad 10k	2.160
	Chimenea Unidad 11	1.984
	Chimenea Unidad 12-15	698.8
	Chimenea TG1	0.103
	Chimenea TG2	0.110
	Chimenea TG3	0.791
	Chimenea Unidad 16	29.558
Fuentes Fugitivas	Carga de carbón a tolva	0.0265
	Descarga de carbón a pila	0.0265
	Carga de carbón a torre de transferencia	0.0303
	Erosión eólica en pilas de carbón	0.0000
	Operación de arrastre de material por maquinarias	5.2362
	Motor maquinarias cargador frontal bulldozer	2.7641
	Carga de cenizas	0.0029
	Tránsito de camiones resuspensión de MP	0.4509
	Tránsito de camiones por combustión	0.0084
	Descarga de cenizas	0.0029
	Maquinaria en pilas de carbón MP por combustión	0.1750
	Operación de maquinarias en pilas de cenizas	0.4464
	Erosión eólica en vertedero	0.0004
Total		772.09
Límite Máximo Plan de Descontaminación de Tocopilla		2002.00

Durante el año 2012 se dió inicio a un proyecto de aseguramiento de la información ambiental que consiste en la implementación de equipos UPS de respaldo de energía y la compra de un nuevo software historiador de base de datos que se implementará de forma externa a la red corporativa de manera de reducir las posibles fallas de en la comunicación de los diferentes equipos que componen esta red. Este proyecto surge debido a la necesidad de contar con la información de manera confiable y continua debido a que la nueva institucionalidad ambiental está solicitando que toda la información de calidad del aire y emisiones se encuentre en línea. Es así como este 2012 se implementó en Tocopilla la red SINCA (sistema de información nacional de calidad del aire), donde la información de la estación de Tocopilla perteneciente a E.CL se encuentra en línea a través de las páginas del gobierno, donde su acceso es público.

En Mejillones la gestión ambiental se centró en el análisis de la información de los programas de vigilancia ambiental de la bahía de Mejillones, debido a que este año el alcalde de Mejillones presentó un recurso de protección por contaminación de metales pesados en la bahía Sur de Mejillones. La información preparada y analizada de estos programas fue presentada en el juzgado donde se recibió este recurso. Finalmente el 27 de julio se recibe el oficio Nº 2.194/12 donde se rechaza el recurso de protección indicado.

Según los resultados obtenidos, desde el punto de vista de la gestión ambiental, durante el año 2012, se mantuvo la tendencia de zona latente equivalente a valores en el límite de la Norma.

En el caso de la calidad del aire en Mejillones para el periodo 2010 – 2012 se mantuvo muy por debajo de la Norma, con una concentración de 23 µg/m^{3}N considerando las nuevas unidades que iniciaron su operación.

POLÍTICA DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO

Las iniciativas estratégicas son aquellas que se enmarcan dentro de los focos de desarrollo sustentable definidos por la empresa y las que apuntan - a través de la innovación - a generar polos de desarrollo alrededor de las plantas productivas, contribuyendo a la creación de empleo local y al fortalecimiento del desarrollo económico y social de las comunidades en las que la empresa se encuentra inserta. Estas iniciativas apuntan a generar valor compartido a través de la identificación de oportunidades producto de la utilización de ciertos insumos requeridos por el proceso productivo o a través de la disminución de los impactos del proceso al utilizar los residuos generados como materia prima para el desarrollo de otra industria.

En este contexto, durante el año 2012 se avanzó en los siguientes proyectos de Investigación y Desarrollo:

PROYECTO DE PRODUCCIÓN DE BIOMASA EN EL DESIERTO DE ATACAMA

Durante el 2012 la compañía ha avanzado en el desarrollo de dos proyectos de biomasa que a partir de su inauguración oficial (noviembre de 2011) han captado el interés de las autoridades y la comunidad, así como también del ámbito científico nacional e internacional. Se trata de las plantaciones de dos cultivos energéticos, el Nopal y la Paulownia, que están destinados a abastecer en el futuro parte de los requerimientos de las plantas generadoras CTA y CTH, ubicadas en Mejillones.

Los avances han estado relacionados principalmente con aspectos productivos y económicos inherentes a determinadas variables críticas, así como también con la maximización de las externalidades positivas de esta tipología de iniciativas, tales como la generación de mano de obra, la captura de CO_2 y el mejoramiento del suelo, entre otras.

La producción de estos cultivos energéticos carbono neutrales presenta múltiples ventajas, puesto que: los suelos utilizados no compiten con la agricultura tradicional; las especies elegidas, además de ser eficientes en el uso de agua para riego, utilizan los recursos acuíferos procedentes de la planta desalinizadora; los cultivos capturan CO_2; la cercanía a las centrales de las plantaciones permite evitar los

traslados implícitos en la utilización de otra biomasa, con consecuente disminución de la huella de carbono.

Como resultado de dichos proyectos, que se suman al desarrollo de otras ERNC, E.CL espera diversificar la matriz energética del país, cumplir con los compromisos establecidos por la ley, crear un polo de desarrollo local que favorezca la comunidad y el medio ambiente, además de beneficiar a los clientes de la empresa, quienes se caracterizan por altos estándares y compromisos medioambientales.

CULTIVO DE MICROALGAS PARA LA PRODUCCIÓN DE BIODIESEL

Los proyectos de producción de algas iniciados en el año 2010 han avanzado sustantivamente en su desarrollo a lo largo del 2012, pudiendo contar para ello con el apoyo de Innova Chile, entidad de CORFO que está muy interesada en fomentar la investigación en desarrollo de biocombustibles a partir de micro y macro algas.

La principal idea en este contexto es la de poder aprovechar dos subproductos del ciclo productivo de la empresa, como son el agua de refrigeración de las centrales y el CO_2 de los gases exhaustos emitidos por las mismas, para alimentar ciertas especies de algas que serán cultivadas en piscinas instaladas al interior de la compañía con el fin de extraer de ellas el aceite necesario para la producción de biodiesel.

Las microalgas son organismos acuáticos que capturan luz solar y dióxido de carbono durante la fotosíntesis, acumulando durante dicho proceso algunos aceites que se pueden transformar en biodiesel. El rendimiento en producción de biodiesel con algas es unas 300 veces superior al que se alcanza con la soya y unas 25 veces al que se consigue con la palma. Las algas pueden crecer muy rápidamente en la mayoría de los espacios cerrados, convirtiéndose de esta manera en una fuente de producción de energía continua, inagotable, no contaminante, que se caracteriza por utilizar el dióxido de carbono para su crecimiento y que además no compite con espacios dedicados a la agricultura y, por ende, con la producción global de alimentos.

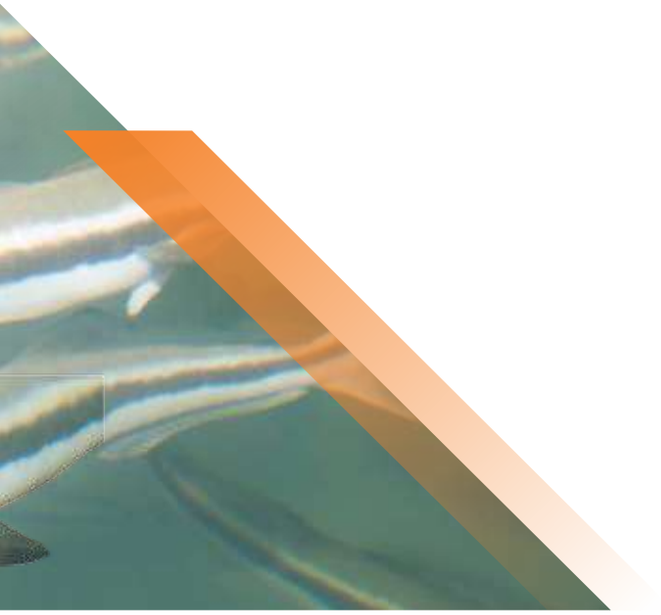
En los laboratorios que se han implementado en el marco del proyecto se están estudiando las cepas de microalgas de la zona con el objetivo de definir cuáles son las que tienen el mayor potencial de crecimiento y de producción de biodiesel. Las cepas seleccionadas por su mayor productividad de biomasa, lípidos, proteínas y eficiencia fotosintética en cuanto a fijación de CO_2 y adaptación a diferentes condiciones ambientales serán usadas en el escalamiento de las plantas piloto actualmente en diseño y construcción.

El Consorcio "Desert Bioenergy S.A.", conformado por E.CL (41,2%), la Universidad de Antofagasta (30,9%), Prodalmar Ltda. (12,4%), la Universidad de La Frontera (10,4%) y Molinera Gorbea (5,2%) tiene como objetivo el desarrollo de tecnología innovadora para la producción en Tocopilla de biodiesel y otros bio-productos a partir de biomasa microalgal, basado en el concepto de bio-refinería.

Hasta el momento, a través de la labor materializada en nueve proyectos de investigación realizados por investigadores con grados de doctor y magister, se han aislado veintidos cepas de microalgas, caracterizándolas y definiendo sus condiciones de cultivo, de las cuales se han seleccionado cinco cepas para su escalamiento, obteniendo contenidos de lípidos entre 20-30%. Adicionalmente, se ha definido el proceso y realizado la extracción de lípidos y proteína de la biomasa, faltando en la presente etapa la definición de su potencial comercial.

Durante el 2012 se ha optimizado la planta piloto ubicada en la Universidad de Antofagasta con una producción semi-continua de 24 kg/mes de biomasa monoalgal seca con inyección automatizada de CO_2 y evaluación de las condiciones óptimas de cultivo.

Por otra parte, se encuentra diseñada y en etapa de ingeniería de detalle la planta piloto a instalar en la planta de Tocopilla para una producción semi-continua



del orden de 40 kg/mes de biomasa monoalgal. Lo mismo ocurre con la planta piloto de biodiesel - para cuyo proceso productivo se ha definido utilizar la transesterificación directa de la biomasa, obteniendo las primeras muestras de biodiesel refinado a nivel de laboratorio y biogás, que se está produciendo a nivel de laboratorio a partir de biomas agotada, habiéndose obtenido rendimientos preliminares de 0,1-0,2 m^3/kg de biomasa.

La implementación de la planta piloto en Tocopilla para producir biodiesel y biogás está prevista para 2013.

Por otro lado, el Consorcio "AlgaeFuels S.A." filial de E.CL, conformado por Manafuels S.A. (35%), E.CL (27%), COPEC (25%) y la Pontificia Universidad Católica de Chile (13%), y que tiene como objetivo la producción de microalgas, ha considerado la implementación de dos laboratorios de campo, de una hectárea de producción cada uno.

El Laboratorio de Campo 1, que se ubica en la Central Térmica de Mejillones y se encuentra en un 90% de avance, está considerado para la producción de biomasa microalgal para biodiesel, utilizando agua de mar y capturando CO_2 proveniente de la chimenea de descarga de las Unidades de Generación. La tecnología de producción combina fotobiorreactores y piscinas tipo raceway. Durante el año 2012, se obtuvo biodiesel el cual fue utilizado con éxito para hacer funcionar motores estacionarios.

Por otro lado, el Laboratorio de Campo 2 que se ubica en el desértico sector de La Tirana (Iquique) y que se encuentra terminado, utilizará agua dulce en su proceso productivo para la producción de microalgas como fuente de proteínas. En el mes de Abril del 2013, se iniciará la producción de nutraceuticos los que serán comercializados en el mercado nacional.

PROYECTO SALICORNIA

La Salicornia es una especie vegetal halófita, capaz de crecer con agua de mar y altamente productiva en condiciones extremas, como las que existen en un lugar como Mejillones. Su cultivo de parte de la empresa responde a la voluntad de capturar CO_2, así como también de estudiar sus diversas aplicaciones, ya sea como biocombustible, alimento gourmet o para animales.

El modelo de operación de la salicornia se integra con el cultivo de la cobia (ver iniciativa siguiente), puesto que para su riego se utiliza el agua agotada por los peces, que resulta rica en nutrientes esenciales que actúan como fertilizante.

Puesto que esta especie no se encuentra difundida en el país, ni existen en el mercado semillas comerciales que se puedan adquirir, la primera etapa del proyecto desarrollado con la Universidad de Antofagasta y la Corporación para el Desarrollo Productivo de la Región de Antofagasta consistió en recolectar ecotipos en todo Chile, para finalmente seleccionar uno.

Luego de una exitosa propagación llevada a cabo por los técnicos de la Universidad de Antofagasta, en la actualidad se está estudiando su adaptación a la zona y se están realizando mediciones de productividad, crecimiento y manejo de cultivo. En una segunda etapa se pretende medir la captura de CO_2 por parte de las plantas.

PISCICULTURA DE COBIA CON AGUAS DE CIRCULACIÓN

El proyecto cobia representa otro ejemplo de creación de valor compartido a partir de la minimización de los impactos generados por el proceso productivo.

La cobia es un pez marino que habita en todas las aguas tropicales y subtropicales del mundo, con la única excepción del este del Pacífico; vive hasta los 15 años en un rango de profundidades entre 0 y 1.200 m. y se han encontrado especies que alcanzan los 2 m. de longitud, con un peso máximo publicado de 68 kg. El mercado de la cobia está en expansión en todo el mundo. Su carne es muy apetecida en restoranes gourmet internacionales, lo que ha determinado cotizaciones más elevadas respecto

del resto de los peces. China, Japón y Vietnam representan hoy en día los principales mercados.

Debido a la temperatura del mar en toda la costa de Chile es imposible que la cobia pueda vivir en estado natural en el mar Chileno, pero al aprovechar la energía térmica contenida en las aguas de descarga del proceso de generación de las unidades térmicas de E.CL (entre 24 y 27 °C) puede desarrollarse sin mayores dificultades en piscinas que son construidas especialmente para este tipo de proyecto.

A partir de lo anterior E.CL, en conjunto con un emprendedor con vasta experiencia en el cultivo y engorde de peces en piscicultura de recirculación, durante el 2012 se dio inicio a un proyecto piloto que utiliza las aguas de retorno al mar de las centrales térmicas ubicadas en Mejillones.

Desde el punto de vista de las actividades específicas que se han llevado a cabo durante el 2012 se menciona la construcción en cuatro meses (desde junio a septiembre 2012) de la piscicultura en los terrenos que se encuentran frente a las centrales CTA-CTH de Mejillones; la realización en el mes de octubre de la primera importación de 150.000 ovas y la obtención en conjunto con expertos de Estados Unidos de una población de cerca de 1.000 juveniles, con un peso promedio de aproximadamente 150 gramos cada uno. En diciembre 2012 se ha realizado la segunda importación de 100.000 ovas, logrando el sorprendente resultado de obtener alrededor de 10.000 alevines gracias al esfuerzo del equipo de trabajo y a la experiencia acumulada. De esta manera, el cultivo ha superado las mejores expectativas de crecimiento, esperándose peces de aproximadamente 2,5 kg. para el mes de octubre de 2013. El piloto tiene fecha de término planificada para febrero del 2014.

MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN CON CENIZAS

También este proyecto de creación de materiales de construcción a partir de las cenizas generadas por el proceso productivo, responde a la voluntad de E.CL de disminuir los impactos generados, que apunta a cero residuo.

La iniciativa consta de dos procesos principales. El primero es la creación de una planta de purificación de cenizas que permita por un lado recuperar carbón inquemado presente en las cenizas para ser reutilizado en el proceso productivo de la empresa y, por el otro, separar cenizas aptas para convertirse en material de construcción (ladrillos, baldosas, adoquines, etc). Luego se continúa con un segundo proceso de aglomeración y prensado, en línea con la utilización de materiales reciclados para la obtención de certificaciones LEED (proyectos sustentables).

El modelo de negocio, que cuenta con el apoyo financiero de CORFO y se desarrolla en los terrenos de la empresa que se utilizan para la disposición final de las cenizas, considera la asociación de E.CL con un emprendedor externo (BEJOS) que había iniciado estudios tendientes a resolver esta problemática, contando además con vasta experiencia universitaria y en instituciones como ENDEAVOR, Prochile y Fundación Emprender, entre otras.

El piloto ya cuenta con el terreno, el galpón, los equipos básicos y los permisos ambientales, encontrándose en etapa de construcción la fábrica de materiales de construcción. La entrada en operación está prevista para abril de 2013, esperándose los primeros materiales preformados para el mes de junio del mismo año.

INNOVACIÓN

Desde el 2010 la compañía definió a la innovación como parte importante de su modelo de gestión, implementando un sistema que sea capaz de apoyar y favorecer el cumplimiento de sus objetivos estratégicos. En este contexto, la generación de valor se consigue a través de una gestión integral y abierta, es decir: fomentando la participación de

El portafolio cuenta con
40 proyectos activos

En el proceso han participado más de
250 personas

Aporte al EBITDA
49,86 MMUSD

17 líderes activos de
proyectos innovadores

Actualmente hay 15 proyectos reportando
21,51 MUSD
a EFFICIO

Trabajando con
22 empresas

Colaborando en la busqueda de iniciativas
con 4 universidades

Innovación presente
en todos los sitios

Redes en
8 países

9 instancias de
formación en talleres

13 gerencias
han liderado iniciativas de innovación

4 proyectos están generando
8,55 MM USD a EFFICIO 2

El portafolio de sustentabilidad actualmente
tiene 8 proyectos

todos los niveles de la organización e invitando a empresas especialistas, emprendedores y/o centros de investigación a ser parte del proceso.

La gestión del 2012 generó como resultado un portafolio de proyectos de innovación que consideró 40 iniciativas activas. Lo anterior se logró con la participación en el proceso de más de 250 personas, abarcando a todos los centros de trabajo de la empresa, y a 22 empresas externas. En términos de aporte al EBITDA, durante el 2012 las iniciativas desarrolladas como parte del proceso de innovación aportaron 49,9 MMUSD, de los cuales el 57% (28,4 MMUSD) está representado por ingresos no recurrentes, mientras que 21,5 MMUSD son aportes recurrentes generados por 15 proyectos, de los cuales 8,5 MMUSD corresponden a aportes de 4 proyectos implementados durante el 2012.

SISTEMA DE GESTIÓN INTEGRADO

Durante el año 2012 E.CL continuó con el proceso de mejora en el desempeño organizacional, a través del aprendizaje y mejora continua de sus procesos. De esta manera, el Sistema de Gestión de la empresa (SGI) logró exitosamente la segunda recertificación de sus procesos bajo los estándares internacionales de medio ambiente ISO 14001:2004, de calidad ISO 9001: 2008 y de Seguridad y Salud Ocupacional OHSAS 18001:2007.

4 CARTA DEL PRESIDENTE
10 IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD
16 PROPIEDAD Y CONTROL
20 ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL
32 NEGOCIO DE LA COMPAÑÍA
50 PROYECTOS

MANTENIMIENTO CERTIFICACIÓN PROCESOS DE E.CL

Durante el mes de junio de 2012 la empresa certificadora AENOR realizó la Segunda Auditoria de Re-certificación.

A través de dicha actividad se pudo verificar la correcta implementación y utilización de un Sistema de Gestión Integrado, mediante el cual se ha logrado el cumplimiento las políticas y objetivos estratégicos de la Compañía.

Los resultados del proceso de Re-certificación – veintiocho (28) "Puntos Fuertes", diez y seis (16) "Oportunidades de Mejora", dos (2) "Observaciones" y cero (0) "No Conformidades" - han confirmado que la organización se encuentra en buen camino hacia la "Mejora Continua" y madurez de su Sistema de Gestión.

Dentro de los principales puntos fuertes que de acuerdo al equipo de auditores externos representan ejemplos de un buen desarrollo del Sistema de Gestión de E.CL, se destacan:

- El Portafolio de 7 iniciativas de RSE (Sustentabilidad), además de la Estrategia Campaña ADN y focos de Innovación;
- Las mejoras ambientales tendientes a prevenir incidentes ambientales, especialmente en Puerto Tocopilla. Ejemplos de ello son: el encapsulamiento de correas; las canaletas receptoras de posibles derrames; el sistema de recepción de residuos líquidos bajo muelle y los pretiles de contención para sólidos y líquidos en perímetro de muelle;
- El registro de indicadores adecuados en el contexto del Sistema de Gestión de la Empresa, que demuestran la eficacia del sistema y de los procesos en materia de Calidad, Medio Ambiente y Seguridad;
- La erradicación de todos los componentes y materiales que contenían asbesto de las instalaciones de CD Arica y CD Iquique;
- La finalización del proyecto de reforestación con especies Queñoas en la Central Chapiquiña;
- Los indicadores de desempeño, que posicionan a las plantas de la empresa al nivel de las mejores infraestructuras a nivel internacional;
- Los proyectos de sustentabilidad Biomasa y Consorcio Algafuel;
- El buen y operación del proceso de control de requisitos legales.

GESTIÓN DE CALIDAD

Los aspectos más relevantes de la Gestión de Calidad en el año 2012 fueron los siguientes:

- La incorporación en el alcance de la auditoría realizada en Junio 2012 del "Proceso de Transporte de Gas Argentina y Chile";
- El seguimiento, control e incorporación de los indicadores de los Subprocesos al Balance Scorecard;
- La aplicación de la metodología de evaluación de riesgos del negocio con el propósito de definir los controles y/o planes de acción requeridos para eliminar o reducir el riesgo.

SISTEMA DE CONTROL INTERNO

Durante el año 2012 E.CL continuó con el proceso de consolidación de su sistema de Control Interno a través del seguimiento de sus dos principales herramientas de medición y administración: i) el informe COSO ("Committee Of Sponsoring Organizations") y, ii) el programa INCOME ("Internal Control Management and Efficiency"). Adicionalmente, se implementó una nueva herramienta de medición: iii) el cuestionario "Internal Control Maturity Evaluation Tool".

En 2012 el informe COSO determinó - a través de su cuestionario "Internal Control Environment Health Check" - que el ambiente de control interno de la compañía se encuentra en un nivel de madurez

adecuado, resaltando fortalezas tales como: un sólido soporte de los niveles gerenciales en el desarrollo de los controles internos; el estratégico uso de su Sistema de Gestión Integrado; y las certificaciones ISO 9001, ISO 14001 y OHSAS 18001.

Respecto del programa INCOME, en el 2012 se revisaron, diseñaron e implementaron 4 subprocesos de Gestión de Activos ("Asset Management"), 3 subprocesos de Gestión de Tecnología de la Información ("Information Technology Management") y 2 procesos complementarios de Gestión Contable ("Accounting Management"). Adicionalmente, se actualizaron los 2 subprocesos de Gestión de Tecnología de la Información que se diseñaron en 2011. Todas las Actividades de Control - que totalizan 685 y que corresponden a los subprocesos INCOME diseñados en 2011 y 2012 - quedaron completamente operativas en el último trimestre del año.

En lo que concierne a la tercera herramienta de medición y administración – la "Herramienta de Medición de Madurez del Control Interno (ICMET) – que permite evaluar de manera anual la evolución de la madurez del sistema de Control Interno para incrementar su valor y visibilidad dentro de la compañía. Los resultados en 2012 concluyeron que los procesos y subprocesos definidos en el alcance anual de INCOME, fueron efectivamente implementados. Asimismo, se recomendaron áreas de mejora que están en línea con el nivel de madurez de la empresa.

En paralelo a la consolidación del Sistema de Control Interno, durante el 2012 se realizaron auditorías internas y externas, abarcando las principales instalaciones y procesos de la organización, incluyendo los procesos ejecutados por empresas contratistas.

Dentro de las Auditorías Internas realizadas por GDF Suez se mencionan las siguientes:

- Auditoría Operacional de la Central Termoeléctrica Mejillones;
- Auditoría de Comunicaciones Externas de Desempeños Financieros;
- Auditoría de Tecnología de la Información;
- Auditoría de INCOME: Pruebas de los controles de Compras y Ventas;
- Auditorías de Salud, Seguridad y Medio Ambiente.

Por otro lado, las principales auditorías externas realizadas a los procesos fueron las siguientes:

- Auditoría de Renovación de la certificación por parte de la empresa certificadora AENOR;
- Auditoria de la compañía aseguradora;
- Auditorías de Salud, Seguridad y Medio Ambiente, realizadas por Deloitte;
- Auditorías de Salud y Seguridad, realizadas por DUPONT;
- Auditoría de Control Interno, realizada por Deloitte.

E.CL ha trabajado intensamente en los últimos años en el fortalecimiento del ambiente de Control Interno, formalizando y automatizando varios procesos y procedimientos, y continuará implementando y mejorando sus controles con el objetivo de tener una operación sin fallas.

RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL (RSE)

En conformidad con los lineamientos del Grupo GDF SUEZ al cual pertenecen, E.CL y sus filiales dedicadas al negocio eléctrico y negocios afines reconocen que la operación de sus activos y el crecimiento responsable son fundamentales para el cumplimiento de sus objetivos, así como también, el relacionamiento con sus diferentes grupos de interés, a través de la gestión de sus expectativas.

Al respecto, durante el año 2012 se ha procedido a rediseñar la política de relacionamiento con la Comunidad de la empresa en lo que se refiere a aportes, con el principal objetivo de poder configurar una Agenda Social cuyos fundamentos y focos posibiliten llevar a cabo acciones que, además de ser efectivas, sean parte de una misma estrategia corporativa.

Es así como - bajo la coordinación general de la Vicepresidencia de Sustentabilidad y la ejecución de la Gerencia de Estrategia, Procesos y Sustentabilidad – además de los aportes tradicionalmente otorgados por la empresa, se han creado nuevos mecanismos de gestión de los recursos destinados a la Comunidad, con el fin de evaluar y canalizar de una manera más directa y participativa las necesidades existentes y de garantizar una implementación más eficaz de los requerimientos o iniciativas seleccionadas, asegurando total transparencia en cada una de las etapas del proceso y velando por conductas éticas en el actuar de las personas y entidades involucradas. Todo lo anterior está enmarcado en la promoción de los valores de igualdad de oportunidades y de trato, además del respeto de la normativa interna y legal, con especial énfasis en los dictámenes de la Ley 20.393 sobre responsabilidad penal de las personas jurídicas en los delitos de lavado de activos, financiamiento del terrorismo y delitos de cohecho.

A continuación, se presenta una reseña de acciones, iniciativas y proyectos llevados a cabo durante el año 2012 y dirigidos a los principales stakeholders de la empresa.

GERENTES DE PLANTA

Entre las novedades del año 2012 en lo que respecta a la administración de los aportes a la Comunidad está la implementación de un mecanismo de gestión que permite a las personas, entidades y agrupaciones sociales postular de manera fácil y directa al financiamiento de pequeños proyectos comunitarios. Los Gerentes de Planta evalúan y aprueban o rechazan las solicitudes de aportes, que pueden ser presentadas en cualquier momento del año a través de un Formulario proporcionado por la empresa. Las principales iniciativas aprobadas durante el 2012 por los gerentes de plantas - apoyados por un Comité interno presente en cada sitio y en coordinación con la Gerencia de Estrategia, Planificación y Sustentabilidad de la empresa – suman más de medio centenar de proyectos, dentro de los cuales se destacan: el Proyecto “Eco Barrios”, con la construcción de una pérgola sustentable; la obra de teatro “Pacífico”; el Proyecto “Pintando Tocopilla”, con desarrollo de un mural en la Escuela Carlos Condell de la Haza; el Evento Folclórico “Tierra de Luz”; el apoyo a los jóvenes de la agrupación “Familia Skate”, otorgado con ocasión de la inauguración de Skatepark en la ciudad de Tocopilla; y el desarrollo de las “Tardes Recreativas” de la Fundación “Mi Casa”, en la ciudad de Arica.

APORTES COMUNITARIOS DIRECTOS Y MESAS PRO-DESARROLLO

En lo que respecta a los otros aportes comunitarios materializados a lo largo del año, éstos han sido distribuidos entre; Apoyos directos conferidos a una serie de iniciativas o proyectos específicos y los recursos otorgados a través de las Mesas Pro-Desarrollo existentes en la ciudad de Mejillones y cuyo funcionamiento está reglamentado a través del “Convenio Marco de Colaboración para el Desarrollo Socio Económico Sustentable de la Comuna”, suscrito con la Ilustre Municipalidad del lugar. En E.CL se considera que los Comités o Mesas Pro-Desarrollo representan un mecanismo de gestión que apunta a sistematizar el dialogo con la comunidad permitiendo focalizar y destinar los recursos o aportes de la empresa en ámbitos sectoriales o sociales específicos a partir de las prioridades evidenciadas por los mismos representantes de la Comunidad. En el caso de Mejillones operan en la actualidad tres Mesas sectoriales, las mismas que durante el 2012 han utilizado los recursos otorgados por E.CL con el fin de materializar una serie de iniciativas y actividades en los siguientes ámbitos: Desarrollo y Fortalecimiento del Sector Pesca Artesanal; Desarrollo y Fortalecimiento de los Sectores Sociales, Deportivos y Culturales; y, Desarrollo y Fortalecimiento de las Capacidades Laborales y la Educación.

En el contexto de los aportes efectuados en las Comunas en las que la empresa se encuentra presente con sus operaciones es importante destacar

el apoyo otorgado a iniciativas materializadas por las respectivas Municipalidades, con especial énfasis en las de Tocopilla y Mejillones. En este último caso, durante el 2012 se ha firmado con la Alcaldía de Mejillones un Convenio Marco de Colaboración dirigido a focalizar y transparentar los recursos otorgados por la empresa, en conformidad con lo prescrito por la ley y otra normativa aplicable.

En general, y más allá de los recursos puestos a disposición de la Comunidad de parte de E.CL, es posible afirmar que el 2012 ha sido un año de importante fortalecimiento del marco regulatorio que rige la asignación de aportes y de las relaciones que la empresa mantiene con sus vecinos, lo que se ha evidenciado a través de la participación en variadas actividades llevadas a cabo por organizaciones de las comunidades de Mejillones, Tocopilla, Arica, y tales como el Comité de Protección Civil, el Consejo Comunal de Salud de Tocopilla, la Corporación Cultural de Mejillones, la Corporación de Deportes de Mejillones, el Consejo de la Asociación de Industriales de Mejillones, la Asociación de Industriales de Antofagasta y el Comité de Emergencia Comunal, entre otras.

Respecto de las iniciativas o proyectos específicos, se señalan a continuación las siguientes acciones en los ámbitos del deporte, cultura, salud, educación, medio ambiente y otros comunitarios:

PROGRAMA "VIVE TOCOPILLA"

E.CL, en el marco de su política de buen vecino, ha desarrollado este proyecto de educación ambiental, limpieza y cuidado del entorno en alianza con el diario La Estrella de Tocopilla y la I. Municipalidad local, habiéndose generado como resultado un trabajo en equipo que a nivel de comunidad ha involucrado a adultos, jóvenes, niños y adultos mayores, los que a lo largo del 2012 han efectuado trabajos comunitarios en 21 barrios y 12 establecimientos educacionales de la ciudad, además de los talleres grupales realizados cada 15 días.

VOLUNTARIADO E.CL

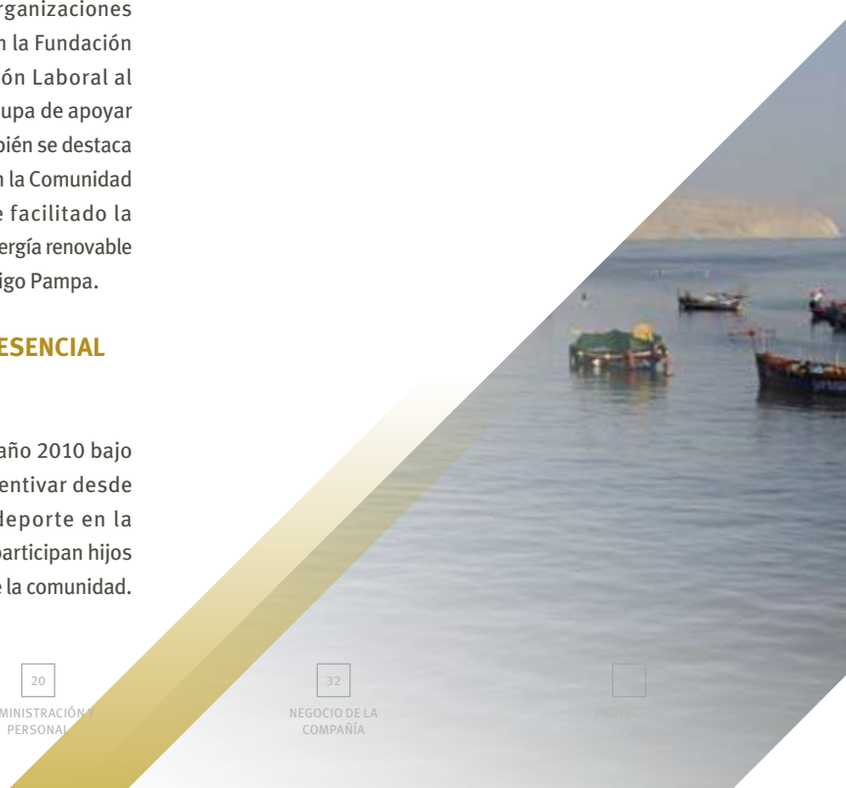
El Voluntariado llevado a cabo por trabajadores de E.CL bajo el lema "Unidos Hacemos Más" tiene como objetivo generar un cambio en la percepción de las necesidades comunitarias, transformándolas en oportunidades de trabajo conjunto en pos de un objetivo específico. A los trabajadores de la compañía se suman los de las empresas colaboradoras de E.CL y varios familiares, siendo la primera tarea de cada año la identificación de una serie de acciones comunitarias a partir de un estudio de las necesidades existentes. Durante el 2012 se han desarrollado un sinnúmero de iniciativas, dentro de las cuales destacan la restauración de la capilla de Lourdes de la Villa Covadonga, la restauración de las instalaciones de la Escuela Especial Pedro Aguirre Cerda, la recuperación de plaza de la Villa Covadonga, la puesta en marcha de la piscina artificial de Caleta Boy, el Programa de Limpieza de Playas, el Apoyo a la red de incendios fundación CONAPRAN, y las charlas de prevención de riesgos, entre otras.

OTRAS ACTIVIDADES COMUNITARIAS

En lo que respecta a la Comunidad de Arica, se señala el apoyo de la empresa a diferentes organizaciones y entidades sin fines de lucro como son la Fundación Mi Casa o la Corporación de Formación Laboral al Adolescente CORFAL, ONG que se preocupa de apoyar adolescentes en situación de riesgo. También se destaca el desarrollo de una estrecha relación con la Comunidad Indígena de Copaquilla, habiéndose facilitado la construcción de una pequeña planta de energía renovable de uso comunitario para el poblado de Trigo Pampa.

ACADEMIA INFANTIL DE FÚTBOL ESENCIAL TOCOPILLA

La Academia infantil de fútbol nace el año 2010 bajo el alero de E.CL con el objetivo de incentivar desde tempranas edades la práctica del deporte en la comunidad de Tocopilla. A la Academia participan hijos de trabajadores y, sobre todo, infantes de la comunidad.



Se trata en su mayoría de pequeños en riesgo social, quienes realizan actividad física en las dependencias de la compañía, contando de forma totalmente gratuita con la enseñanza de monitores certificados. Adicionalmente, la empresa se encarga de costear los diferentes campeonatos masculinos (sub 8, sub 10 y sub 14) y femeninos (sub 14) a nivel local e Inter Regional, ofreciendo de esta manera a los pequeños (incluyendo a algunos con algún grado de discapacidad) la oportunidad de competir con equipos de su misma categoría en otras ciudades del Norte Grande, como pueden ser Arica, Iquique, María Elena y Antofagasta. Dentro de los logros más destacados, se evidencian algunas solicitudes de pases de jugadores por clubes de la zona norte como son Club de Deportes Iquique y Club de deportes Cobreloa, lo que ha alentado la esperanza en alguna nueva futura promesa del fútbol nacional profesional.

OTRAS ACTIVIDADES DEPORTIVAS

Se destacan otras actividades de índole deportiva materializadas durante el año 2012, como son la "2° Corrida de la Mujer" y el campeonato de golf Abierto de Tocopilla.

COMPAÑÍA DE TEATRO "CALETA DUENDES"

Para E.CL el crecimiento integral de una comunidad también pasa por el desarrollo de la capacidad de las personas de expresar emociones y de darlas a conocer en espacios que acojan su real sentir frente a lo que sucede en el día a día. En este contexto, el Proyecto de Teatro E.CL, materializado a través de la Corporación Cultural Cluny desde el año 2010, ha generado un alto impacto cultural al generar en Tocopilla espacios de encuentro y expresión artística, que animan, reúnen y motivan a personas diversas, contribuyendo de esta manera al desarrollo de las capacidades de expresión, fortaleciendo la auto estima y generando dinámicas de creación común al servicio de la comunidad humana. Desde el punto de vista de las actividades realizadas durante el 2012, se han generados clases gratuitas abiertas a la comunidad de Tocopilla cada 15 días, en las cuales se ha trabajado con técnicas de expresión escénica, educación de la voz y sensibilidad artística. El trabajo desarrollado a lo largo del 2012 ha finalizado con 3 presentaciones en las ciudades de Tocopilla, María Elena y Mejillones, a las cuales han asistido autoridades, familiares de los actores, colaboradores de la compañía y miembros de la comunidad en general.

APOYO A PELÍCULA "LA DANZA DE LA REALIDAD"

Como una forma de fomentar la cultura y las artes y de apoyar a un proyecto que posicionará a la ciudad de Tocopilla en el circuito cinematográfico mundial es que E.CL firmó el 2012 un convenio de colaboración para patrocinar la película del destacado Tocopillano Alejandro Jodorowsky, la cual relata su infancia en el histórico puerto salitrero. La producción de la cinta ha contado con varios aportes, destacándose el de E.CL como uno de los más importantes.

OTRAS ACTIVIDADES EN EL ÁMBITO CULTURAL

A lo largo de todo el 2012 se han promovido o apoyado una serie de otras iniciativas culturales, como son el evento el "Festival de Teatro y Risas" y el evento deportivo "Raid de la Península de Mejillones", además de haberse facilitado la visita de estudiantes de diversos establecimientos educacionales a ferias de emprendimiento e innovación, museos, campeonatos y exposiciones.

ATENCIÓN DE MÉDICOS ESPECIALISTAS, OPERATIVOS MÉDICOS Y OTRO

Como una forma de complementar el desarrollo de iniciativas en el ámbito de la salud, durante el año 2012 la empresa ha facilitado la atención de médicos especialistas del policlínico de E.CL y la materialización de operativos médicos abiertos a la comunidad, además del apoyo logístico para atenciones en la Unidad de Diálisis del hospital Marcos Macuada de Tocopilla. En lo que respecta a

Mejillones, dentro de las iniciativas más destacadas se encuentra el aporte de equipos de medición de presión a un grupo de 17 adultos mayores, quienes junto a sus familias participaron en un curso desarrollado al respecto por la Cruz Roja. Lo anterior se suma a una serie de iniciativas dirigidas a estimular la vida sana de la comunidad.

BECAS PARA ESTUDIANTES DE ENSEÑANZA MEDIA

Pasando al ámbito cultural y formativo, desde el año 1997 en Tocopilla y el año 2003 en Mejillones la empresa entrega de manera anual becas para estudiantes de enseñanza Media. Se trata, más específicamente, del otorgamiento de un incentivo al desempeño escolar que beneficia a los dos mejores alumnos de las promociones de octavo año básico de escuelas municipalizadas a definirse en forma rotativa por año. Este beneficio acompaña por 4 años a dos alumnos de Mejillones y dos de Tocopilla que cumplan con los requisitos de presentar excelente rendimiento académico y condiciones socio-económicas que ameriten la referida ayuda.

PROGRAMA DE PRÁCTICAS CURRICULARES

El programa de prácticas de E.CL tiene como fin brindar un espacio a los estudiantes de la comunidad para desempeñarse dentro de la empresa en las áreas afines a su especialidad, pudiendo contar con el apoyo y experiencia de ciertos trabajadores de E.CL, que se convierten en sus tutores. En la ciudad de Tocopilla las prácticas han estado dirigidas específicamente a estudiantes del Liceo Politécnico Diego Portales Palazuelos de las especialidades de electricidad, mecánica, metalurgia y administración. En cambio, en Mejillones la iniciativa ha involucrado a estudiantes del Complejo Educacional Juan José Latorre, con el cual se trabaja activamente en el Programa de Educación Dual, que brinda a los estudiantes la posibilidad de integrarse en diferentes áreas de su interés, alternando estudios teóricos en el aula y aprendizaje práctico en las instalaciones de CTM durante dos años.

El programa de prácticas curriculares se extiende también a la Central Diesel Arica ("CDA"), que recibe estudiantes en práctica de los liceos politécnicos, en las especialidades de técnicos eléctricos, electrónicos y mecánicos. También se reciben a estudiantes de Inacap, DUOC UC, egresados de automatización y control y a estudiantes de ingeniería eléctrica y mecánica de la Universidad de Tarapacá.

PROGRAMA DE FORMACIÓN DE HABILIDADES DIRECTIVAS

Con el fin de apoyar el mejoramiento en el ámbito de la gestión pedagógica en establecimientos educacionales de la ciudad de Tocopilla se ha creado – mediante un Convenio entre E.CL, Fundación Minera Escondida y Fundación Chile - el Programa de Formación de Habilidades Directivas. En lo específico, la iniciativa ha estado dirigida a los directivos de 8 establecimientos de la ciudad, otorgando herramientas para el mejoramiento de sus competencias a partir de la observación de sus prácticas. El programa apunta a mejorar las relaciones de colaboración entre los profesores, a generar la confianza en sí mismos y a desarrollar su liderazgo en el ámbito pedagógico, además de fomentar redes de líderes escolares en la región a través de la creación de comunidades virtuales.

PROGRAMA MEJOR LICEO 2012

Otra iniciativa emblemática en el ámbito educacional es el proyecto Mejor Liceo 2012, la que apunta a la gradual incorporación de mecanismos de gestión institucional pedagógica a través de un trabajo conjunto realizado entre profesores y estudiantes. En Tocopilla la actividad se ha venido desarrollando en el Liceo Politécnico Diego Portales Palazuelos, mientras que en Mejillones ha estado dirigida al complejo educacional Juan José Latorre.

ENDEAVOR ATACAMA

Además de fomentar la ejecución de programas educativos, E.CL patrocina actividades que despierten

el interés de los jóvenes en temas relacionados con la innovación y el emprendimiento. Es por ello que durante el año 2012 se han desarrollado varias actividades en esta línea, destacándose en especial la participación de medio centenar de alumnos del Liceo Politécnico Diego Portales de Tocopilla y del Complejo Juan José Latorre de Mejillones en el encuentro "Experiencia Endeavor Atacama", el que se ha desarrollado en la ciudad de Antofagasta presentándose la experiencia vivida por un sinnúmero de emprendedores nacionales.

PROGRAMA DE EDUCACIÓN AMBIENTAL INTEGRADA PARA LA SUSTENTABILIDAD

Este programa - desarrollado en conjunto con la Secretaría Ministerial de Medio Ambiente de la Región de Antofagasta - tiene como objetivo principal contribuir a la formación de una red de establecimientos educacionales certificados a través del Sistema Nacional de Certificación Ambiental de Establecimientos Educacionales ("SNCAE"). Con ello se quiere contribuir al mejoramiento de la calidad de la educación chilena, promover la educación para la sustentabilidad y contribuir al cambio cultural a través de la promoción de conductas ambientalmente responsables. La iniciativa se desarrolla con éxito en tres establecimientos de la ciudad de Tocopilla (Escuela República de EE. UU., Carlos Condell de la Haza y Liceo Domingo Latrille) y en uno de Mejillones (Julia Herrera Varas), abarcando a un universo de 2.400 estudiantes entre los 13 y los 18 años e impactando directamente a 140 de ellos. Algunas de las actividades relevantes desarrolladas en este contexto son: el Taller de fabricación de autos solares en alianza con ONG La Ruta Solar; la visita al Jardín Botánico de Aguas Antofagasta; el Taller de reutilización de botellas plásticas; el hermoseamiento y generación de áreas verdes; las charlas de educación ambiental y la limpieza de playas.

PROGRAMA PUERTAS ABIERTAS A BORDO DEL MÓVIL TOUR

Durante el año 2012 más de 1.000 personas visitaron las centrales de E.CL en Tocopilla y Mejillones a bordo del "Móvil Tour". Como parte de las actividades de RSE de la compañía que tienen por objetivo estrechar lazos con la comunidad y fomentar la educación local, el plan de visitas estuvo orientado a exhibir las instalaciones de la compañía a la comunidad, con acento en los estudiantes de sexto básico a cuarto medio, además de algunas entidades sociales y comunitarias.

10 HITOS 2012

HITOS

- Inicio de contrato con EMEL: Con fecha 1 de enero de 2012 comenzó a regir el contrato con EMEL para el suministro de energía a los clientes regulados del SING. Este contrato se reajusta en el tiempo de acuerdo a índices de precios de gas natural licuado (Henry Hub) y el índice de precios al consumidor de Estados Unidos (CPI).

- Acción de E.CL ingresa al IPSA: Producto de la revisión anual de los índices accionarios de la Bolsa de Comercio de Santiago realizado al término de las operaciones del día 30 de diciembre de 2011 (último día hábil bursátil del año pasado), la acción de E.CL fue incorporada al IPSA (Índice de Precios Selectivo de Acciones) a partir del lunes 2 de enero de 2012.

- Junta Ordinaria de Accionistas: La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 24 de abril de 2012, acordó un pago de dividendo con cargo a las utilidades del ejercicio 2011 de US$0,0610468011 por acción, el cual fue pagado el día 16 de mayo de 2012. El monto total fue de US$ 64.301.192,40, el que unido al dividendo provisorio de US$25 millones pagado en 2011, resultó en un dividendo total de US$89 millones.

- GDF Suez adquirió el 30% de IPR GDF Suez ("IPR"): El 29 de junio de 2012, tras la aprobación de los accionistas de IPR, GDF Suez adquirió el 30% restante de IPR, quedando con un 100% de las acciones de ésta. Con fecha 2 de julio se procedió a deslistar las acciones de IPR de la bolsa de Londres.

- E.CL inaugura filtro de mangas en central de Tocopilla: el día 21 de junio con la presencia del Subsecretario de Energía, Sergio del Campo, E.CL inauguró en Tocopilla un nuevo hito en su Plan de Modernización de Centrales. Se trata de la instalación de Filtros de Manga en la unidad 12 (85 MW) de la Central Tocopilla, como parte del plan integral de reducción de emisiones que contempla una inversión total de aproximadamente US$170 millones.

- Ley de Reforma Tributaria: En septiembre de 2012 se publicó la reforma tributaria que introdujo un aumento en la tasa del impuesto a la renta desde un 17% a un 20%. El impacto en los estados financieros consolidados de E.CL a septiembre de 2012, producto de los aumentos en impuestos diferidos e impuestos a la renta del período, fue de US$22 millones.

- Detención operacional de CTH: La unidad estuvo detenida 99 días en el último trimestre de 2012 como consecuencia de una falla operacional ocurrida el 20 de septiembre 2012 que causó daño en el rotor de la turbina. Luego de la reparación de los equipos, la central fue nuevamente puesta en servicio el 28 de

diciembre de 2012. En este período CTH continuó abasteciendo a su cliente Minera Esperanza a través de compras en el mercado spot.

- Venta de la línea de transmisión Crucero – Lagunas: con fecha 31 de diciembre E.CL vendió a Transelec S.A. esta línea de transmisión troncal, cuya longitud aproximada es de 174 kms. La utilidad de esta transacción fue de US$25,4 millones antes de impuestos.

- Desembolso financiamiento de proyecto de CTA: El día 30 de octubre, CTA recibió un monto de US$93,7 millones correspondientes al último desembolso del financiamiento de proyecto liderado por los bancos IFC y KfW. El día 31 de octubre, CTA procedió a transferir la totalidad de dicha suma a E.CL como pago parcial del financiamiento otorgado por esta última durante la construcción de la central.

HECHOS RELEVANTES CONSOLIDADOS

1. Con fecha 4 de abril de 2012 E.CL informó en carácter de hecho esencial que el Directorio, en su sesión celebrada el día 3 de abril del mismo año, acordó proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas citada para el día 24 de abril del mismo año lo siguiente: (i) ratificar lo obrado par el Directorio de la Sociedad en cuanto a los dividendos provisorios distribuidos a los accionistas durante el año 2011 por un monto total de US$ 25.000.000; y (ii) repartir como dividendo definitivo a los accionistas con cargo al ejercicio 2011, la cantidad de US$ 64.301.192,40, correspondiendo en consecuencia a los accionistas un dividendo de US$ 0,0610468011 por acción, que se pagaría el día 16 de mayo de 2012, a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas de la Sociedad el quinto día hábil anterior a dicha fecha, pagadero en pesos, moneda nacional.

2. Con fecha 24 de abril de 2012, E.CL informó en carácter de hecho esencial que en Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con esa misma fecha, se acordó: (i) repartir como dividendo definitivo con cargo al ejercicio 2011, la cantidad de US$ 64.301.192,40, correspondiendo en consecuencia un dividendo de US$ 0,0610468011 por acción, pagadero el día 16 de mayo de 2012, a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas de la Sociedad el quinto día hábil anterior a dicha fecha, pagadero en pesos, moneda nacional; y (ii) designar como empresa de auditoría extranjera a la firma Deloitte Auditores y Consultores Limitada.

NE PAS FUMER NO SMOKING
GDF SUEZ

11 IDENTIFICACIÓN DE LAS COMPAÑÍAS FILIALES Y COLIGADAS

ELECTROANDINA S.A.

Razón Social:	Electroandina S.A.
Rol Único Tributario:	96.731.500-1
Tipo de Entidad:	Sociedad Anónima Cerrada
Capital Pagado:	MUS$ 54.302
Participación:	E.CL S.A. 100%
Directorio:	Lodewijk Verdeyen, Hugo Toro Álvarez, Aníbal Prieto Larraín, Bernardita Infante De Tezanos – Pinto, Stephen Burton.
Gerente General:	Lodewijk Verdeyen
Objeto Social:	Generación, transmisión, comercialización de energía y otros servicios.

DISTRINOR S.A.

Razón Social:	Distrinor S.A.
Rol Único Tributario:	96.896.290-6
Tipo de Entidad:	Sociedad Anónima Cerrada
Capital Pagado:	MUS$ 6.414
Participación:	E.CL S.A. 100%
Directorio:	Lodewijk Verdeyen, Hugo Toro Álvarez, Aníbal Prieto Larraín, Bernardita Infante De Tezanos – Pinto, Stephen Burton.
Gerente General:	Lodewijk Verdeyen
Objeto Social:	Comprar, vender y transportar gas natural y sus derivados y toda clase de combustibles sólidos y líquidos dentro de Chile o en extranjero.

CENTRAL TERMOELÉCTRICA ANDINA S.A.

Razón Social:	Central Termoeléctrica Andina S.A.
Rol Único Tributario:	76.708.710-1
Capital Pagado:	MUS$ 30.000
Tipo de Entidad:	Sociedad Anónima Cerrada
Participación:	E.CL S.A. 100%
Directorio:	Lodewijk Verdeyen, Hugo Toro Álvarez, Aníbal Prieto Larraín, Bernardita Infante De Tezanos – Pinto, Stephen Burton.
Gerente General:	Lodewijk Verdeyen
Objeto Social:	Es una filial constituida con fecha 20 de noviembre de 2006, y tiene como objeto principal la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

INVERSIONES HORNITOS S.A.

Razón Social:	Inversiones Hornitos S.A.
Rol Único Tributario:	76.009.698-9
Capital Pagado:	MUS$ 120.000
Tipo de Entidad:	Sociedad Anónima Cerrada
Participación:	E.CL S.A. 60%
Directorio:	Jan Flachet, Manlio Alessi Remedi, Julien Pochet, Juan Clavería Aliste, Felipe Cabezas Melo, Pablo Villarino Herrera, Nicolás Caussade Coudeu, Pablo Ribbeck Hormaeche, Miguel Sepúlveda Campos.
Gerente General:	Lodewijk Verdeyen
Objeto Social:	Es una filial constituida con fecha 24 de noviembre de 2007, y tiene como objeto principal la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

ENERPAC LTDA.

Razón Social:	Enerpac Ltda.
Rol Único Tributario:	96.788.720-K
Capital Pagado:	MUS$ 45.964
Tipo de Sociedad:	Responsabilidad Limitada
Participación:	E.CL S.A. 99%
Esta sociedad es administrada por E.CL	
Objeto Social:	Es una filial constituida con fecha 25 de agosto de 1995, cuyo objeto principal es la producción, transmisión y distribución de energía eléctrica, la compra, venta y transporte de toda clase de combustibles, ya sean estos líquidos, sólidos o gaseosos.

EDELNOR TRANSMISIÓN S.A.

Edelnor Transmisión S.A., (“ETSA”) fue creada en virtud de lo dispuesto en el artículo 7 de la Ley Eléctrica. Es una filial constituida por escritura pública con fecha 9 de diciembre de 2008, otorgada en la Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 59017 N° 40920 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al 17 de diciembre de 2008 y se publicó en el Diario Oficial el día 22 de diciembre de 2008.	
Razón Social:	Edelnor Transmisión S.A.
Rol Único Tributario:	76.046.791-K
Capital Pagado:	$ 1.000.000
Tipo de Sociedad:	Sociedad Anónima Abierta
Participación:	E.CL S.A. 100%
Directorio:	Enzo Quezada Zapata, Hugo Toro Álvarez, Aníbal Prieto Larraín, Bernardita Infante De Tezanos – Pinto, Stephen Burton.
Gerente General:	Lodewijk Verdeyen
Objeto Social:	Transmisión de electricidad, a través de líneas eléctricas, subestaciones eléctricas y otras instalaciones, sean estas integrantes del sistema de transmisión troncal, del sistema de subtransmisión o del sistema de transmisión adicional, propias o de terceros, en los términos dispuestos en la Ley Eléctrica y sus modificaciones.

CUIDADO
PREFERENCIA
PEATONES
E·CL
CENTRAL DIESEL

GASODUCTO NOR ANDINO S.A.

Gasoducto del Norte Grande Norgas Chile y Compañía Ltda. fue constituida con fecha 4 de marzo de 1997. Posteriormente, con fecha 12 de noviembre de 1997 se transformó en Sociedad Anónima Cerrada y cambió su razón social a Gasoducto Nor Andino S.A., ("GNA").	
Razón Social:	Gasoducto Nor Andino S.A.
Rol Único Tributario:	78.974.730-K
Capital Pagado:	MUS$ 79.742
Tipo de Sociedad:	Sociedad Anónima Cerrada
Participación:	Directa de E.CL S.A. 78,90% y participación directa de Enerpac Ltda. 21,085%
Directorio:	Lodewijk Verdeyen, Hugo Toro Álvarez, Aníbal Prieto Larraín, Bernardita Infante De Tezanos – Pinto, Stephen Burton.
Gerente General:	Lodewijk Verdeyen
Objeto Social:	Construcción, dominio, operación y mantenimiento de un gasoducto que se extiende en el norte de Chile.

GASODUCTO NOR ANDINO ARGENTINA S.A.

Fecha de inscripción en el Registro Público de Comercio del Estatuto original el 1 de diciembre de 1997.	
Razón Social:	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.
Capital Pagado:	El capital nominal es de 6.565.300 acciones de valor nominal 1$ c/u, equivalentes a 1 USD c/u.
Tipo de Sociedad:	Sociedad Anónima Cerrada
Participación:	Directa de E.CL S.A. 78,91% y participación directa de Enerpac Ltda. 21,09%
Directorio:	Lodewijk Verdeyen, Conrado Bianchi, Dante Dell'Elce, Manuel Colcombet, Horacio Guadagni, Ricardo Iglesias, Pierre Devillers
Objeto Social:	Construcción, diseño, montaje, operación y explotación de gasoductos, oleoductos y poliductos, en el territorio de la República Argentina, y de las obras y servicios de ingeniería y equipos conexos con éstos.

ALGAE FUELS S.A.

Algae Fuels S.A. es una filial constituida por escritura pública de fecha 26 de octubre de 2010, otorgada en la Notaría de Santiago de don Patricio Zaldívar Mackenna. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 61.492 Nº 42.775 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 2010 y se publicó en el Diario Oficial el día 18 de noviembre de 2010.	
Razón Social:	Algae Fuels S.A.
Rol Único Tributario:	76.122.974-5
Capital Acordado:	$ 2.912.930.000
Tipo de Sociedad:	Sociedad Anónima Cerrada
Participación:	E.CL S.A. 27%
Directorio:	Arturo Natho Gamboa, Lodewijk Verdeyen, María Rosa Millán Massa, Antoine Pierre Ferrant, Lorenzo Gazmuri Schleyer, Anselmo Palma Pfotzer, Fernando Delfau Vernet.
Gerente General:	Juan Claudio Ilharreborde
Objeto Social:	Implementación, ejecución y desarrollo de programas de investigación, desarrollo, e innovación relacionados a la producción de biocombustibles a partir de micro algas, entre otros asociados a este objeto principal.

DESERT BIOENERGY S.A.

Desert Bioenergy S.A. es una filial constituida por escritura pública de fecha 28 de septiembre de 2010, otorgada en la Notaría de Santiago de don Luis Poza Maldonado. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 60492 Nº 42069 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 2010 y se publicó en el Diario Oficial el día 17 de noviembre de 2010.	
Razón Social:	Desert Bioenergy S.A. – DB S.A.
Rol Único Tributario:	76.122.232-7
Capital Acordado:	$ 535.740.000
Tipo de Sociedad:	Sociedad Anónima Cerrada
Participación:	E.CL a través de Electroandina S.A. 41,21%
Directorio:	Jacobus Stuijt, Juan Alejandro Lorenzini Lorenzini, René Humberto Piantini Castillo, Lauro Gonzalo Sabugo Picasso, Luis Alberto Loyola Morales, Carlos Alberto Araya Pacheco, Macarena Silva Boggiano, Claudina Teresa Uribe Bórquez.
Gerente General:	Alejandro Lorenzini Lorenzini
Objeto Social:	Investigación y desarrollo de tecnología para la elaboración de biodiesel a partir del cultivo de micro algas y, en forma complementaria, de otros bioproductos de interés económico.

COBIA DEL DESIERTO DE ATACAMA SPA.

Cobia del Desierto de Atacama S.A. es una filial constituida por escritura pública de fecha 24 de octubre de 2012, otorgada en la Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 81545 Nº 56909 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 2012 y se publicó en el Diario Oficial el día 23 de noviembre de 2012.	
Razón Social:	Cobia del Desierto de Atacama SpA.
Rol Único Tributario:	76.248.882-5
Capital Acordado:	US$ 10.000
Tipo de Sociedad:	Sociedad por Acciones
Participación:	E.CL S.A. indirectamente a través de Distrinor S.A. en un 70%.
Administración:	Esta sociedad es administrada por los accionistas reunidos en Junta de Accionistas, o por instrumento público o privado protocolizado suscrito por todos ellos.
Objeto Social:	Desarrollo, manipulación, cultivo de productos del mar y de recursos de acuicultura; administración de centros de cultivo e investigación, asesoría y ejecución de proyectos relacionados con el cultivo de especies marinas.

12 DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Los suscritos, en calidad de Directores y Gerente General, en su caso, de E.CL S.A., declaramos bajo juramento la veracidad de la totalidad de la información contenida en esta Memoria Anual correspondiente al ejercicio 2012.

JAN FLACHET	Presidente	Rut 14.744.021-9
JUAN CLAVERÍA A.	Director	Rut 9.433.303-2
GUY RICHELLE	Director	EH 957480
MANLIO ALESSI R.	Director	Rut 14.746.419-3
KAREN PONIACHIK POLLAK	Director	Rut 6.379.415-5
CRISTIÁN EYZAGUIRRE J.	Director	Rut 4.773.765-6
PABLO IHNEN DE LA FUENTE	Director	Rut 6.866.516-7
LODEWIJK J. VERDEYEN	Gerente General	Rut 21.648.094-5

ECL

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE 2012

CONTENIDO

Estados de Situación Financiera Consolidados
Estados de Resultados Integrales Consolidados
Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado
Estados de Flujo de Efectivo Consolidados
Notas a los Estados Financieros Consolidados

MUS$: Miles de dólares estadounidenses (dólar)

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, expresados en miles de dólares estadounidenses

ACTIVOS	Nota	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Activos, Corriente			
Efectivo y Efectivo Equivalente	3	84.225	93.572
Otros Activos Financieros, Corriente	4	99.884	98.992
Otros Activos No Financieros, Corriente	9	73.488	83.297
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	10	165.432	134.511
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente	8	21.541	53.991
Inventarios	6	118.865	116.591
Activos por Impuestos Corrientes	5	58.233	52.489
Activos, Corriente, Total		**621.668**	**633.443**
Activos, No Corrientes			
Otros Activos No Financieros, No Corriente	11	5.202	4.286
Derechos por Cobrar, No Corriente	10	4.433	13.433
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente	8	68.445	0
Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	12	300.016	313.818
Plusvalía	31	25.099	25.099
Propiedades, Planta y Equipo	13	1.827.617	1.791.474
Activos por Impuestos Diferidos	5	38.723	29.461
Activos, No Corrientes, Total		**2.269.535**	**2.177.571**
Activos, Total		**2.891.203**	**2.811.014**

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS, AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y 2011

Expresados en miles de dólares estadounidenses

PASIVOS	Nota	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Pasivos, Corrientes			
Otros Pasivos Financieros, Corrientes	17	20.579	17.885
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	15	137.957	118.523
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	8	30.988	67.665
Pasivos por Impuestos Corrientes	5	22.161	41.296
Provisiones por Beneficios a los Empleados, Corrientes	16	11.740	13.182
Otros Pasivos No Financieros, Corrientes	14	6.484	1.660
Pasivos, Corrientes, Total		**229.909**	**260.211**
Pasivos, No Corrientes			
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	17	774.162	685.503
Otras Provisiones a Largo Plazo	19	10.107	14.766
Pasivos por Impuestos Diferidos	5	187.500	169.573
Provisiones No Corrientes por Beneficios a los Empleados	18	610	572
Otros Pasivos No Financieros, No Corriente	14	3.739	2.634
Pasivos, No Corrientes, Total		**976.118**	**873.048**
Total Pasivos		**1.206.027**	**1.133.259**
Patrimonio			
Capital Emitido	23	1.043.728	1.043.728
Otras Reservas		302.691	298.874
Ganancias Acumuladas		338.757	335.153
Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora		**1.685.176**	**1.677.755**
Participaciones No Controladoras		0	0
Patrimonio Neto, Total		1.685.176	1.677.755
Patrimonio Neto y Pasivos, Total		**2.891.203**	**2.811.014**

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS POR FUNCIÓN

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, expresado en miles de dólares estadounidenses

Estado Consolidado de Resultados Integrales por Función	Nota	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Ingresos Ordinarios, Total	20	1.130.156	1.256.563
Costo de Venta	20	(976.575)	(955.364)
Ganancia Bruta		**153.581**	**301.199**
Otros Ingresos de Operación, Total	20	21.683	950
Gastos de Administración	20	(50.724)	(47.352)
Ingresos Financieros	20	2.397	3.903
Costos Financieros	20	(44.406)	(31.411)
Diferencia de Cambio	21	9.177	(1.631)
Ganancia (Pérdida) antes de Impuesto		**91.708**	**225.658**
Gasto (ingreso) por Impuesto a las Ganancias	5	(35.530)	(47.056)
Ganancia (Pérdida) de Actividades Continuadas después de Impuesto		**56.178**	**178.602**
Resultado Atribuible al Controlador y Participación Minoritaria			
Ganancia (Pérdida) Atribuible al Controlador		56.178	178.602
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los No Controladores		0	0
Resultado por Acción			
Ganancia (Pérdida) del Ejercicio		56.178	178.602
Cantidad de Acciones	22	1.053.309.776	1.053.309.776
Ganancia (Pérdida) por Acción Básica en Operaciones Continuadas	22	0,053	0,170
Ganancia (Pérdida) por Acción Diluida en Operaciones Continuadas	22	0,053	0,170
Ganancia (Pérdida) por Acción Básica y Diluida en Operaciones Discontinuadas	22	0,000	0,000
Estado de Otros Resultados Integrales			
Coberturas del Flujo de Efectivo, Fair Value Swap y Forward		4.771	(33.939)
Impuesto Diferido Swap		(954)	5.770
Otros Resultados Integrales Total		**3.817**	**(28.169)**
Resultado Integral atribuible a:			
Resultado Integral Atribuible a Participaciones de la Controladora		59.995	150.433
Resultado Integral Atribuible a Participaciones de la No Controladora		0	0
Resultado Integral Total		**59.995**	**150.433**

ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO – DIRECTO CONSOLIDADOS,

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, expresado en miles de dólares estadounidenses

Estado Consolidado de Flujo de Efectivo - Directo	Nota	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Flujo Neto Originado por Actividades de la Operación			
Cobros Procedentes de las Ventas de Bienes y Prestación de Servicios		1.251.104	1.379.507
Otros Cobros por Actividades de Operación		4.168	88.885
Pagos a Proveedores por el Suministro de Bienes y Servicios		(833.733)	(905.527)
Pagos a y por Cuenta de los Empleados		(55.980)	(63.510)
Pagos por Primas y Prestaciones, Anualidades y Otras Obligaciones Derivadas de las Pólizas Suscritas		(24.114)	(16.877)
Otros Pagos por Actividades de Operación		(1.436)	(1.444)
Intereses Pagados		(40.010)	(24.400)
Intereses Percibidos		583	1.330
Impuestos a las Ganancias Reembolsados (pagados)		(44.428)	(57.330)
IVA (Pagado) Recuperado		(34.591)	16.945
Flujo de Efectivo por (Utilizado en) Operaciones, Total		**221.563**	**417.579**
Flujo de Efectivo por (Utilizado en) Otras Actividades de Operación			
Flujo de Efectivo por (Utilizado en) Actividades de Inversión			
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		1.678.139	1.312.442
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(1.679.493)	(1.375.710)
Importes Procedentes de la Venta de Propiedades, Planta y Equipos		146	5
Compra de Propiedades, Planta y Equipos		(175.995)	(120.624)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión		**(177.203)**	**(183.887)**
Flujo de Efectivo Neto de (Utilizados en) Actividades de Financiación			
Importes Procedentes de Préstamos de Corto Plazo		50.000	14.985
Importes Procedentes de Préstamos de Largo Plazo		93.721	0
Préstamos a Entidades Relacionadas		(76.050)	0
Pagos de Préstamos		(57.077)	(70.349)
Dividendos Pagados	23	(64.301)	(125.120)
Intereses Pagados		0	(9.505)
Flujo de Efectivo Neto de (Utilizados en) Actividades de Financiación		(53.707)	(189.989)
Incremento Neto (disminución) en el Efectivo y Equivalentes al Efectivo, antes de los Cambios en la Tasa de Cambio.		(9.347)	43.703
Incremento (disminución) neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo		**(9.347)**	**43.703**
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Principio del Ejercicio	**3**	**93.572**	**49.869**
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Final del Ejercicio	**3**	**84.225**	**93.572**

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADO NETO

Al 31 de diciembre de 2012, expresado en miles de dólares estadounidenses

			Cambios en Otras Reservas					
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto al 31 de diciembre de 2012	**Cambios en Capital Emitido** **Acciones Ordinarias MUS$**	**Acciones Propias en Cartera MUS$**	**Otras Reservas Varias MUS$**	**Reservas de Conversión MUS$**	**Cambios en Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas) MUS$**	**Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora Total MUS$**	**Cambios en participaciones no controladoras MUS$**	**Cambios en Patrimonio Neto, Total MUS$**
Saldo Inicial Ejercicio Actual 01-01-2012	**1.043.728**	**0**	**298.874**	**0**	**335.153**	**1.677.755**	**0**	**1.677.755**
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	0	0	0	0	56.178	56.178	0	56.178
Otros Resultados Integrales	0	0	3.817	0	0	3.817	0	3.817
Total Resultados Integrales	**0**	**0**	**3.817**	**0**	**56.178**	**59.995**	**0**	**59.995**
Dividendos	**0**	**0**	**0**	**0**	**(52.574)**	**(52.574)**	**0**	**(52.574)**
Incremento (disminución) por transacciones de acciones en cartera	0	0	0	0	0	0	0	0
Cambios en Patrimonio	0	0	3.817	0	3.604	7.421	0	7.421
Saldo Final Ejercicio Actual 31-12-2012	**1.043.728**	**0**	**302.691**	**0**	**338.757**	**1.685.176**	**0**	**1.685.176**

Ver Nota 23 Patrimonio

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO

Al 31 de diciembre de 2011, expresado en miles de dólares estadounidenses

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto al 31 de diciembre de 2011	Cambios en Capital Emitido		Cambios en Otras Reservas					
	Acciones Ordinarias MUS$	Acciones Propias en Cartera MUS$	Otras Reservas Varias MUS$	Reservas de Conversión MUS$	Cambios en Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas) MUS$	Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora Total MUS$	Cambios en participaciones no controladoras MUS$	Cambios en Patrimonio Neto, Total MUS$
Saldo Inicial Ejercicio Anterior 01-01-2011	**1.050.981**	**(13.249)**	**333.039**	**0**	**250.180**	**1.620.951**	**0**	**1.620.951**
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	0	0	0	0	178.602	178.602	0	178.602
Otros Resultados Integrales	0	0	(28.169)	0	0	(28.169)	0	(28.169)
Total Resultados Integrales	**0**	**0**	**(28.169)**	**0**	**178.602**	**150.433**	**0**	**150.433**
Dividendos	**0**	**0**	**0**	**0**	**(93.629)**	**(93.629)**	**0**	**(93.629)**
Incremento (disminución) por transacciones de acciones en cartera	(7.253)	13.249	(5.996)	0	0	0	0	0
Cambios en Patrimonio	**(7.253)**	**13.249**	**(34.165)**	**0**	**84.973**	**56.804**	**0**	**56.804**
Saldo Final Ejercicio Anterior 31-12-2011	**1.043.728**	**0**	**298.874**	**0**	**335.153**	**1.677.755**	**0**	**1.677.755**

NOTA 1
INFORMACION GENERAL

1.1 INFORMACIÓN CORPORATIVA

E.CL S.A. (ex EMPRESA ELECTRICA DEL NORTE GRANDE S.A. o EDELNOR S.A.), fue creada como Sociedad de Responsabilidad Limitada, el 22 de octubre de 1981, con aportes de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDESA) y de la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO).

Inició sus operaciones con domicilio legal en la ciudad de Antofagasta, con fecha primero de junio de 1981.

El 30 de septiembre de 1983, E.CL S.A. se transformó en una Sociedad Anónima Abierta de duración indefinida, transada en la Bolsa Chilena y como tal se encuentra inscrita, con fecha 23 de julio de 1985, en el Registro de Valores con el número 0273 y sujeto a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros. Para efectos de tributación el rol único tributario (RUT) es el Nº 88.006.900-4.

El domicilio social y las oficinas principales de E.CL S.A. se encuentran en la ciudad de Santiago de Chile, en la Avenida El Bosque Norte Nº 500 piso 9, Las Condes, teléfono Nº (56-2) 3533200.

La Sociedad es controlada por el Grupo International Power GDF Suez en forma directa a través de Suez Energy Andino S.A. e Inversiones Mejillones S.A., cuya participación en conjunto alcanza al 52,77%.

En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 27 de Abril de 2010, se acordó sustituir el nombre de la Sociedad por “E.CL S.A.”

El 15 de diciembre de 2011, E.CL S.A. adquirió la totalidad de los activos, pasivos y patrimonio de su filial Electroandina S.A., con excepción de sus activos portuarios los cuales permanecieron en esta última sociedad. Mediante la división de Electroandina S.A., producto de la cual, además de subsistir Electroandina S.A. como continuadora legal de la sociedad indivisa, nació Electroandina Dos S.A., asignándosele a ésta última, la totalidad de los activos, pasivos y patrimonio de que era titular la sociedad indivisa, con excepción de sus activos portuarios, que permanecieron en la continuadora legal de esta última; y mediante la reunión en E.CL S.A. de la totalidad de las acciones de Electroandina Dos S.A., como consecuencia de lo cual se disolvió esta última, traspasando a E.CL S.A. en bloque la totalidad de los activos, pasivos y patrimonio, que anteriormente se habían asignado a Electroandina Dos S.A. en proceso de división.
Producto de esta operación Distrinor S.A. cambia el perímetro de consolidación, pasando directamente a consolidar en E.CL S.A.

Los Estados Financieros Consolidados de E.CL S.A. al 31 de diciembre de 2012 fueron aprobados en el Directorio de la Sociedad el 29 de enero de 2013; los Estados Financieros Consolidados al 31 de Diciembre de 2011, fueron aprobados en el Directorio de la Sociedad el 31 de enero de 2012.

1.2 DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

E.CL S.A. (en adelante “la Sociedad”) tiene por objetivo la producción, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica; compra, venta y transporte de combustibles, ya sean éstos líquidos, sólidos o gaseosos y, adicionalmente, ofrecer servicios de consultoría relacionados a la ingeniería y gestión, al igual que de mantenimiento y reparación de sistemas eléctricos.

Con fecha 29 de diciembre de 2009 se fusiona la Sociedad con INVERSIONES TOCOPILLA-1 S.A. mediante la absorción de esta última por E.CL S.A.; E.CL S.A. incorpora el total de las acciones que INVERSIONES TOCOPILLA-1 S.A. tiene en “Electroandina S.A.”, “Central Termoeléctrica Andina S.A. (CTA)”, “Inversiones Mejillones-3 S.A.”, “Inversiones Hornitos S.A. (CTH)”, “Gasoducto Nor Andino S.A.” y “Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.”, de modo que con motivo de la fusión se consolidan en E.CL S.A. el 100% de las acciones (menos una) de todas esas sociedades, salvo el caso de Inversiones Hornitos, en que la participación alcanza al 60% de las acciones.

Al 31 de diciembre de 2012, E.CL S.A. posee una capacidad instalada de 2.135 MW en el SING, (2.067 MW considerando la participación proporcional de la Sociedad en CTH), conformando cerca del 47% del total de ese Sistema. La Sociedad cuenta con 2.275 kms. de líneas de transmisión, un gasoducto de gas natural, con una capacidad de transporte de 8 millones de m3 al día para su distribución y comercialización en la zona norte de Chile.

1.3 INFORMACIÓN DE REGULACIÓN Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El sector eléctrico en Chile se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos, contenida en el DFL Nº 1 de 1982, del Ministerio de Minería, y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. Nº 327 de 1998. Tres entidades gubernamentales tienen la responsabilidad en la aplicación y cumplimiento de la Ley; La Comisión Nacional de Energía (CNE), que posee la autoridad para proponer las tarifas reguladas (precios de nudo), así como para elaborar planes indicativos para la construcción de nuevas unidades de generación; la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), que fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas para la generación, transmisión y distribución eléctrica, combustibles líquidos y gas; y el Ministerio de Economía, que revisa y aprueba las tarifas propuestas por la CNE y regula el otorgamiento de concesiones a compañías de generación, transmisión y distribución eléctrica, previo informe de la SEC. La ley establece un Panel de Expertos, que tiene por función primordial resolver las discrepancias que se produzcan entre empresas eléctricas.

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se extiende por las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá y Antofagasta.

De acuerdo a la Ley Eléctrica, las compañías que forman parte en la generación en un sistema eléctrico, deben coordinar sus operaciones a través del Centro Económico de Despacho de Carga (CDEC-SING), con el fin de operar el sistema a mínimo costo, preservando la seguridad del servicio. Para ello, el CDEC-SING planifica y realiza la operación del sistema, incluyendo el cálculo de costo marginal horario, precio al cual se valoran las transferencias de energía entre generadores, estando la decisión de generación de cada empresa supeditada al plan de operación del CDEC. Las compañías pueden decidir libremente si vender su energía a clientes regulados o no regulados. Cualquier superávit o déficit entre sus ventas a clientes y su producción, es vendido o comprado a otros generadores al costo marginal.

Existen tres tipos de clientes:

a) Clientes regulados: Corresponden a aquellos consumidores residenciales, comerciales, pequeña y mediana industria, con una potencia conectada igual o inferior a 2.000 KW, y que están ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora. El precio de transferencia entre las compañías generadoras y distribuidoras tiene un valor máximo que se denomina precio de nudo, el que es regulado por el Ministerio de Economía. Los precios de nudo son determinados cada seis meses (abril y octubre), en función de un informe elaborado por la CNE, sobre la base de las proyecciones de los costos marginales esperados del sistema en los siguientes 48 meses, en el caso del SIC, y de 24 meses, en el del SING. A partir de 2010 en el caso del SING, el precio de transferencia entre las empresas generadoras y distribuidoras corresponderá al resultado de las licitaciones que éstas lleven a cabo.

b) Clientes libres: Corresponde a aquella parte de la demanda que tiene una potencia conectada mayor a 2.000 KW, principalmente proveniente de clientes industriales y mineros. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras. Los clientes con potencia entre 500 y 2.000 KW tienen la opción de contratar energía a precios que pueden ser convenidos con sus proveedores –o bien-, seguir sometidos a precios regulados, con un período de permanencia mínimo de cuatro años en cada régimen.

c) Mercado Spot o de corto plazo: Corresponde a las transacciones de energía y potencia entre compañías generadoras, que resulta de la coordinación realizada por el CDEC para lograr la operación económica del sistema, Los excesos (déficit) de su producción respecto de sus compromisos comerciales son transferidos mediante ventas (compras) a los otros generadores integrantes del CDEC. Para el caso de la energía, las transferencias son valoradas al costo marginal. Para la potencia, las transferencias son valoradas al precio de nudo correspondiente, según ha sido fijado semestralmente por la autoridad.

En Chile, la potencia por remunerar a cada generador depende de un cálculo realizado centralizadamente por el CDEC en forma anual, del cual se obtiene la potencia firme para cada central, valor que es independiente de su despacho.

A partir del año 2010, con la promulgación de la Ley 20.018, las empresas distribuidoras deberán disponer de suministro permanentemente para el total de su demanda, para lo cual deben realizar licitaciones públicas de largo plazo.

Principales Activos

El parque de la generación de ECL y sus Filiales está conformado por centrales térmicas de ciclo combinado y carboneras, que en suma aportan 2.135 MW en el SING (47%) de la generación total aportada en el sistema interconectado del norte grande.

Las centrales térmicas se distribuyen en 10 plantas dentro de la segunda región de Chile, ubicadas 5 centrales en Mejillones y 5 centrales en Tocopilla, con una capacidad total de 1.865 MW.

1.4 ENERGÍAS RENOVABLES

En materia de energías renovables, en abril de 2008 se promulgó la Ley 20.257, que incentiva el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). El principal aspecto de esta norma es que obliga a los generadores a que al menos un 5% de su energía comercializada provenga de estas fuentes renovables entre 2010 y 2014, aumentando progresivamente en 0,5% por año desde el ejercicio 2015 hasta 2024, donde se alcanzará un 10%.

1.5 FILIALES

Los estados financieros consolidados incluyen las siguientes sociedades:

				Porcentaje de Participación			
				31-12-2012			31-12-2011
Rut	**Nombre sociedad**	**País de origen**	**Moneda funcional**	**Directo**	**Indirecto**	**Total**	**Total**
96.788.720-K	Energía del Pacífico Ltda.	Chile	Dólar estadounidense	99,0000	1,0000	100,0000	100,0000
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	Chile	Dólar estadounidense	99,9000	0,1000	100,0000	100,0000
96.731.500-1	Electroandina S.A.	Chile	Dólar estadounidense	99,9999	0,0001	100,0000	100,0000
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina S.A.	Chile	Dólar estadounidense	99,9999	0,0001	100,0000	100,0000
96.896.290-6	Distrinor S.A.	Chile	Dólar estadounidense	99,9999	0,0001	100,0000	100,0000
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino S.A.	Chile	Dólar estadounidense	78,9146	21,0854	100,0000	100,0000
0-E	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	Argentina	Dólar estadounidense	78,9146	21,0854	100,0000	100,0000

Ver nota 2.4 Bases de Consolidación

1.6 INFORMACIÓN FINANCIERA FILIALES

La información financiera al 31 de diciembre de 2012 de las filiales es la siguiente:

R.U.T	Nombre Sociedad	Participación %	Activos Corrientes MUS$	Activos no Corrientes MUS$	Total activos MUS$	Pasivos Corrientes MUS$	Pasivos no Corrientes MUS$	Total pasivos MUS$	Ingresos ordinarios MUS$	Ganancia (pérdida) neta MUS$
96.731.500-1	Electroandina S.A.	100%	28.380	49.504	77.884	18.088	0	18.088	19.195	(894)
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino S.A.	100%	59.409	141.682	201.091	17.864	39.939	57.803	81.156	23.224
0-E	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	100%	21.608	126.515	148.123	5.206	37.995	43.201	33.953	8.747
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina S.A.	100%	99.513	701.853	801.366	144.351	443.141	587.492	131.031	403
96.788.720-K	Energia del Pacífico Ltda.	100%	64	52.335	52.399	9	0	9	0	6.576
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	100%	1.925	47	1.972	974	0	974	5.462	491
96.896.290-6	Distrinor S.A.	100%	9.854	4.731	14.585	4.094	0	4.094	4.604	1.174

Las Sociedades contabilizadas bajo control conjunto

R.U.T	Nombre Sociedad	Participación %	Activos Corrientes MUS$	Activos no Corrientes MUS$	Total activos MUS$	Pasivos Corrientes MUS$	Pasivos no Corrientes MUS$	Total pasivos MUS$	Ingresos ordinarios MUS$	Ganancia (pérdida) neta MUS$
76.009.698-9	Inversiones Hornitos S.A.	60%	65.425	266.569	331.994	38.770	120.361	159.131	85.167	4.720

1.6 INFORMACIÓN FINANCIERA FILIALES

La información financiera al 31 de diciembre de 2011 de las sociedades incluidas en la consolidación es la siguiente:

R.U.T	Nombre Sociedad	% Participación	Activos Corrientes MUS$	Activos no Corrientes MUS$	Total activos MUS$	Pasivos Corrientes MUS$	Pasivos no Corrientes MUS$	Total pasivos MUS$	Ingresos ordinarios MUS$	Ganancia (pérdida) neta MUS$
96.731.500-1	Electroandina S.A. (*)	100%	27.080	47.129	74.209	13.519	0	13.519	1.386	387
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino S.A.	100%	58.591	149.483	208.074	17.820	35.730	53.550	78.877	28.071
0-E	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	100%	14.172	134.894	149.066	2.521	45.309	47.830	33.718	2.669
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina S.A.	100%	127.388	703.366	830.754	271.635	349.465	621.100	99.616	26.503
96.788.720-K	Energia del Pacífico Ltda.	100%	1.588	53.927	55.515	1	0	1	0	6.319
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	100%	1.240	0	1.240	710	0	710	3.074	412
96.896.290-6	Distrinor S.A.	100%	10.231	4.928	15.159	4.178	1.664	5.842	360	(592)

(*) Electroandina S.A. con fecha 15 de diciembre de 2011, se fusionó con E.CL S.A., esta fusión consideró todos los activos, menos los activos asociados al puerto de Tocopilla. Los cuales continúan en Electroandina S.A.

Las Sociedades registradas bajo control conjunto

R.U.T	Nombre Sociedad	% Participación	Activos Corrientes MUS$	Activos no Corrientes MUS$	Total activos MUS$	Pasivos Corrientes MUS$	Pasivos no Corrientes MUS$	Total pasivos MUS$	Ingresos ordinarios MUS$	Ganancia (pérdida) neta MUS$
76.009.698-9	Inversiones Hornitos S.A.	60%	56.120	276.925	333.045	150.394	14.508	164.902	88.012	29.227

1.7 TRABAJADORES

Al 31 de diciembre de 2012, la Sociedad presenta el siguiente número de empleados

Dotación de la empresa por nivel profesional y área	Ingenieros	Técnicos	Otros Profesionales	Total	Año 2011
Generación	131	410	4	545	498
Transmisión	35	78	1	114	113
Administración y Apoyo	76	66	16	158	152
Distrinor	14	6	0	20	18
TOTAL	**256**	**560**	**21**	**837**	**781**

NOTA 2
BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

2.1 ESTADOS FINANCIEROS

Los presentes Estados Financieros Consolidados de E.CL S.A. y Filiales han sido preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS), en su denominación en inglés, según International Accounting Standards Board (IASB). Las cifras de estos estados financieros y sus notas se encuentran expresadas en miles de dólares estadounidenses, moneda funcional de la Sociedad.

En la preparación de los estados financieros se han utilizado determinadas estimaciones contables críticas para cuantificar algunos activos, pasivos, ingresos y gastos. También se requiere que la gerencia ejerza su juicio en el proceso de aplicación de las políticas contables de E.CL S.A. Las áreas que involucran un mayor grado de juicio o complejidad o áreas en las que los supuestos y estimaciones son significativos para los estados financieros se describen en nota N° 2.6.

2.1.1 Responsabilidad de la Información

El directorio de E.CL S.A. ha tomado conocimiento de la información contenida en estos estados financieros consolidados y se declara responsable respecto de la veracidad de la información incorporada en el presente informe al 31 de diciembre de 2012, que ha aplicado los principios y criterios incluidos en las NIIF, normas emitidas por la Junta Internacional de Normas Contables (IASB). Los presentes estados financieros fueron aprobados por el Directorio de la Sociedad en su sesión de fecha 29 de enero de 2013.

2.2 NUEVAS IFRS E INTERPRETACIONES DEL COMITÉ DE INTERPRETACIONES DE IFRS

a) Las siguientes nuevas Normas e Interpretaciones han sido adoptadas en estos estados financieros:

Enmiendas a NIIFs	Fecha de aplicación obligatoria
NIC 12, Impuestos diferidos Recuperación del Activo Subyacente	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2012
NIIF 1 (Revisada), Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera -(i) Eliminación de Fechas Fijadas para Adoptadores por Primera Vez - (ii) Hiperinflación Severa	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2011.
NIIF 7, Instrumentos Financieros: Revelaciones -Revelaciones - Transferencias de Activos Financieros	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2011

Enmienda a NIC 12, Impuesto a las ganancias

El 20 de Diciembre de 2010, el IASB publicó Impuestos diferidos: Recuperación del Activo Subyacente – Modificaciones a NIC 12. Las modificaciones establecen una exención al principio general de NIC 12 de que la medición de activos y pasivos por impuestos diferidos deberán reflejar las consecuencias tributarias que seguirían de la manera en la cual la entidad espera recuperar el valor libros de un activo. Específicamente la exención aplica a los activos y pasivos por impuestos diferidos que se originan en propiedades de inversión medidas usando el modelo del valor razonable de NIC 40 y en propiedades de inversión adquiridas en una combinación de negocios, si ésta es posteriormente medida usando el modelo del valor razonable de NIC 40. La modificación introduce una presunción de que el valor corriente de la propiedad de inversión será recuperada al momento de su venta, excepto cuando la propiedad de inversión es depreciable y es mantenida dentro de un modelo de negocios cuyo objetivo es consumir sustancialmente todos los beneficios económicos a lo largo del tiempo, en lugar de a través de la venta. Estas modificaciones deberán ser aplicadas retrospectivamente exigiendo una remisión retrospectiva de todos los activos y pasivos por impuestos diferidos dentro del alcance de esta modificación, incluyendo aquellos que

hubiesen sido reconocidos inicialmente en una combinación de negocios. La fecha de aplicación obligatoria de estas modificaciones es para períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2012. Se permite la aplicación anticipada. La administración estima que estas modificaciones no han tenido un impacto en las políticas contables para el ejercicio.

Enmienda a NIIF 1, Adopción por Primera Vez de las Normas Internacionales de Información Financiera

El 20 de Diciembre de 2010, el IASB publicó ciertas modificaciones a NIIF 1, específicamente:

(i) Eliminación de Fechas Fijadas para Adoptadores por Primera Vez - Estas modificaciones entregan una ayuda para adoptadores por primera vez de las NIIF al reemplazar la fecha de aplicación prospectiva del desreconocimiento de activos y pasivos financieros del '1 de enero de 2004' con 'la fecha de transición a NIIF' de esta manera los adoptadores por primera vez de IFRS no tienen que aplicar los requerimientos de desreconocimiento de IAS 39 retrospectivamente a una fecha anterior; y libera a los adoptadores por primera vez de recalcular las pérdidas y ganancias del 'día 1' sobre transacciones que ocurrieron antes de la fecha de transición a NIIF.

(ii) Hiperinflación Severa – Estas modificaciones proporcionan guías para la entidades que emergen de una hiperinflación severa, permitiéndoles en la fecha de transición de las entidades medir todos los activos y pasivos mantenidos antes de la fecha de normalización de la moneda funcional a valor razonable en la fecha de transición a NIIF y utilizar ese valor razonable como el costo atribuido para esos activos y pasivos en el estado de situación financiera de apertura bajo IFRS. Las entidades que usen esta exención deberán describir las circunstancias de cómo, y por qué, su moneda funcional se vio sujeta a hiperinflación severa y las circunstancias que llevaron a que esas condiciones terminaran.

Estas modificaciones serán aplicadas obligatoriamente para períodos anuales que comienzan en o después del 1 de Julio de 2011. Se permite la aplicación anticipada. La administración de la sociedad estima que estas modificaciones no tienen efectos en sus estados financieros pues se encuentra actualmente preparando sus estados financieros bajo IFRS.

Enmienda a NIIF 7, Instrumentos Financieros

El 7 de Octubre de 2010, el International Accounting Standards Board (IASB) emitió Revelaciones – Transferencias de Activos Financieros (Modificaciones a NIIF 7 Instrumentos Financieros – Revelaciones) el cual incrementa los requerimientos de revelación para transacciones que involucran la transferencia de activos financieros. Estas modificaciones están dirigidas a proporcionar una mayor transparencia sobre la exposición al riesgo de transacciones donde un activo financiero es transferido pero el cedente retiene cierto nivel de exposición continua (referida como 'involucramiento continuo') en el activo. Las modificaciones también requiere revelar cuando las transferencias de activos financieros no han sido distribuidas uniformemente durante el período (es decir, cuando las transferencias ocurren cerca del cierre del período de reporte). Estas modificaciones son efectivas para períodos anuales que comienzan en o después del 1 de Julio de 2011. Está permitida la aplicación anticipada de estas modificaciones. Las revelaciones no son requeridas para ninguno de los períodos presentados que comiencen antes de la fecha inicial de aplicación de las modificaciones. La administración estima que estas modificaciones no han tenido un impacto en las políticas contables para el período. Adecuar a la situación de cada Compañía.

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

Nuevas NIIF	Fecha de aplicacion obligatoria
NIIF 9 Instrumentos Financieros	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2015
NIIF 10 Estados Financieros Consolidados	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 11 Acuerdos Conjuntos	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 12 Revelaciones de Participaciones en Otras Entidades	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIC 27 (2011) Estados Financieros Separados	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIC 28 (2011), Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 13, Mediciones de Valor Razonable	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013

Enmiendas a NIIFs	Fecha de aplicacion obligatoria
NIC 1 Presentación de Estados Financieros -Presentación de Componentes de Otros Resultados Integrales	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2012
NIC 19 Beneficios a los empleados (2011)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIC 32 Instrumentos Financieros: Presentacion -Aclaracion de requerimientos para el neteo de activos y pasivos financieros	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
NIIF 7 Instrumentos Financieros: Revelaciones -Modificaciones a revelaciones acerca de neteo de activos y pasivos financieros	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 10 E stados Financieros Consolidados, NIIF 11 Acuerdos Conjuntos y NIIF 12 Revelaciones de Participaciones en Otras Entidades - Guías para la transición	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
Entidades de Inversión - Modificaciones a NIIF 10 Estados Financieros Consolidados; NIIF 12 Revelaciones de Participaciones en Otras Entidades y NIC 27 Estados Financieros Separados	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014

Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicacion obligatoria
CINIIF 20, Costos de Desbroce en la Fase de Producción de una Mina de Superficie	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de Enero de 2013

NIIF 9, Instrumentos Financieros

El 12 de noviembre de 2009, el International Accounting Standard Board (IASB) emitió NIIF 9, Instrumentos Financieros. Esta Norma introduce nuevos requerimientos para la clasificación y medición de activos financieros y es efectiva para períodos anuales que comiencen en o después del 1 de enero de 2013, permitiendo su aplicación anticipada. NIIF 9 especifica como una entidad debería clasificar y medir sus activos financieros. Requiere que todos los activos financieros sean clasificados en su totalidad sobre la base del modelo de negocio de la entidad para la gestión de activos financieros y las características de los flujos de caja contractuales de los activos financieros. Los activos financieros son medidos ya sea a costo amortizado o valor

razonable. Solamente los activos financieros que sean clasificados como medidos a costo amortizados serán probados por deterioro. El 28 de Octubre de 2010, el IASB publicó una versión revisada de NIIF 9, Instrumentos Financieros. La Norma revisada retiene los requerimientos para la clasificación y medición de activos financieros que fue publicada en Noviembre de 2009, pero agrega guías sobre la clasificación y medición de pasivos financieros. Como pate de la reestructuración de NIIF 9, el IASB también ha replicado las guías sobre desreconocimiento de instrumentos financieros y las guías de implementación relacionadas desde IAS 39 a NIIF 9. Estas nuevas guías concluyen la primera fase del proyecto del IASB para reemplazar la NIC 39. Las otras fases, deterioro y contabilidad de cobertura, aún no han sido finalizadas.

Las guías incluidas en NIIF 9 sobre la clasificación y medición de activos financieros no han cambiado de aquellas establecidas en NIC 39. En otras palabras, los pasivos financieros continuarán siendo medidos ya sea, a costo amortizado o a valor razonable con cambios en resultados. El concepto de bifurcación de derivados incorporados en un contrato por un activo financiero tampoco ha cambiado. Los pasivos financieros mantenidos para negociar continuarán siendo medidos a valor razonable con cambios en resultados, y todos los otros activos financieros serán medidos a costo amortizado a menos que se aplique la opción del valor razonable utilizando los criterios actualmente existentes en NIC 39.

No obstante lo anterior, existen dos diferencias con respecto a NIC 39:

La presentación de los efectos de los cambios en el valor razonable atribuibles al riesgo de crédito de un pasivo; y
La eliminación de la exención del costo para derivados de pasivo a ser liquidados mediante la entrega de instrumentos de patrimonio no transados.

El 16 de Diciembre de 2011, el IASB emitió Fecha de Aplicación Obligatoria de NIIF 9 y Revelaciones de la Transición, difiriendo la fecha efectiva tanto de las versiones de 2009 y de 2010 a periodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2015. Anterior a las modificaciones, la aplicación de NIIF 9 era obligatoria para periodos anuales que comenzaban en o después de 2013. Las modificaciones cambian los requerimientos para la transición desde NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición a NIIF 9. Adicionalmente, las modificaciones también modifican NIIF 7 Instrumentos Financieros: Revelaciones para agregar ciertos requerimientos en el periodo de reporte en el que se incluya la fecha de aplicación de NIIF 9.

Las modificaciones son efectivas para períodos anuales que comiencen en o después del 1 de enero de 2015, permitiendo su aplicación anticipada. La administración no ha tenido la oportunidad de considerar el potencial impacto de la adopción de estas modificaciones.

La administración estima que esta nueva norma será adoptada en los estados financieros del Grupo para el período que comenzará el 1 de enero de 2015. La administración no ha tenido la oportunidad de considerar el potencial impacto de la adopción de estas modificaciones.

NIIF 10, Estados Financieros Consolidados

El 12 de mayo de 2011, el IASB emitió NIIF 10, Estados Financieros Consolidados, el cual reemplaza IAS 27, Estados Financieros Consolidados y Separados y SIC-12 Consolidación – Entidades de Propósito Especial. El objetivo de NIIF 10 es tener una sola base de consolidación para todas las entidades, independiente de la naturaleza de la inversión, esa base es el control. La definición de control incluye tres elementos: poder sobre una inversión, exposición o derechos a los retornos variables de la inversión y la capacidad de usar el poder sobre la inversión para afectar las rentabilidades del inversionista. NIIF 10 proporciona una guía detallada de cómo aplicar el principio de control en un número de situaciones, incluyendo relaciones de agencia y posesión de derechos potenciales de voto. Un inversionista debería reevaluar si controla una inversión si existe un cambio en los hechos y circunstancias. NIIF 10 reemplaza aquellas secciones de IAS 27 que abordan el cuándo y cómo un inversionista debería prepara estados financieros consolidados y reemplaza SIC-12 en su totalidad. La fecha efectiva de aplicación de NIIF 10 es el 1 de enero de 2013, se permite la aplicación anticipada bajo ciertas circunstancias.

La administración estima que esta nueva norma será adoptada en los estados financieros del Grupo para el período que comenzará el 1 de enero de 2013. La administración esta evaluando el potencial impacto de la adopción de estas modificaciones, respecto de su filial Inversiones Hornitos S.A., al cierre de los presentes Estados Financieros se consolida proporcionalmente.

NIIF 11, Acuerdos Conjuntos

El 12 de mayo de 2011, el IASB emitió NIIF 11, Acuerdos Conjuntos, el cual reemplaza IAS 31, Intereses en Negocios Conjuntos y SIC-13, Entidades de Control Conjunto. NIIF 11 clasifica los acuerdos conjuntos ya sea como operaciones conjuntas (combinación de los conceptos existentes de activos controlados conjuntamente y operaciones controladas conjuntamente) o negocios conjuntos (equivalente al concepto existente de una entidad controlada conjuntamente). Una operación conjunta es un acuerdo conjunto donde las partes que tienen control conjunto tienen derechos a los activos y obligaciones por los pasivos. Un negocio conjunto es un acuerdo conjunto donde las partes que tienen control conjunto del acuerdo tienen derecho a los activos netos del acuerdo. NIIF 11 exige el uso del valor patrimonial para contabilizar las participaciones en negocios conjuntos, de esta manera eliminando el método de consolidación proporcional. La fecha efectiva de aplicación de NIIF 11 es el 1 de enero de 2013, se permite la aplicación anticipada en ciertas circunstancias.

La administración estima que esta nueva norma será adoptada en los estados financieros del Grupo para el período que comenzará el 1 de enero de 2013. La administración esta evaluando el potencial impacto de la adopción de estas modificaciones, respecto de su filial Inversiones Hornitos S.A., al cierre de los presentes Estados Financieros se consolida proporcionalmente.

NIIF 12, Revelaciones de Participaciones en Otras Entidades

El 12 de mayo de 2011, el IASB emitió NIIF 12, Revelaciones de Intereses en Otras Entidades, la cual requiere mayores revelaciones relacionadas a las participaciones en filiales, acuerdos conjuntos, asociadas y entidades estructuradas no consolidadas. NIIF 12 establece objetivos de revelación y especifica revelaciones mínimas que una entidad debe proporcionar para cumplir con esos objetivos. Una entidad deberá revelar información que permita a los usuarios de sus estados financieros evaluar la naturaleza y riesgos asociados con sus participaciones en otras entidades y los efectos de esas participaciones en sus estados financieros. Los requerimientos de revelación son extensos y representan un esfuerzo que podría requerir acumular la información necesaria. La fecha efectiva de aplicación de NIIF 12 es el 1 de enero de 2013, pero se permite a las entidades incorporar cualquiera de las nuevas revelaciones en sus estados financieros antes de esa fecha.

La administración estima que esta nueva norma será adoptada en los estados financieros del Grupo para el período que comenzará el 1 de enero de 2013. La administración no ha tenido la oportunidad de considerar el potencial impacto de la adopción de estas modificaciones.

NIC 27 (2011), Estados Financieros Separados

NIC 27 Estados Financieros Consolidados y Separados fue modificada por la emisión de NIIF 10 pero retiene las guías actuales para estados financieros separados.

La administración estima que esta nueva norma será adoptada en los estados financieros del Grupo para el período que comenzará el 1 de enero de 2013. La administración esta evaluando el potencial impacto de la adopción de estas modificaciones, respecto de su filial Inversiones Hornitos S.A., al cierre de los presentes Estados Financieros se consolida proporcionalmente.

NIC 28 (2011), Inversiones en Asociadas y NIC 31 (2011) Negocios Conjuntos

NIC 28 (2011), Inversiones en Asociadas y NIC 31 Negocios Conjuntos fueron modificadas para conformar los cambios relacionados con la emisión de NIIF 10 y NIIF 11.

La administración estima que esta nueva norma será adoptada en los estados financieros del Grupo para el período que comenzará el 1 de enero de 2013. La administración esta evaluando el potencial impacto de la adopción de estas modificaciones, respecto de su filial Inversiones Hornitos S.A., al cierre de los presentes Estados Financieros se consolida proporcionalmente.

NIIF 13, Mediciones de Valor Razonable

El 12 de mayo de 2011, el IASB emitió NIIF 13, Mediciones de Valor Razonable, la cual establece una sola fuente de guías para las mediciones a valor razonable bajo las NIIF. Esta norma aplica tanto para activos financieros como para activos no financieros medidos a valor razonable. El valor razonable se define como "el precio que sería recibido al vender un activo o pagar para transferir un pasivo en una transacción organizada entre participantes de mercado en la fecha de medición" (es decir, un precio de salida). NIIF 13 es efectiva para períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2013, se permite la aplicación anticipada, y aplica prospectivamente desde el comienzo del período anual en el cual es adoptada.

La administración estima que esta nueva norma será adoptada en los estados financieros del Grupo para el período que comenzará el 1 de enero de 2013. La administración no ha tenido la oportunidad de considerar el potencial impacto de la adopción de estas modificaciones.

Enmienda NIC 1, Presentación de Estados Financieros

EL 16 de Junio de 2011, el IASB publicó Presentación de los Componentes de Otros Resultados Integrales (modificaciones a NIC 1). Las modificaciones retienen la opción de presentar un estado de resultados y un estado de resultados integrales ya sea en un solo estado o en dos estados individuales consecutivos. Se exige que los componentes de otros resultados integrales sean agrupados en aquellos que serán y aquellos que no serán posteriormente reclasificados a pérdidas y ganancias. Se exige que el impuesto sobre los otros resultados integrales sea asignado sobre esa misma base. La medición y reconocimiento de los componentes de pérdidas y ganancias y otros resultados integrales no son ven afectados por las modificaciones, las cuales son aplicables para períodos de reporte que comienzan en o después del 1 de Julio de 2012, se permite la aplicación anticipada.

La administración estima que esta nueva norma será adoptada en los estados financieros del Grupo para el período que comenzará el 1 de enero de 2013. La administración no ha tenido la oportunidad de considerar el potencial impacto de la adopción de estas modificaciones.

Enmienda a NIC 19, Beneficios a los Empleados

El 16 de Junio de 2011, el IASB publicó modificaciones a NIC 19, Beneficios a los Empleados, las cuales cambian la contabilización de los planes de beneficios definidos y los beneficios de término. Las modificaciones requieren el reconocimiento de los cambios en la obligación por beneficios definidos y en los activos del plan cuando esos cambios ocurren, eliminando el enfoque del corredor y acelerando el reconocimiento de los costos de servicios pasados.
Los cambios en la obligación de beneficios definidos y los activos del plan son desagregadas en tres componentes: costos de servicio, interés neto sobre los pasivos (activos) netos por beneficios definidos y remediciones de los pasivos (activos) netos por beneficios definidos.
El interés neto se calcula usando una tasa de retorno para bonos corporativos de alta calidad. Esto podría ser menor que la tasa actualmente utilizada para calcular el retorno esperado sobre los activos del plan, resultando en una disminución en la utilidad del ejercicio. Las modificaciones son efectivas para períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2013, se permite la aplicación anticipada. Se exige la aplicación retrospectiva con ciertas excepciones.

La administración estima que esta nueva norma será adoptada en los estados financieros del Grupo para el período que comenzará el 1 de enero de 2013. La administración no ha tenido la oportunidad de considerar el potencial impacto de la adopción de estas modificaciones.

Enmienda a NIC 32, Instrumentos Financieros: Presentación

En Diciembre de 2011, el IASB modificó los requerimientos de contabilización y revelación relacionados con el neteo activos y pasivos financieros mediante las enmiendas a NIC 32 y NIIF 7. Estas enmiendas son el resultado del proyecto conjunto del IASB y el Financial Accounting Standards Board (FASB) para abordar las diferencias en sus respectivas normas contables con respecto al neteo de instrumentos financieros. Las nuevas revelaciones son requeridas para períodos anuales o intermedios que comiencen en o después del 1 de enero de 2013 y las modificaciones a NIC 32 son efectivas para períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2014. Ambos requieren aplicación retrospectiva para períodos comparativos.

La administración estima que esta nueva norma será adoptada en los estados financieros del Grupo para el período que comenzará el 1 de enero de 2013. La administración no ha tenido la oportunidad de considerar el potencial impacto de la adopción de estas modificaciones.

Enmienda a NIIF 7, Neteo de Activos y Pasivos Financieros

NIIF 7 Instrumentos Financieros: Revelaciones fue modificada para solicitar información acerca de todos los instrumentos financieros reconocidos que están siendo neteados en conformidad con el párrafo 42 de NIC 32 Instrumentos Financieros: Presentación.
Las modificaciones también requieren la revelación de información acerca de los instrumentos financieros reconocidos que están sujetos a acuerdos maestros de neteo exigibles y acuerdos similares incluso si ellos no han sido neteados en conformidad con NIC 32. El IASB considera que estas revelaciones permitirán a los usuarios de los estados financieros evaluar el efecto o el potencial efecto de acuerdos que permiten el neteo, incluyendo derechos de neteo asociados con los activos financieros y pasivos financieros reconocidos por la entidad en su estado de posición financiera. Las modificaciones son efectiva para períodos anuales que comienzan en o después del 1 de Enero de 2013. Se permite la aplicación anticipada.

La administración estima que esta nueva norma será adoptada en los estados financieros del Grupo para el período que comenzará el 1 de enero de 2013. La administración no ha tenido la oportunidad de considerar el potencial impacto de la adopción de estas modificaciones.

Enmienda NIIF 10 - Estados Financieros Consolidados, NIIF 11 - Acuerdos Conjuntos y NIIF 12 - Revelaciones de Participaciones en Otras Entidades - Guías para la transición

El 28 de Junio de 2012, el IASB publicó Estados Financieros Consolidados, Acuerdos Conjuntos y Revelaciones de Participaciones en Otras Entidades (Modificaciones a NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12). Las modificaciones tienen la intención de proporcionar un aligeramiento adicional en la transición a NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12, al “limitar el requerimiento de proporcionar información comparativa ajustada solo para el año comparativo inmediatamente precedente”. También, modificaciones a NIIF 11 y NIIF 12 eliminan el requerimiento de proporcionar información comparativa para períodos anteriores al período inmediatamente precedente. La fecha efectiva de estas modificaciones es para períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2013, alineándose con las fechas efectivas de NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12.

La administración estima que esta nueva norma será adoptada en los estados financieros del Grupo para el período que comenzará el 1 de enero de 2013. La administración no ha tenido la oportunidad de considerar el potencial impacto de la adopción de estas modificaciones.

Entidades de Inversión – Enmiendas a NIIF 10 – Estados Financieros Consolidados; NIIF 12 – Revelaciones de Participaciones en Otras Entidades y NIC 27 – Estados Financieros Separados

El 31 de Octubre de 2012, el IASB publicó “Entidades de Inversión (modificaciones a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 27)”, proporcionando una exención para la consolidación de filiales bajo NIIF 10 Estados Financieros Consolidados para entidades que cumplan la definición de “entidad de inversión”, tales como ciertos fondos de inversión. En su lugar, tales entidades medirán sus inversiones en filiales a valor razonable a través de resultados en conformidad con NIIF 9 Instrumentos Financieros o NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición.

Las modificaciones también exigen revelación adicional con respecto a si la entidad es considerada una entidad de inversión, detalles de las filiales no consolidadas de la entidad, y la naturaleza de la relación y ciertas transacciones entre la entidad de inversión y sus filiales. Por otra parte, las modificaciones exigen a una entidad de inversión contabilizar su inversión en una filial de la misma manera en sus estados financieros consolidados como en sus estados financieros individuales (o solo proporcionar estados financieros individuales si todas las filiales son no consolidadas). La fecha efectiva de estas modificaciones es para períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2014. Se permite la aplicación anticipada.

La administración estima que estas modificaciones serán adoptadas en sus estados financieros para el período que comenzará el 1 de enero de 2014. La administración no ha tenido la oportunidad de considerar el potencial impacto de la adopción de estas modificaciones.

CINIIF 20, Costos de Desbroce (Eliminación de desechos) en la Fase de Producción de una Mina de Superficie

El 19 de Octubre de 2011, el IFRS Interpretations Committee publicó CINIIF 20, Costos de Desbroce en la Fase de Producción de una Mina de Superficie ('CINIIF 20'). CINIIF 20 aplica a todos los tipos de recursos naturales que son extraídos usando el proceso de minería superficial. Los costos de actividades de desbroce que mejoren el acceso a minerales deberán ser reconocidos como un activo no corriente ("activo de actividad de desbroce") cuando se cumplan ciertos criterios, mientras que los costos de operaciones continuas normales de actividades de desbroce deberán ser contabilizados de acuerdo con NIC 2 Inventarios. El activo por actividad de desbroce deberá ser inicialmente medido al costo y posteriormente a costo o a su importe revaluado menos depreciación o amortización y pérdidas por deterioro. La interpretación es efectiva para periodos anuales que comienzan en o después del 1 de Enero de 2013. Se permite la aplicación anticipada.

La administración de la sociedad estima que la futura adopción de las normas e interpretaciones antes descritas no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados.

2.3 MONEDA FUNCIONAL Y DE PRESENTACIÓN

La moneda funcional y de presentación de los estados financieros consolidados de E.CL S.A. es el dólar estadounidense. Toda esta información ha sido redondeada a la unidad de mil más cercana (MUS$).

2.4 BASES DE CONSOLIDACIÓN

Son sociedades filiales aquellas en que la Sociedad Matriz controla la mayoría de los derechos de voto o tiene facultad para dirigir las políticas financieras y operativas de las mismas.

Se consideran Sociedades de Control Conjunto aquéllas en la que la situación descrita anteriormente se da gracias al acuerdo con otros accionistas y conjuntamente con ellos.

Las filiales "Electroandina S.A.", "Central Termoeléctrica Andina S.A.", "Gasoducto Nor Andino S.A.", "Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.", "Enerpac Ltda", "Edelnor Transmisión S.A." y "Distrinor S.A." se consolidan por el método de integración global, integrándose en los estados financieros consolidados con la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos, una vez realizadas las eliminaciones y/o ajustes que corresponden a las operaciones propias del Grupo E.CL S.A.

"Inversiones Hornitos S.A." es una sociedad controlada en forma conjunta y se consolida por el método de integración proporcional. E.CL S.A. reconoce línea a línea su participación en los activos, pasivos, ingresos y gastos de dicha entidad, de tal forma que la agregación de saldos y posteriores eliminaciones, tienen lugar solamente en la proporción que E.CL S.A. posee en el capital social de la misma.

La consolidación de las operaciones de E.CL S.A. y de sus filiales de integración global e integración conjunta se ha efectuado siguiendo los siguientes principios básicos:

- En la fecha de adquisición, los activos, pasivos y pasivos contingentes de las filiales, son registrados a valor de mercado. En el caso de que exista una diferencia positiva entre el costo de adquisición y el valor razonable de los activos y pasivos de las sociedades adquiridas, incluyendo pasivos contingentes, correspondientes a la participación de la matriz, esta diferencia es registrada como plusvalía comprada. En el caso de que la diferencia sea negativa, ésta se registra con abono a resultados.

En la Nota 1 – Información General (filiales) se describen la relación de E.CL S.A. con cada una de sus filiales y su porcentaje de participación.

2.5 PERIODO CONTABLE

Los presentes Estados Financieros Consolidados, cubren el siguiente ejercicio:

Estados de Situación Financiera Consolidada por los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011.

Estados de Cambios en el Patrimonio por los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011.

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011.

Estados de Flujos de Efectivo Directo, por los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011.

2.6 USO DE ESTIMACIONES Y JUICIOS

La preparación de los estados financieros requiere que la administración realice juicios, estimaciones y supuestos que afectan la aplicación de las políticas de contabilidad y los montos de activos, pasivos, ingresos y gastos presentados. Los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones. Las estimaciones y supuestos relevantes son revisadas regularmente. Las revisiones de las estimaciones contables son reconocidas en el período en que la estimación es revisada y en cualquier período futuro afectado.

Las estimaciones, principalmente comprenden:

- Vida útil de propiedades, planta y equipos y pruebas de deterioro.

La vida útil de cada clase de activos productivos ha sido estimada por la administración. Esta estimación podría variar como consecuencia de cambios tecnológicos y/o factores propios del negocio. Adicionalmente, la Sociedad ha evaluado al cierre del ejercicio la existencia de indicios de deterioro exigidos por la NIC 36.

- Hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de las indemnizaciones por años de servicios.
Para determinar el pasivo respectivo, se han considerado como metodología, el cálculo actuarial, considerando tasa de descuento, rotación de personal, tasa de mortalidad, retiros promedios y finalmente tasa de incremento salarial.

- Contingencias, juicios o litigios
Cuando un caso tiene una alta probabilidad de resolución adversa, según la evaluación de nuestra fiscalía y los asesores legales externos, se efectúa la provisión contable respectiva.

- Activos Intangibles
Para estimar el valor de uso, la sociedad prepara las provisiones de flujos de caja futuros antes de impuestos. 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 a amortizaciones del Estado de Resultados.

2.7 CONVERSIÓN DE MONEDA EXTRANJERA

La moneda funcional de la Sociedad es el dólar estadounidense, que constituye la moneda de presentación de los estados financieros consolidados de E.CL S.A. Las transacciones en moneda nacional y extranjera, distintas de la moneda funcional, se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera son traducidos al tipo de cambio de la moneda funcional a la fecha del balance general. Las ganancias y pérdidas en moneda extranjera que resultan de tales transacciones y de la conversión a los

tipos de cambio de cierre de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, se reconocen en el estado de resultado consolidado en la línea Diferencia de Cambio.

Los activos y pasivos en moneda extranjera, representan los tipos de cambio y valores del cierre al:

Moneda	31-12-2012 US$ 1	31-12-2011 US$ 1
Peso chileno	479,9600	519,2000
Euro	0,7565	0,7715
Yen	86,0900	77,0200
Peso Argentino	4,9125	4,3000
Libra esterlina	0,6187	0,6448

2.8 INSTRUMENTOS FINANCIEROS

Los activos financieros abarcan principalmente las inversiones en fondos mutuos de renta fija, depósitos a plazo y pactos, los que se reconocen a su valor justo. Estos son clasificados como inversiones mantenidas hasta el vencimiento y son liquidadas antes de o en 90 días.

La Sociedad invierte sus excedentes con un límite de hasta el 80%, en fondos mutuos con instrumentos sólo de renta fija de corto plazo y depósitos a plazo.

Instrumentos Financieros	31-12-2012 Valor Libro MUS$	31-12-2012 Valor Justo MUS$	31-12-2011 Valor Libro MUS$	31-12-2011 Valor Justo MUS$
Efectivo y equivalentes al efectivo				
Efectivo en caja	40	40	101	101
Saldos en Bancos	3.111	3.111	4.929	4.929
Depósitos a plazo	81.074	81.074	88.542	88.542
Activos financieros				
Otros activos financieros	99.884	99.884	98.992	98.992
Deudores comerciales, otras cuentas por cobrar y derechos por cobrar	169.865	169.865	147.944	147.944
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	89.986	89.986	53.991	53.991
Pasivos Financieros				
Otros pasivos financieros	20.579	20.579	17.885	17.885
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	137.957	137.957	118.523	118.523
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	30.988	30.988	67.665	67.665

Jerarquías de valor justo

Los instrumentos financieros registrados a valor justo en el estado de situación financiera, se clasifican de la siguiente forma, basado en la forma de obtención de su valor justo:

Nivel 1 Valor justo obtenido mediante referencia directa a precios cotizados, sin ajuste alguno.

Nivel 2 Valor justo obtenido mediante la utilización de modelos de valorización aceptados en el mercado y basados en precios, distintos a los indicados en el nivel 1, que son observables directa o indirectamente a la fecha de medición (Precios ajustados).

Nivel 3 Valor justo obtenido mediante modelos desarrollados internamente o metodologías que utilizan información que no es observable o es muy poco líquida.

Las cuentas comerciales a cobrar se reconocen inicialmente por su valor razonable y posteriormente por su costo amortizado de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

2.9 PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS

Las propiedades, plantas y equipos son registrados al costo de adquisición y/o de construcción menos depreciación acumulada y pérdidas por deterioro. El costo de propiedad, planta y equipos al 1 de Enero de 2009, fecha de transición hacia IFRS, fue determinado a su costo histórico. El costo incluye gastos que han sido atribuidos directamente a la adquisición del activo. El costo de activos autoconstruidos incluye el costo de los materiales, mano de obra directa y cualquier otro costo directamente atribuible al proceso de hacer que el activo sea apto para su operación. Adicionalmente al valor pagado por la adquisición de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

(a) Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos calificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión.

(b) Los costos posteriores. El costo de reemplazar parte de un ítem de propiedad, planta y equipo es reconocido como activo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con los elementos del activo fijo vayan a ser percibidos por la compañía, y éstos además puedan determinarse de manera fiable. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente.

Los costos de mantenimiento de propiedad, planta y equipos son reconocidos en el resultado cuando ocurren.

2.10 DEPRECIACIÓN PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS

La depreciación es reconocida en el resultado en base a depreciación lineal sobre las vidas útiles económicas de cada componente de un ítem de propiedad, planta y equipo, sin valor residual. Los activos arrendados son depreciados en el periodo más corto entre el arriendo y sus vidas útiles, a menos que sea seguro que la compañía obtendrá la propiedad al final del período de arriendo.

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones que puedan estar asentadas sobre los mismos y tienen una vida útil indefinida, y por lo tanto, no son objeto de depreciación.

Vidas Útiles de Propiedades, Planta y Equipos

Cuadro vidas útiles estimadas de los principales activos de la Sociedad		Mínima	Máxima
Centrales Carboneras	Vida útil años	25	40
Centrales de Ciclo Combinados	Vida útil años	25	25
Obras Civiles	Vida útil años	25	40
Obras Hidráulicas	Vida útil años	35	50
Líneas de Transmisión	Vida útil años	10	40
Gasoductos	Vida útil años	25	30
Sistemas de Control	Vida útil años	10	14
Sistemas Auxiliares	Vida útil años	7	10
Muebles, Vehículos y Herramientas	Vida útil años	3	10
Otros	Vida útil años	5	20

2.11 DETERIORO DE ACTIVOS

El valor de los activos fijos y su vida útil es revisado anualmente para determinar si hay indicios de deterioro. Esto ocurre cuando existen acontecimientos o circunstancias que indiquen que el valor del activo pudiera no ser recuperable. Cuando el valor del activo en libros excede al valor recuperable, se reconoce una pérdida en el estado de resultados.

El valor recuperable es el mayor valor entre el valor justo menos los costos de venta y su valor de uso. Valor justo menos los costos de venta es el importe que se puede obtener por la venta de un activo o unidad generadora de efectivo, en una transacción realizada en condiciones de independencia mutua, entre partes interesadas y debidamente informadas, menos los costos de disposición. El valor en uso es el valor presente de los flujos futuros estimados del uso continuo de un activo, o si no es posible determinar específicamente para un activo, se utiliza la unidad generadora de efectivo a la cual pertenece dicho activo.

En el caso de los instrumentos financieros, las sociedades del Grupo tienen definida una política para el registro de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, que se aplica con carácter general, excepto en aquellos casos en que exista alguna particularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad.

El proceso para determinar la obsolescencia de repuestos consiste en revisar artículo por artículo y aplicar el 100% de provisión para aquellos bienes que:

- El equipo relacionado está permanentemente fuera de uso
- No existe el equipo relacionado
- El repuesto está dañado de tal forma que no se pueda usar
- Y que en cualquiera de los casos anteriores no exista un mercado activo para su venta

Los inventarios restantes de repuestos tienen una provisión calculada globalmente aplicando la siguiente regla:
- 10% después de 2 años sin uso
- 20% después de 4 años sin uso
- 30% después de 6 años sin uso
- 40% después de 8 años sin uso
- 50% después de 10 años sin uso
- 60% después de 12 años sin uso
- 70% después de 14 años sin uso
- 80% después de 16 años sin uso
- 90% después de 18 años sin uso

2.12 ACTIVOS INTANGIBLES

Los activos intangibles de relación contractual con clientes corresponden principalmente a contratos de suministro de energía eléctrica, asociados a nuestras filiales Central Termoeléctrica Andina S.A. e Inversiones Hornitos S.A., los cuales se amortizan a contar del año 2011, por un período de 30 años y 15 años respectivamente. El valor presentado por amortización de intangibles de relación contractual con clientes para el período 2010, corresponde al contrato de transporte de gas de nuestra filial Gasoducto Nor Andino S.A. y la amortización es registrada en el rubro costo de venta del estado de resultados, por un período de 11 años.

Los otros activos intangibles identificables corresponden a cesiones y transferencias de derechos, concesiones marítimas, concesiones de líneas de transmisión y otros terrenos fiscales a ECL S.A, por parte de Codelco Chile, mediante escritura pública del 29 de Diciembre de 1995. Estos derechos se registran a su valor de adquisición y su amortización es en base a amortización lineal, en un plazo de 20 años a contar del año 1998.

A lo largo del ejercicio y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista éste se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro.

	Vida útil de intangibles	
Intangibles	**Mínima**	**Máxima**
Derechos y Concesiones	20 años	30 años
Relaciones Contractuales con Clientes	10 años	30 años

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, para el caso de las Unidades Generadoras de Efectivo, los activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática al cierre de cada ejercicio.

El monto recuperable es el mayor entre el valor de mercado menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor de recuperación del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por el Grupo en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso, E.CL S.A. prepara las proyecciones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Gerencia de E.CL S.A. sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras. Estas proyecciones cubren los próximos cinco años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables que, en ningún caso, son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate.

2.13 PLUSVALÍA COMPRADA

La plusvalía comprada generada en la combinación de negocios representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes identificables de una Sociedad filial en la fecha de adquisición.

La valoración de los activos y pasivos adquiridos se realiza de forma provisional en la fecha de toma de control de la sociedad, revisándose la misma en el plazo máximo de un año a partir de la fecha de adquisición. Hasta que se determina de forma definitiva el valor razonable de los activos y pasivos, la diferencia entre el precio de adquisición y el valor contable de la sociedad adquirida se registra de forma provisional como plusvalía comprada.

En el caso de que la determinación definitiva de la plusvalía comprada se realice en los estados financieros del año siguiente al de la adquisición de la participación, los rubros del ejercicio anterior que se presentan a efectos comparativos se modifican para incorporar el valor de los activos y pasivos adquiridos y de la plusvalía comprada definitiva desde la fecha de adquisición de la participación.

La plusvalía comprada no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro.

El deterioro de la plusvalía comprada no se reversa.

2.14 ACTIVOS FINANCIEROS

En el momento de reconocimiento inicial E.CL S.A. y sus filiales valorizan todos sus activos financieros, a valor razonable y los clasifican en cuatro categorías:

- Deudores por ventas y otras cuentas por cobrar, incluyendo cuentas por cobrar a empresas relacionadas: son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables, que no se negocian en un mercado activo. Después de su reconocimiento inicial estos activos se registran a su costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

- Inversiones mantenidas hasta su vencimiento: son aquellos instrumentos no derivados con pagos fijos o determinables y fechas fijas de vencimiento y las que la Sociedad tiene intención y capacidad de mantener hasta su vencimiento. En las fechas posteriores a su reconocimiento inicial se contabilizan al costo amortizado según se ha definido en el párrafo anterior.

- Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados: incluye la cartera de negociación y aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento en que ocurren.

- Inversiones disponibles para la venta: son los activos financieros que se designan específicamente como disponibles para la venta o aquéllos que no encajan dentro de las tres categorías anteriores, correspondiendo casi su totalidad a inversiones financieras en capital. Estas inversiones figuran en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable cuando es posible determinarlo de forma fiable. En el caso de participaciones en sociedades no cotizadas, normalmente el valor de mercado no es posible determinarlo de forma fiable, por lo que, cuando se da esta circunstancia, se valoran por su costo de adquisición o por un monto inferior si existe evidencia de su deterioro. Las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal, se registran con cargo o abono a una reserva del patrimonio neto denominada "activos financieros disponibles para la venta".

Activos Financieros Año 2012	Mantenidos hasta su madurez MUS$	Préstamos y cuentas por cobrar MUS$	Mantenidos para negociar MUS$	Designados al momento inicial a valor justo con cambios en resultados MUS$	Total MUS$
Efectivo y equivalentes al efectivo	0	84.225	0	0	84.225
Otros activos financieros	99.884	0	0	0	99.884
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	0	165.432	0	0	165.432
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	0	21.541	0	0	21.541
Derechos por cobrar, no corrientes	0	4.433	0	0	4.433
Total	**99.884**	**275.631**	**0**	**0**	**375.515**

Activos Financieros Año 2011	Mantenidos hasta su madurez MUS$	Préstamos y cuentas por cobrar MUS$	Mantenidos para negociar MUS$	Designados al momento inicial a valor justo con cambios en resultados MUS$	Total MUS$
Efectivo y equivalentes al efectivo	0	93.572	0	0	93.572
Otros activos financieros	98.992	0	0	0	98.992
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	0	134.511	0	0	134.511
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	0	53.991	0	0	53.991
Derechos por cobrar, no corrientes	0	13.433	0	0	13.433
Total	**98.992**	**295.507**	**0**	**0**	**394.499**

2.15 PASIVOS FINANCIEROS

Los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar se reconocen inicialmente a su valor razonable y posteriormente se valoran por su costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

Todos los pasivos financieros son reconocidos inicialmente por su valor razonable y en el caso de los préstamos incluyen también los costos de transacción directamente atribuibles.

Los préstamos, obligaciones con el público y pasivos financieros de naturaleza similar se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de costos en que se haya incurrido la transacción.

Posteriormente, se valorizan a su costo amortizado y cualquier diferencia entre los fondos obtenidos (netos de costos necesarios para su obtención) y el valor de reembolso, se reconoce en el estado de resultados durante la vida de la deuda de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

Pasivos Financieros Año 2012	Otros pasivos financieros MUS$	Derivados de Cobertura MUS$	Mantenidos para negociar MUS$	Total MUS$
Otros pasivos financieros	758.926	35.815	0	794.741
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	137.957	0	0	137.957
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	30.988	0	0	30.988
Otras cuentas por pagar, no corrientes	0	0	0	0
Total	**927.871**	**35.815**	**0**	**963.686**

Pasivos Financieros Año 2011	Otros pasivos financieros MUS$	Derivados de Cobertura MUS$	Mantenidos para negociar MUS$	Total MUS$
Otros pasivos financieros	670.814	32.574	0	703.388
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	118.523	0	0	118.523
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	67.665	0	0	67.665
Otras cuentas por pagar, no corrientes	0	0	0	0
Total	**857.002**	**32.574**	**0**	**889.576**

2.16 DERIVADOS Y OPERACIONES DE COBERTURA

La estrategia de administración del riesgo financiero de E.CL S.A. y sus filiales se enfoca en mitigar el riesgo de tasa de interés generado por obligaciones bancarias a tasa variable y el riesgo de tipo de cambio que está asociado a ingresos, costos, inversiones de excedentes de caja, inversiones en general y deuda denominada en moneda distinta al dólar de Estados Unidos.

La filial Central Termoeléctrica Andina S.A., mantiene vigente contratos de derivados de tasa de interés (interest rate swaps) para fijar la tasa de un crédito con el banco IFC.

Los contratos de derivados suscritos corresponden fundamentalmente a instrumentos de cobertura. Los efectos que surjan producto de cambio de valor justo de este tipo de instrumentos, se registran dependiendo de su valor en activos y pasivos de cobertura, en la medida que la cobertura de esta partida haya sido declarada como altamente efectiva de acuerdo a su propósito.

Los derivados inicialmente se reconocen a su valor justo a la fecha de la firma del contrato derivado y posteriormente se revalorizan a su valor justo a la fecha de cada cierre. 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%. A la fecha, un alto porcentaje de los derivados contratados por la compañía tienen tratamiento de cobertura de flujos de caja.

Contabilidad de Cobertura: 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 flujo de caja, o instrumentos de cobertura de inversiones netas de operaciones extranjeras.

Para las coberturas de flujo 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. La ganancia o pérdida relacionada a la porción ineficaz se reconoce de manera inmediata en ganancias o pérdidas, y se incluye en el estado de resultado.

Al inicio de la cobertura, la compañía 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 es altamente efectivo en compensar cambios en los valores justos o flujos de caja del ítem cubierto.

Las coberturas deben tener un alto grado de efectividad desde su inicio, y en cualquier momento durante el período para el cual ella se estructure. Se entiende como efectividad el grado en que las variaciones en los flujos de caja del instrumento de cobertura compensan las variaciones en los flujos de caja del objeto de cobertura, atribuibles al riesgo cubierto.

La contabilización posterior de las coberturas de flujo de efectivo por cada filial de E.CL S.A., se realiza registrando las partidas cubiertas de acuerdo a IFRS y el instrumento de cobertura a valor justo, donde la porción efectiva del instrumento de cobertura es llevada a patrimonio y la porción inefectiva al resultado del período.

Las coberturas contables de E.CL S.A. sólo podrán ser interrumpidas en los siguientes casos:

- La posición del instrumento designado de cobertura expira sin que haya sido prevista una situación o renovación, si se vende o liquida, se ejerce o se cierra.
- La cobertura deja de cumplir con cualquiera de los requisitos necesarios para poder aplicar la contabilidad especial de coberturas.
- En caso que exista evidencia de que la transacción futura prevista, objeto de cobertura, no se llevará a cabo.
- Alguna filial de la Sociedad suspende su designación, en forma independiente de las otras filiales.

2.17 ARRENDAMIENTO DE ACTIVOS

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.

Los arrendamientos financieros en los que la Sociedad actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo según su naturaleza y un pasivo por el mismo monto e igual al valor razonable del bien arrendado, o bien al valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento, si éste fuera menor. Posteriormente, los pagos mínimos por arrendamiento se dividen entre gasto financiero y reducción de la deuda. El gasto financiero se reconoce como gasto y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el período de arrendamiento, de forma que se obtiene una tasa de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. El activo se amortiza en los mismos términos que el resto de activos depreciables similares, si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se amortiza en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo de arrendamiento.

2.18 INVENTARIOS

Este rubro está compuesto principalmente por repuestos para mantenimientos e insumos utilizados en el proceso productivo de generación eléctrica. Estos se registran al costo, sobre la base del método de promedio ponderado. El costo de las existencias excluye los gastos de financiamiento y las diferencias de cambio. El costo de existencias afecta a resultados conforme se consumen.

2.19 BENEFICIOS POST EMPLEO Y OTROS SIMILARES

La Sociedad reconoce en su pasivo, a la fecha de cierre de los estados financieros, el valor actual de la obligación por concepto de indemnización por años de servicios (IAS). La valorización de estas obligaciones se efectúa mediante un cálculo actuarial, el cual considera hipótesis de tasas de mortalidad, rotación de los empleados, tasas de interés, fechas de jubilación, efectos por incrementos en los salarios de los empleados, así como los efectos en las variaciones en las prestaciones derivadas de variaciones en la tasa de inflación. Las pérdidas y ganancias actuariales que puedan producirse por variaciones de las obligaciones preestablecidas definidas se registran directamente en el resultado del ejercicio. Las pérdidas y ganancias actuariales tienen su origen en las desviaciones entre la estimación y la realidad del comportamiento de las hipótesis actuariales o en la reformulación de las hipótesis actuariales establecidas (Ver Nota 18)

2.20 PROVISIONES

Una provisión se reconoce si:
- Como resultado de un suceso pasado, la compañía tiene una obligación legal o implícita
- Puede ser estimada en forma fiable.
- Es probable que sea necesario un egreso de flujo de efectivo para liquidar dicha obligación.

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de hechos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización para la Sociedad, cuyo monto y fecha de pago son inciertos, se registran como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima habrá que desembolsar para cancelar la obligación.

En la actualidad la Sociedad, producto de la combinación de negocios, asumió contingencia por juicio de carácter tributario con la Dirección General de Impuestos de la República Argentina que mantiene nuestra filial Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. (Nota 27).

2.21 RECONOCIMIENTO DE INGRESOS Y GASTOS

Los ingresos ordinarios se reconocen cuando se produce la entrada bruta de beneficios económicos originados en el curso de las actividades ordinarias del Grupo durante el período, siempre que dicha entrada de beneficios provoque un incremento en el patrimonio total que no esté relacionado con las aportaciones de los propietarios de ese patrimonio y estos beneficios puedan ser valorados con fiabilidad. Los ingresos ordinarios se valoran por el valor razonable de la contrapartida recibida o por recibir, derivada de los mismos.

Los ingresos ordinarios, correspondientes principalmente a ventas de energía, potencia, servicios portuarios, servicios industriales y transmisión eléctrica, los que incluyen los servicios prestados y no facturados al cierre del período, se presentan netos de impuestos, devoluciones, rebajas y descuentos, y son reconocidos cuando el importe de los mismos puede ser medido con fiabilidad, y sea probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la compañía. Estos son imputados en base del criterio del devengo.

- Ventas de energía: Se reconoce como ingreso, la energía suministrada y no facturada al último día del mes de cierre, valorizadas según tarifas vigentes al correspondiente período de consumo. Asimismo, el costo de energía se encuentra incluido en el resultado.
- Ventas de servicios: Se reconocen en el resultado en el período en que se prestan dichos servicios.

- Ingresos por intereses: Los ingresos por intereses se reconocen sobre la base de la proporción de tiempo transcurrido, usando el método del interés efectivo.
- Arrendamientos: Para el caso de activos arrendados y reconocidos como arrendamiento financiero, el valor actual de los pagos está reconocido como una cuenta por cobrar. La diferencia entre este importe bruto a cobrar y el valor actual de dicho pago se reconoce como rendimiento financiero. Estos ingresos se reconocen como resultado a través del método lineal, durante el plazo del arrendamiento.

2.22 IMPUESTO A LA RENTA E IMPUESTOS DIFERIDOS

La sociedad determina el impuesto a la renta sobre la base imponible en conformidad a las normas legales vigentes. Los impuestos diferidos originados por diferencias temporarias y otros eventos se registran de acuerdo a la NIC 12 "impuesto a las ganancias", básicamente identificando dichas diferencias entre base contable y tributaria y aplicando las tasas vigentes impositivas al cierre del período. El gasto por impuesto a las ganancias está compuesto por impuestos corrientes e impuestos diferidos.

El importe en libros de los activos por impuestos diferidos se revisa en cada fecha de presentación de los estados financieros, y se reduce en la medida en que ya no es probable que suficientes ganancias tributarias estén disponibles para que todos o parte de los activos por impuestos diferidos puedan sean utilizados. Los activos por impuestos diferidos no reconocidos también son revisados en cada fecha de cierre y se reconocen en la medida en que sea probable que los beneficios imponibles futuros permitan que el activo por impuesto diferido sea recuperado.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se valorizan a las tasas de impuesto que se espere sean aplicables en el período en el que el activo se realice o el pasivo se liquide, basándose en las tasas (y leyes) tributarias que hayan sido aprobadas o prácticamente aprobadas a la fecha del balance general.

2.23 SEGMENTOS DE OPERACIÓN

El negocio principal de la Sociedad es la generación y venta de energía eléctrica. Para ello cuenta con centrales térmicas y de ciclo combinado que producen dicha energía, la que es vendida a clientes con los que se mantienen contratos de suministros de acuerdo a lo estipulado en la Ley Eléctrica, clasificando a éstos como clientes regulados, clientes libres y mercado spot.

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

E.CL S.A. es parte del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), por lo que la generación de cada una de las unidades generadoras está definida por el Centro Económico de Despacho de Carga (CDEC-SING).

Por lo anterior, y dado que E.CL S.A. opera sólo en el Sistema Interconectado del Norte Grande, 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 E.CL S.A., a la totalidad del negocio descrito.

Servicios	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Ventas de energía y potencia	1.039.545	1.133.223
Otros ingresos	90.611	123.340
Total ventas	**1.130.156**	**1.256.563**

Principales clientes	31-12-2012 MUS$	31-12-2012 %	31-12-2011 MUS$	31-12-2011 %
Codelco	352.404	31,2%	483.877	38,5%
Grupo Emel	204.803	18,1%	0	0,0%
SQM	134.091	11,9%	124.052	9,9%
Zaldívar	69.184	6,1%	103.401	8,2%
Esperanza	65.006	5,8%	86.673	6,9%
Lomas Bayas	48.412	4,3%	56.555	4,5%
Otros clientes	256.256	22,6%	402.055	32,0%
Total ventas	**1.130.156**	**100,0%**	**1.256.563**	**100,0%**

2.24 PASIVOS Y ACTIVOS CONTINGENTES

Los pasivos contingentes no se reconocen en los estados financieros y se revelan en notas a los estados financieros a menos que su ocurrencia sea remota. Los activos contingentes no se reconocen en los estados financieros y se revelan sólo si es probable su realización.

2.25 EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE

El efectivo y equivalente de efectivo comprende el efectivo en caja, cuentas corrientes bancarias sin restricciones, depósitos a plazo y valores negociables, cuyo vencimiento no supere los 90 días, siendo fácilmente convertibles en cantidades conocidas de efectivo y con riesgo poco significativo de cambios a su valor.

2.26 CRITERIO DE INVERSIÓN

La Sociedad realiza inversiones en Instrumentos financieros de acuerdo con los criterios de selección y diversificación de carteras que determine la administración de la Sociedad, con el propósito de optimizar el rendimiento de sus excedentes de caja.

I. Tipos de Inversión

a) Depósitos a Plazo

Son aquéllos efectuados en una institución financiera por un plazo determinado y tasa de interés convenida. El retiro de los fondos depositados antes del vencimiento del plazo produce, generalmente, el no pago de los intereses.

Existen varias modalidades de depósitos: a plazo fijo, en moneda corriente, en moneda extranjera renovable y no renovable, en UF más interés, reajustables y no reajustables.

b) Financiamiento con Pactos

Llamados también Pactos de Retrocompra. Estos consisten en un contrato de compraventa de títulos de deuda (por ejemplo: papeles del Banco Central y depósitos a plazo), en el cual el vendedor se obliga a recomprar el título en una fecha y a un precio determinado y el comprador a su vez se obliga a revenderlo en las mismas condiciones pactadas. Estos se pueden desarrollar en Pesos, Unidades de Fomento y Dólares.

c) Fondos Mutuos

Fondos Mutuos de inversión en instrumentos de renta fija de corto plazo: Son aquéllos que invierten en títulos estatales y depósitos a plazo. Estos fondos no pueden invertir más de 10% del valor del activo en instrumentos con un vencimiento mayor a 90 días.
La Sociedad realiza inversiones en fondos mutuos sólo de renta fija de corto plazo.

d) Forwards

Son contratos derivados mediante los cuales las partes acuerdan comprar o vender una cantidad determinada de un activo en una fecha futura establecida a un precio determinado. El forward, a diferencia del futuro, es un contrato hecho a la medida entre ambas partes que no se transa en el mercado.

Existen dos formas de resolver el contrato:

Compensación: Al vencimiento del contrato se compara el precio preferencial del mercado vigente a esa fecha con el tipo de cambio fijado al inicio. El diferencial en contra que se genere será pagado por la parte correspondiente.

Entrega física de la moneda: Al vencimiento del contrato el vendedor entrega la moneda extranjera y el comprador entrega los pesos o dólares correspondientes al tipo de cambio pactado.

La contabilización de los instrumentos clasificados de cobertura, se registran dentro del patrimonio en otras reservas. Por el contrario, si no son clasificados de cobertura, se registran en el rubro gastos financieros del estado de resultados.

e) Opciones Financieras

Instrumentos financieros derivados los cuales se transan derechos (y no obligaciones) de compra o venta sobre otros activos.
Existen dos tipos:

- Opción de compra o “call” derecho del cliente a comprar a un precio determinado al emisor de la opción.
- Opción de venta o “put” derecho del cliente a vender a un precio determinado al emisor de la opción.

f) Efectos de Comercio

Valores representativos de deuda cuyo plazo de vencimiento es inferior a un año.

II. Riesgos de Inversión

Riesgo de Mercado

a) Riesgo de Tipo de Cambio

Corresponde a la posibilidad de pérdida que se puede derivar de la posición neta, activa o pasiva, en diferentes monedas como consecuencia exclusiva de una fluctuación de tipo de cambio en un momento determinado.

b) Riesgo de Tasa de Interés

Se define como un resultado negativo que genera una estructura de activos o pasivos, derivado exclusivamente de las fluctuaciones en la tasa de interés en un determinado lapso de tiempo.

Entre los riesgos de tasa más habituales están las inversiones que se realizan en instrumentos de renta fija de largo plazo. Su valorización a precios de mercado está expuesta a variaciones y ajustes en las tasas de interés, ya sea por el emisor o el mercado, lo que implica que ante un aumento en las tasas de interés se pueden producir pérdidas.

c) Riesgo de Liquidez

El concepto de liquidez es la capacidad de pago que tiene una empresa frente a sus obligaciones; es decir, se refiere a su capacidad de contar con los recursos disponibles cuando se necesitan. El riesgo de liquidez se puede catalogar en los siguientes aspectos:

C.1. DISPONIBILIDAD DE CAJA
Capacidad de cubrir los pagos de obligaciones que la Empresa tenga en un día determinado.

C.2. LIQUIDEZ DE ACTIVOS
Corresponde a la presencia que tiene cada instrumento en las transacciones de mercado, lo que en definitiva se traduce en la rapidez con lo que un instrumento puede ser transformado en recursos líquidos.

C.3. ACCESO AL MERCADO DE CRÉDITOS
Capacidad que tiene la empresa para acceder a créditos tanto en el mercado nacional como en el internacional.

Estos riesgos de liquidez se pueden evitar mediante un eficiente control y administración de los flujos de vencimientos de la cartera de inversiones, los compromisos de pagos a proveedores y bancos y la oportuna contratación de créditos, tanto en el mercado nacional como en el internacional.

Riesgo de Crédito

a) Riesgo de Contraparte o Entrega (delivery)

Durante la vigencia de una operación a futuro, el riesgo de la operación es que la contraparte no cumpla un contrato a futuro de acuerdo a las condiciones pactadas, lo que ocurre cuando en el día del vencimiento las condiciones son desfavorables para la contraparte.

El monto de la pérdida en esas circunstancias corresponde a la diferencia entre los precios convenidos y los precios de mercado existentes en dicha fecha de vencimiento.

Esta situación es válida si al vencimiento se ha acordado una compensación de diferencias, sin embargo si el contrato se resuelve con entrega física, existe al momento del pago un riesgo crediticio por el 100% del monto de la operación.

III. Límites de Inversión

Son aquellos límites fijados por la Sociedad para realizar inversiones en diferentes instrumentos financieros, que están determinados por la estructura de poderes aprobada por directorio.

a) Márgenes de Inversión de los Instrumentos Financieros

- Títulos emitidos por el Banco Central, por la Tesorería General de la República, o que cuenten con garantía estatal por el 100% de su valor hasta su total extinción. Hasta un 100% del excedente de la Empresa.

- Depósitos a plazo y otros títulos representativos de captaciones de instituciones financieras o garantizadas por éstas, clasificadas una Clasificadora de Riesgo local con mínimo en Categoría “A”. Hasta un 80% del excedente de la Empresa.

- Letras de Crédito emitidos por Bancos e Instituciones Financieras, clasificadas por la Comisión Clasificadora de Riesgo o Clasificadora Privada en Categoría “A”. Hasta un 5% del excedente de la Empresa.

- Cuotas de Fondos Mutuos Renta Fija, hasta un 80% del excedente de la Empresa.

- Pactos en Moneda Nacional, hasta un 80% de los excedentes de la Empresa.

- Posiciones en Monedas Extranjeras: Dependiendo de la exposición en cada moneda, y de acuerdo a los instrumentos a utilizar (Forwards y Swap). Hasta un 90% de los excedentes de la Empresa.

- Efectos de Comercio

b) Limitaciones Adicionales

- Límites de Inversión por Emisor e Intermediario: no se podrá invertir más de un 30% de la cartera en valores emitidos o garantizados por un mismo emisor. Asimismo, la inversión por intermediario quedará sujeta a la misma restricción.

Los límites de inversión por emisor e intermediario no tendrán validez en caso que la cartera de inversiones sea menor a 10 millones de dólares.

- Límites de Inversión por tipo de moneda: la inversión en valores denominados en dólares de los Estados Unidos de América será no menor al 80% del total de la cartera. Lo anterior servirá como seguro de cambio para compromisos en moneda extranjera denominados en dólares.

- Clasificación de Riesgo: La clasificación de riesgo de los instrumentos financieros deberá ser al menos AA para los instrumentos de largo plazo y de N1+ para los de corto plazo. Asimismo, los intermediarios considerados deberán tener una clasificación de riesgo como filiales bancarias de su matriz, no inferior a AA.

No se podrá por ninguna circunstancia invertir en instrumentos de renta variable o acciones nacionales o extranjeras.

- Límites de inversión por grupo financiero: La inversión en valores e instrumentos emitidos o garantizados por emisores pertenecientes a un mismo grupo financiero, no podrá ser de más de un 30% de la cartera. Se usará como definición de Grupo Financiero la circular N°1030, y las circulares que la complementen y actualicen, de la Superintendencia de Valores y Seguros.

2.27 CLASIFICACIÓN DEL VALOR CORRIENTE Y NO CORRIENTE

La sociedad clasifica sus estados financieros consolidados de acuerdo a sus vencimientos; esto es, como corrientes, aquellos activos y pasivos con vencimiento inferior o igual a doce meses, y como no corrientes, aquellos activos y pasivos con vencimiento superior a un año.

En el caso de existir obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo está asegurado a discreción de la Sociedad, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, podrán clasificarse como pasivos no corrientes y su porción del corto plazo en pasivos corrientes.

NOTA 3
EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE

La composición del efectivo y efectivo equivalente al 31 de diciembre de 2012 y 2011, clasificado por tipo de efectivo es el siguiente:

Clases de efectivo y equivalente de efectivo (Presentación)	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Efectivo en Caja	40	101
Saldos en Bancos	3.111	4.929
Depósitos a Plazo	81.074	88.542
Total de efectivo y equivalente de efectivo	**84.225**	**93.572**

Los saldos de efectivo y equivalente de efectivo incluidos en el Estado de Situación Financiera, no difieren del presentado en el Estado de Flujo de Efectivo.

El detalle por cada concepto de efectivo y efectivo equivalente es el siguiente:

3.1 DISPONIBLE

El disponible está conformado por los dineros en efectivo mantenidos en Caja y Cuentas corrientes bancarias y su valor libro es igual a su valor razonable.

3.2 DEPÓSITOS A PLAZO

Los Depósitos a plazo incluyen el capital más los intereses y reajustes devengados a la fecha de cierre.

Entidad	Moneda	Tasa %	Vencimiento	31-12-2012 MUS$	Vencimiento	31-12-2011 MUS$
Banco Corpbanca	US$	1,20%	17-01-2013	10.004	13-01-2012	10.006
Banco Santander	US$	1,05%	09-01-2013	15.021	27-01-2012	5.001
Banco Corpbanca	US$	1,21%	28-01-2013	10.902	02-01-2012	7.214
Banco Corpbanca	US$	1,30%	04-02-2013	5.001	04-01-2012	7.509
Banco Santander	US$	0,90%	25-01-2013	5.004	12-01-2012	10.007
Banco Santander	US$	1,00%	28-01-2013	5.001	05-01-2012	7.007
Banco Chile	US$	1,05%	04-01-2013	10.016	09-01-2012	9.008
Banco Consorcio	US$	1,45%	28-01-2013	8.001	-	0
Banco Chile	US$	0,90%	08-01-2013	1.802	16-01-2012	9.010
Banco Chile	US$	0,95%	11-02-2013	1.803	26-01-2012	2.501
Banco Corpbanca	CLP	0,30%	28-01-2013	4.000	-	0
Banco Citibank	US$	0,01%	02-01-2013	249	03-01-2012	885
Banco BBVA NY	US$	14,0%	02-01-2013	603	01-01-2012	5.392
Banco Rio	ARS	15,5%	25-01-2013	2.649	-	0
Banco BBVA	ARS	13,0%	25-01-2013	1.018	-	0
Banco BCI	US$	1,50%		0	26-01-2012	10.002
Banco Chile	US$	1,55%		0	30-01-2012	5.000
Total Consolidado				**81.074**		**88.542**

NOTA 4
OTROS ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTE

CUOTAS DE FONDOS MUTUOS RENTA FIJA

Las cuotas de Fondos Mutuos, se encuentran registradas a su valor razonable y su detalle es el siguiente.

Entidad	Moneda	Monto al 31-12-2012 MUS$
BBVA	US$	31.779
HSBC Liquidity Funds	US$	16.736
Itaú	US$	23.010
Itaú	CLP	1.485
Banco Estado	CLP	5.630
Banchile	US$	8.000
Banchile	CLP	8.358
Banco Santander Río	US$	4.842
The Bank of New York Mellon	US$	44
Total Fondos Mutuos		**99.884**

CUOTAS DE FONDOS MUTUOS RENTA FIJA

Entidad	Moneda	Monto al 31-12-2011 MUS$
BBVA	US$	26.943
HSBC Liquidity Funds	US$	37.042
Itaú	US$	10.004
Itaú	CLP	5.124
Banco Estado	CLP	6.551
Legg Mason	US$	44
Banchile	US$	12.851
Banco Santander Río	US$	433
Total Fondos Mutuos		**98.992**

NOTA 5
IMPUESTOS CORRIENTES E IMPUESTOS DIFERIDOS

INFORMACIÓN GENERAL

El saldo de impuesto a la renta por recuperar y por pagar presentado en el activo y pasivo circulante respectivamente está constituido de la siguiente manera:

	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
a) Impuestos a la Renta		
Gasto Tributario Corriente (Provisión Impuesto)	21.760	40.681
Impuesto Único Artículo 21	401	615
Total Impuestos por Pagar	**22.161**	**41.296**

b) Impuestos por Recuperar		
Crédito SENCE	125	110
PPM	57.990	52.219
Donación Ley Nº 19.712	76	122
Crédito Activo Fijo 4% tope 500 UTM	42	38
Total Impuestos por Recuperar	**58.233**	**52.489**

c) Impuestos Diferidos

Los impuestos diferidos corresponden al monto de los impuestos que la Sociedad tendrá que pagar (pasivos) o recuperar (activos) en ejercicios futuros, relacionados con diferencias temporales entre la base imponible fiscal o tributaria y el importe contable en libros de ciertos activos y pasivos.

Los activos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos:

Activos por Impuestos Diferidos	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Provisiones	2.606	2.465
Activos por Impuestos Diferidos Relativos valor justo Propiedad, Planta y Equipos (No son al costo)	13.011	11.971
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Ingresos Pre Operativos	4.784	4.915
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Pérdidas Tributarias	0	1.770
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	18.322	8.340
Activos por Impuestos Diferidos	**38.723**	**29.461**

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Gerencia de la Sociedad considera que las proyecciones de utilidades futuras de ésta cubren lo necesario para recuperar estos activos.

Los pasivos por impuestos diferidos al cierre incluyen los siguientes conceptos:

Pasivos por Impuestos Diferidos	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Depreciaciones	66.451	52.152
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Obligaciones por Beneficios Post-Empleo	492	258
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Diferencia de Tasa Impositiva	0	715
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Intangibles reconocidos en Combinación de Negocios	57.031	59.447
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Intereses Capitalizables	13.181	9.063
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Diferencias de Costo de Propiedad, Planta y Equipos en Filiales	14.589	9.051
Pasivos por Impuestos Diferidos por Diferencia de Costo Histórico Propiedad, Planta y Equipos Filial Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	30.236	31.733
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	5.520	7.154
Pasivos por Impuestos Diferidos	**187.500**	**169.573**

La Sociedad se encuentra potencialmente sujeta a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarías de cada país. Dichas auditorías están limitadas a un número de períodos tributarios anuales, los cuales por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas revisiones. Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. El siguiente es un resumen de los periodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

País	Periodo
Chile	2006-2012
Argentina	2005-2012

d) Conciliación Tasa Efectiva

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 la conciliación del gasto por impuesto es el siguiente:

d.1) Consolidado

	2012		2011	
Concepto	Impuesto 20% MUS$	Tasa Efectiva %	Impuesto 20% MUS$	Tasa Efectiva %
Impuesto teórico sobre resultado financiero	**18.342**	**20,00**	**45.132**	**20,00**
Gastos no aceptados	734	0,80	33	0,00
Otras diferencias permanentes (gastos ejercicio anterior)	(5.230)	(5,70)	1.891	0,84
Ajuste tasa impositiva	21.684	23.64	0	0
Total Diferencias Permanentes	**17.188**	**18,74**	**1.924**	**0,84**
Gasto por Impuesto a la Renta	**35.530**	**38.74**	**47.056**	**20,84**

d.2) Entidades Nacionales

Concepto	2012 Impuesto 20% MUS$	2012 Tasa Efectiva %	2011 Impuesto 17% MUS$	2011 Tasa Efectiva %
Impuesto teórico sobre resultado financiero	**16.624**	**20,00**	**44.105**	**20,00**
Ajuste tasa impositiva	21.228	25,54	0	0
Otras Diferencias Permanentes	(2.164)	(2,60)	486	0,00
Total Diferencias Permanentes	**19.064**	**22,94**	**486**	**0,00**
Gasto por Impuesto a la Renta	**35.688**	**42,94**	**44.591**	**20,00**

d.3) Entidades Extranjeras

Concepto	2012 Impuesto 35% MUS$	2012 Tasa Efectiva %	2011 Impuesto 35% MUS$7	2011 Tasa Efectiva %
Impuesto teórico sobre resultado financiero, Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	**3.006**	**35,00**	**1.797**	**35,00**
Ajuste cambio tasa impositiva	456	5,31	0	0
Gastos No Aceptados	305	3,55	668	13,01
Otras Diferencias Permanentes	(3.925)	(45,70)	0	0
Total Diferencias Permanentes	**(3.164)**	**(36,84)**	**668**	**13,01**
Gasto por Impuesto a la Renta	**(158)**	**(1,84)**	**2.465**	**48,01**

Efectos en resultado por impuesto a la renta e impuestos diferidos

La composición del cargo a resultados por impuesto a la renta es el siguiente:

Item	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Gasto Tributario Corriente (Provisión Impuesto)	22.161	41.296
Ajuste Gasto Tributario (Ejercicio Anterior)	748	2.142
Efecto por Activos o Pasivos por Impuesto Diferido del Ejercicio	6.895	(3.645)
Beneficio Tributario por Pérdidas Tributarias	1.770	6.556
Otros Cargos o Abonos en la cuenta, cambio tasa impositiva	3.956	707
Total	**35.530**	**47.056**

NOTA 6
INVENTARIOS

La composición del inventario de la Sociedad al cierre, es el siguiente:

Clases de Inventarios	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Materiales y Suministro Operación	89.928	75.561
Materiales y Suministro Operación asociados a indemnización (Nota 14)	3.739	2.634
Provisión Obsolescencia	(13.195)	(14.368)
Carbón Importado	31.214	44.911
Petróleo Bunker N° 6	2.801	3.680
Petróleo Diesel	1.453	2.298
Caliza – Biomasa	2.517	1.623
Lubricantes	408	252
Total	**118.865**	**116.591**

Los movimientos de la provisión de obsolescencia son los siguientes:

Provisión Obsolescencia Inventarios (1)	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Saldo Inicial	14.368	13.575
Aumento (disminución) Provisión	(1.173)	793
Saldo Final	**13.195**	**14.368**

(1) Ver criterios de provisión en Nota 2.11

NOTA 7
ARRIENDOS FINANCIEROS

Información a revelar sobre arrendamiento financiero por clase de activos, arrendatario.

7.1 LEASING FINANCIERO POR PAGAR

Período - Años al 31-12-2012	Valor Nominal MUS$	Intereses por pagar MUS$	Valor Neto MUS$
Menos de 1	1.081	(58)	1.023
De 1 a 5 años	27	0	27
Más de 5 años	124	0	124
Saldo Final (1)	**1.232**	**(58)**	**1.174**

(1) Ver Nota N° 17

Período - Años al 31-12-2011	Valor Nominal MUS$	Intereses por pagar MUS$	Valor Neto MUS$
Menos de 1	1.848	(268)	1.580
De 1 a 5 años	1.101	(58)	1.043
Más de 5 años	131	0	131
Saldo Final (1)	**3.080**	**(326)**	**2.754**

Importe neto en libros por clase de activos (1)	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Activos en Leasing	7.123	7.425
Propiedades, planta y equipos en arrendamiento financiero, neto, Total	**7.123**	**7.425**

1) Corresponde a Línea de Transmisión de 220 kV, de 101 km. de longitud, desde la Subestación Crucero a Subestación El Abra.

7.2 LEASING FINANCIERO POR COBRAR

Período - Años Al 31-12-2012	Valor Nominal MUS$	Intereses por recibir MUS$	Valor Neto MUS$
Menos de 1	4.218	(821)	3.397
De 1 a 5 años	4.977	(577)	4.400
Saldo Final (1)	**9.195**	**(1.398)**	**7.797**

Período - Años Al 31-12-2012	Valor Nominal MUS$	Intereses por recibir MUS$	Valor Neto MUS$
Menos de 1	6.606	(1.450)	5.156
De 1 a 5 años	9.195	(1.398)	7.797
Saldo Final (1)	**15.801**	**(2.848)**	**12.953**

(1) Ver Nota N° 10

NOTA 8
CUENTAS POR COBRAR, CUENTAS POR PAGAR Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS

REMUNERACIÓN DE PERSONAL CLAVE DE LA GERENCIA

La Sociedad es administrada por un Directorio compuesto por siete miembros, los cuales permanecen por período de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

En conformidad con lo dispuesto en la Ley N°18.046, en la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 14 de abril de 2011, se procedió a la designación del total de los miembros del directorio, los que durarán dos años en el ejercicio del cargo. La Sociedad ha identificado como personal clave al Gerente General y sus ejecutivos principales.

La Junta Ordinaria de Accionistas acordó para los ejercicios 2012 y 2011 una dieta para el Directorio correspondiente a 160 U.F. por sesión para cada Director. El Presidente del Directorio percibe una dieta de 320 U.F. por sesión. Estableció también que los Directores suplentes no tendrán derecho a remuneración alguna por el desempeño de sus cargos.

Las remuneraciones anteriores son sin perjuicio de otras que los Directores puedan percibir por empleos o funciones distintas a su calidad de tales, en cuyo caso esas remuneraciones deberán ser aprobadas o autorizadas por el Directorio y cumplir con los demás requisitos y exigencias que la ley establece.

De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 50 bis de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas, en la Junta Ordinaria de Accionistas se deja constancia que, si bien no tiene obligación para la creación de un comité de directores, se ha creado en forma voluntaria. Este comité será integrado por los directores independientes. La remuneración será de 55 U.F. mensual, además para su cometido se les asigna un presupuesto de 500 U.F. anuales.

Remuneraciones del Directorio	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Jan Flachet, Presidente	155	160
Cristian Eyzaguirre, Director	94	100
Karen Poniachik, Director	94	78
Pablo Ihnen, Director	80	59
Juan Claveria A., Director	94	100
Manlio Alessi R., Director	80	72
Guy Richelle, Director	28	15
Jorge Bande B., Director	0	21
Willem Van Twembeke, Director	0	21
Peter Hatton, Director Suplente	7	22
Marc Debyser, Director Suplente	7	8
Dante Dell' Elce, Director Suplente	15	0
Luis Eduardo Prieto, Director Suplente	8	0
Total Honorarios por Remuneración del Directorio	**662**	**656**

E.CL S.A., en el periodo 2012, no pagó asesorías adicionales a ningún miembro del Directorio de la Sociedad, y no registra gastos por concepto de representación del Directorio en el mismo periodo.

Remuneración de Gerentes y Ejecutivos Principales	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Remuneraciones de Gerentes y Ejecutivos Principales y Dietas (1)	3.780	2.895
Total	**3.780**	**2.895**

(1) Estos costos incluyen las remuneraciones recurrentes mensuales y parte de éstas son variables y se otorga a través de bonos, los cuales son en función del desempeño personal y de los resultados obtenidos por la compañía en el ejercicio.

Gerentes y Ejecutivos Principales

Nombre	Cargo
Lodewijk Verdeyen	Gerente General
Aníbal Prieto Larraín	Vicepresidente Asuntos Corporativos
Stephen Burton	Vicepresidente de Operaciones
Enzo Quezada Zapata	Vicepresidente Comercial
Alejandro Lorenzini Lorenzini	Vicepresidente Desarrollo de Negocios
Jacobus Stuijt	Vicepresidente Planificación y Sustentabilidad
Bernardita Infante	Gerente Administración y Finanzas
Héctor Muñoz Zapata	Gerente de Recursos Humanos
Hugo Toro Alvarez	Gerente General Distrinor S.A. – Gerente Transmisión
Vanni Boggio	Gerente Generación y Sitios
Gabriel Marcuz	Gerente General Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.
Andre Aerssens	Gerente Ingeniería y Proyectos
Roberto Zazzali Sánchez	Gerente Estrategia, Procesos y Sustentabilidad
Javier Lorca Cristi	Gerente de Contabilidad

Las operaciones por cobrar, pagar y transacciones con entidades relacionadas se ajustan a lo establecido en los artículos N° 44 y N° 49 de la Ley N° 18.046, sobre Sociedades Anónimas. La Sociedad no registra provisión por cuentas por cobrar de dudoso cobro, ya que dichas obligaciones son pagadas dentro de los plazos establecidos, los que varían entre 7 y 30 días.

Las cuentas por cobrar a entidades relacionadas al cierre de cada período son las siguientes:

Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente

Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
77.292.170-5	Inversiones Punta de Rieles Ltda.	Chile	Asociada	US$	19.550	53.622
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Coligada de Accionista	USD	1.491	33
76.775.710-7	Soc. GNL Mejillones S.A.	Chile	Coligada de Accionista	CLP	492	327
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	Peso Argentino	0	9
76.122.327-5	Desert Bioenergy S.A.	Chile	Coligada de Accionista	CLP	8	0
	Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente				**21.541**	**53.991**

Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente

Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
77.292.170-5	Inversiones Punta de Rieles Ltda.	Chile	Asociada	US$	68.445	0
	Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente				**68.445**	**0**

Las cuentas por pagar a entidades relacionadas al cierre de cada período son las siguientes:

Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes.

Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
77.292.170-5	Inversiones Punta de Rieles Ltda.	Chile	Asociada	US$	3.290	51.527
96.885.200-0	Suez Energy Andino S.A.	Chile	Matriz	US$	11.067	12.290
96.990.660-0	Inversiones Mejillones S.A.	Chile	Matriz	US$	2.001	3.393
76.023.027-8	Suez Proyectos Andinos S.A.	Chile	Coligada de Accionista	CLP	125	404
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Coligada de Accionista	USD	1.412	0
76.775.710-7	Soc. GNL Mejillones S.A.	Chile	Coligada de Accionista	CLP	13.093	0
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	Peso Argentino	0	51
	Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, no Corrientes				**30.988**	**67.665**

Las Transacciones entre Empresas Relacionadas son las siguientes:

Entidad Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	Descripción de la Transacción	31-12-2012 Monto MUS$	31-12-2012 Efecto en Resultado MUS$	31-12-2011 Monto MUS$	31-12-2011 Efecto en Resultado MUS$
96.885.200-0	Suez Energy Andino S.A.	Chile	Matriz	US$	Dividendo legal 30%	6.893	0	11.690	0
96.885.200-0	Suez Energy Andino S.A.	Chile	Matriz	US$	Servicios	6.628	(6.628)	0	0
96.990.660-0	Inversiones Mejillones S.A.	Chile	Matriz	US$	Dividendo legal 30%	2.001	0	3.393	0
76.775.710-7	Soc. GNL Mejillones S.A.	Chile	Coligada de Accionista	US$	Venta de Energía, Potencia y Servicios	4.259	4.259	6.021	6.021
76.775.710-7	Soc. GNL Mejillones S.A.	Chile	Coligada de Accionista	US$	Compra de Gas	146.592	(146.592)	0	0
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Coligada de Accionista	USD	Servicios	73.313	11.409	0	0
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Coligada de Accionista	USD	Arriendos	433	433	396	396
73.023.027-8	Suez Proyectos Andinos S.A.	Chile	Coligada de Accionista	CLP	Servicios	192	(192)	404	(404)
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	Peso Argentino	Servicios	0	0	60	(51)

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

NOTA 9
OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS

Los valores registrados por la Sociedad en este rubro corresponden a valores por servicios que serán realizados en meses posteriores y antes de un año de la fecha de cierre del período informado.

Tipos de Pagos	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Seguros de Activos (1)	8.285	5.561
IVA crédito fiscal	33.518	52.937
Otros pagos anticipados	31.685	24.799
Total Otros Activos No Financieros	**73.488**	**83.297**

(1) Corresponde a pólizas de seguros vigentes por incendio, responsabilidad civil y otros riesgos.

NOTA 10
DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

Los saldos incluidos en este rubro en general no devengan intereses.

No existen restricciones a la disposición de este tipo de cuentas por cobrar de monto significativo.

De acuerdo a la IFRS 7 párrafo 36, la Sociedad no tiene garantías tomadas sobre los créditos comerciales otorgados a sus clientes.

El vencimiento promedio de las obligaciones de clientes es de 15 días corridos, desde el momento de su facturación
No existe ningún cliente individual, que mantenga saldos significativos en relación con las ventas o cuentas por cobrar totales de la Sociedad.

Para un mayor análisis del riesgo de los deudores incobrables, ver Nota Nº 30 “Gestión de Riesgos”

Aun cuando por el tipo de negocio y el bajo riesgo de incobrabilidad, la Sociedad adicionalmente constituye de su cartera de clientes una provisión de incobrables al cierre de cada ejercicio, considerando aspectos como la antigüedad de sus cuentas a cobrar y el análisis caso a caso de las mismas.

La Sociedad no posee cartera protestada o en cobranza judicial.

Los valores incluidos en este ítem, corresponden a los siguientes tipos de documentos:

10.1 CORRIENTE

Deudores comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Facturas por Cobrar	149.955	106.254
Indemnización Siniestros	6.512	0
Deudores Varios Corrientes	355	4.563
Documentos por Cobrar (acuerdo YPF)	0	11.200
Leasing por Cobrar	3.397	5.156
Pagos Anticipados Corrientes	13	12
Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	5.200	7.326
Total deudores comerciales corriente	**165.432**	**134.511**

10.2 NO CORRIENTE

Derecho por Cobrar, No Corriente	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Otros Deudores Varios	33	36
Leasing por Cobrar	4.400	7.797
Documentos por Cobrar (acuerdo YPF) (*1)	0	5.600
Total Derecho por Cobrar, No Corriente	**4.433**	**13.433**

Los saldos de deudores brutos de la sociedad al 31 de diciembre de 2012, estratificados por morosidad son los siguientes:

	Saldos al 31 de Diciembre 2012												
Entidad	Número Clientes MU$	Cartera al día MU$	Morosidad 1-30 días MU$	Morosidad 31-60 días MU$	Morosidad 61-90 días MU$	Morosidad 91-120 días MU$	Morosidad 121-150 días MU$	Morosidad 151-180 días MU$	Morosidad 181-210 días MU$	Morosidad 211-250 días MU$	Morosidad Mas 250 días MU$	Total Corriente MU$	Total No Corriente MUS$
Deudores por operaciones de crédito corriente	103	144.493	4.200	397	58	60	1.321	271	287	191	6.117	157.395	0
Estimación incobrables	59	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(7.440)	(7.440)	0
Indemnización Siniestros	2	0	0	0	1.355	0	0	0	0	0	5.157	6.512	0
Estimación incobrables		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Deudores varios corrientes	38	0	128	13	1	15	0	12	15	0	171	355	33
Estimación incobrables		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Leasing por Cobrar	5	3.397	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.397	4.400
Estimación incobrables		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pagos anticipados Corrientes	2	0	13	0	0	0	0	0	0	0	0	13	0
Estimación incobrables		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otras cuentas por cobrar corrientes	859	497	536	507	510	511	387	368	368	368	1.148	5.200	0
Estimación incobrables		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**1.068**	**148.387**	**4.877**	**917**	**1.924**	**586**	**1.708**	**651**	**670**	**559**	**5.153**	**165.432**	**4.433**

Los saldos de deudores brutos de la sociedad al 31 de diciembre de 2011, estratificados por morosidad son los siguientes:

	Saldos al 31 de Diciembre 2011												
Entidad	Número Clientes MU$	Cartera al día MU$	Morosidad 1-30 días MU$	Morosidad 31-60 días MU$	Morosidad 61-90 días MU$	Morosidad 91-120 días MU$	Morosidad 121-150 días MU$	Morosidad 151-180 días MU$	Morosidad 181-210 días MU$	Morosidad 211-250 días MU$	Morosidad Mas 250 días MU$	Total Corriente MU$	Total No Corriente MUS$
Deudores por operaciones de crédito corriente	100	94.674	8.313	680	2.376	677	197	143	292	1	2.147	109.500	0
Estimación incobrables	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(3.246)	(3.246)	0
Documentos por cobrar (acuerdo YPF) (*1)	1	5.600	5.600	0	0	0	0	0	0	0	0	11.200	5.600
Estimación incobrables		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Deudores varios corrientes	15	0	1.477	832	1.853	179	95	95	32	0	0	4.563	36
Estimación incobrables		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Leasing por Cobrar	5	0	406	411	415	419	423	427	432	436	1.787	5.156	7.797
Estimación incobrables		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pagos anticipados Corrientes	2	0	12	0	0	0	0	0	0	0	0	12	0
Estimación incobrables		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otras cuentas por cobrar corrientes	824	0	650	650	651	596	596	596	596	596	2.395	7.326	0
Estimación incobrables		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**964**	**100.274**	**16.458**	**2.573**	**5.295**	**1.871**	**1.311**	**1.261**	**1.352**	**1.033**	**3.083**	**134.511**	**13.433**

(*1) Con fecha 17 de diciembre de 2012 se llegó aun acuerdo con YPF, que significó anticipar cuotas y descuento pronto pago, resultando finalmente el pago de las cuotas pendientes y de las cuotas futuras contempladas en sendos acuerdos transaccionales de noviembre de 2010, siendo cancelado por YPF el 22 de diciembre de 2012 a través de la cuenta corriente de Gasoducto Nor Andino Argentina S.A., de forma que E.CL parcialmente pague con subrogación una deuda que Gasoducto Norandino S.A. tiene con Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.. Posteriormente se compensó la deuda en la cual E.CL se ha subrogado con deudas que E.CL mantenía con Gasoducto Nor Andino S.A., sociedades controladas, directa o indirectamente, en un cien por ciento por E.CL.

Los efectos (descuentos) entre otros, se registraron en otros ingresos/egresos de la operación.

	Cartera Repactada		Cartera No Repactada		Total Cartera Bruta	
Tramos de Morosidad Al 31 de Diciembre de 2012	**Nº Clientes**	**MUS$ MUS$**	**Nº Clientes**	**Monto MUS$**	**Nº Clientes**	**Monto MUS$**
Al día	-	0	900	148.387	900	148.387
Entre 1 y 30 días	-	0	909	4.877	909	4.877
Entre 31 y 60 días	-	0	850	917	850	917
Entre 61 y 90 días	-	0	844	1.924	844	1.924
Entre 91 y 120 días	-	0	839	586	839	586
Entre 121 y 150 días	-	0	834	1.708	834	1.708
Entre 151 y 180 días	1	191	838	460	839	651
Entre 181 y 210 días	1	191	834	479	835	670
Entre 211 y 250 días	1	191	828	368	829	559
Superior a 251 días	1	1.715	866	10.878	867	12.593
Total		**2.288**		**170.584**		**172.872**

	Cartera Repactada		Cartera No Repactada		Total Cartera Bruta	
Tramos de Morosidad Al 31 de Diciembre de 2011	**Nº Clientes**	**MUS$ MUS$**	**Nº Clientes**	**Monto MUS$**	**Nº Clientes**	**Monto MUS$**
Al día	1	1.524	99	98.750	100	100.274
Entre 1 y 30 días	-	0	852	16.458	852	16.458
Entre 31 y 60 días	1	191	834	2.382	835	2.573
Entre 61 y 90 días	1	191	821	5.104	822	5.295
Entre 91 y 120 días	1	191	799	1.680	800	1.871
Entre 121 y 150 días	1	191	797	1.120	798	1.311
Entre 151 y 180 días	-	0	794	1.261	794	1.261
Entre 181 y 210 días	-	0	793	1.352	793	1.352
Entre 211 y 250 días	-	0	788	1.033	788	1.033
Superior a 251 días	-	0	809	6.329	809	6.329
Total		**2.288**		**135.469**		**137.757**

Provisiones y Castigos	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Saldo Inicial	**3.246**	**219**
Provisión cartera no repactada	1.906	739
Provisión cartera protestada y en cobranza judicial	2.288	0
Provision cartera repactada	0	2.288
Castigos del periodo	0	0
Recuperos del periodo	0	0
Saldo final	**7.440**	**3.246**

NOTA 11
OTROS ACTIVOS, NO CORRIENTE

	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Derecho sobre otros activos	2.161	2.161
Arriendo pagado por anticipado	133	152
Inversión en CDEC-SING Ltda.(1)	762	762
Aporte Consorcio Algae Fuels S.A. (2)	1.325	672
Aporte Consorcio Desert Bioenergy S.A. (2)	431	165
Aporte FONDEF (2)	24	0
Otros	366	374
Total	**5.202**	**4.286**

(1) La inversión en el CDEC SING es reconocida a su costo histórico en pesos chilenos y no se realiza reconocimiento sobre dicha participación.
(2) Corresponde a los aportes a los consorcios cuyo objeto es la investigación y desarrollo de tecnología para la elaboración de Biocombustible y Biodiesel.

NOTA 12
ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE PLUSVALIA

La Sociedad presenta los siguientes activos intangibles: movimiento y reconciliación al 31 de diciembre de 2012 y 2011.

Activos Intangibles Neto	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Intangibles, Relación Contractual Clientes, neto (1)	292.464	306.232
Servidumbres, neto	7.251	7.185
Otros Activos Intangibles identificables, neto	301	401
Total Activos Intangibles, Neto	**300.016**	**313.818**

(1) Los activos intangibles de relación contractual con clientes corresponden principalmente a contratos de suministro de energía eléctrica, asociados al proyecto de nuestras filiales Central Termoeléctrica Andina S.A. e Inversiones Hornitos S.A., los cuales comenzaron a amortizarse a contar del año 2011, por un período de 30 y 15 años. Ver criterios en Nota 2.12.

Activos Intangibles Bruto	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Intangibles, Relación Contractual Clientes, bruto	315.751	315.751
Servidumbres, bruto	12.822	12.338
Otros Activos Intangibles identificables, bruto	2.002	2.002
Total Activos Intangibles Bruto	**330.575**	**330.091**

Amortización de Activos Intangibles	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Amortización, Intangibles, Relación Contractual Clientes	(23.287)	(9.519)
Amortización, Servidumbres	(5.571)	(5.153)
Amortización, Otros Activos Intangibles identificables	(1.701)	(1.601)
Total Amortización de Activos Intangibles	**(30.559)**	**(16.273)**

Los activos intangibles por concepto presentan el siguiente movimiento durante el ejercicio 2012 y 2011.

Activos Intangibles	Saldo inicial al 01-01-2012 MUS$	Adiciones Ejercicio MUS$	Saldo final al 31-12-2012 MUS$	Amortización al 31-12-2011 MUS$	Amortización ejercicio MUS$	Amortización Acumulada al 31-12-2012 MUS$	Saldo Neto al 31-12-2012 MUS$
Intangibles, Relación Contractual Clientes (combinación de negocio)	315.751	0	315.751	(9.519)	(13.768)	(23.287)	292.464
Servidumbres	12.338	484	12.822	(5.153)	(418)	(5.571)	7.251
Otros Activos Intangibles Identificables	2.002	0	2.002	(1.601)	(100)	(1.701)	301
TOTALES	**330.091**	**484**	**330.575**	**(16.273)**	**(14.286)**	**(30.559)**	**300.016**

La amortización de los activos intangibles es registrada en el rubro costo de venta del estado de resultados.

La Sociedad no tiene restricción alguna sobre la titularidad de los activos intangibles, asimismo, no existen compromisos para la adquisición de nuevos activos intangibles (NIC 38 párrafo 122 letra (c) y (d))

NOTA 13
PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS

La composición del rubro Propiedades, Plantas y Equipos, al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Neto (Presentación)	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Construcción en Curso	159.504	99.449
Terrenos	33.781	33.781
Edificios	29.836	32.600
Planta y Equipos	1.368.401	1.414.998
Equipamiento de Tecnología de la Información	2.431	2.271
Instalaciones Fijas y Accesorios	175.579	183.218
Vehículos de Motor	1.757	2.171
Activos en Leasing	7.123	7.425
Otras Propiedades, Planta y Equipo	49.205	15.561
Total Propiedades, Planta y Equipos	**1.827.617**	**1.791.474**

Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Bruto (Presentación)	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Construcción en Curso	159.504	99.449
Terrenos	33.781	33.781
Edificios	68.041	66.618
Planta y Equipos	2.331.056	2.298.271
Equipamiento de Tecnología de la Información	14.764	13.822
Instalaciones Fijas y Accesorios	380.486	377.210
Vehículos de Motor	9.675	9.647
Activos en Leasing	9.540	9.540
Otras Propiedades, Planta y Equipos	82.390	32.578
Total Propiedades, Planta y Equipos	**3.089.237**	**2.940.916**

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos (Presentación)	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Edificios	(38.205)	(34.018)
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Planta y Equipos	(962.655)	(883.273)
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Equipamiento de Tecnologías de la Información	(12.333)	(11.551)
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Instalaciones Fijas y Accesorios	(204.907)	(193.992)
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Vehículos de Motor	(7.918)	(7.476)
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Activos en Leasing	(2.417)	(2.115)
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Otras Propiedades, Planta y Equipos	(33.185)	(17.017)
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos	**(1.261.620)**	**(1.149.442)**

La Sociedad no mantiene restricciones de titularidad en ítems de propiedades, plantas y equipos.

A la fecha de estos estados financieros, la Sociedad no cuenta con ítems de propiedad, plantas y equipos temporalmente fuera de servicio.

Costos de Financiamiento Capitalizados

Proyecto	Tasa de interés	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Central Termoeléctrica Andina S.A.	LIBOR 90 + 2,50%	0	19.310
Central Termoeléctrica Andina S.A.	LIBOR 180 + 2,50% (Bancos) + Swap	0	35.959
Inversiones Hornitos S.A.	LIBOR 180 + 2,50% (Intercompany)	0	5.835
Total		**0**	**61.104**

Los movimientos registrados en Propiedades, Plantas y Equipos durante el periodo 2012 son los siguientes:

Movimientos Año 2012	Construcción en Curso MUS$	Terrenos MUS$	Edificios MUS$	Plantas y Equipos MUS$	Equipamiento Tecnologías de la Información MUS$	Instalaciones Fijas y Accesorios MUS$	Vehículos de Motor MUS$	Activos en Leasing MUS$	Otras Propiedades Planta y Equipo MUS$	Propiedades, Planta y Equipo Total MUS$
Saldo Inicial al 01-01-2012	99.449	33.781	32.600	1.414.998	2.271	183.218	2.171	7.425	15.561	1.791.474
Adiciones	120.534	0	1.039	20.206	910	3.452	206	0	13.642	159.989
Ventas	0	0	0	(17)	0	(3.797)	(9)	0	(16)	(3.839)
Gastos por Depreciación	0	0	(4.187)	(79.677)	(793)	(18.175)	(611)	(302)	(16.262)	(120.007)
Otros Incrementos (Decrementos)	(60.479)	0	384	12.891	43	10.881	0	0	36.280	0
Cambios, Total	60.055	0	(2.764)	(46.597)	160	(7.639)	(414)	(302)	33.644	36.143
Saldo Final 31-12-2012	**159.504**	**33.781**	**29.836**	**1.368.401**	**2.431**	**175.579**	**1.757**	**7.123**	**49.205**	**1.827.617**

Los movimientos registrados en Propiedades, Plantas y Equipos durante el ejercicio 2011 son los siguientes:

Movimientos Año 2011	Construcción en Curso MUS$	Terrenos MUS$	Edificios MUS$	Plantas y Equipos MUS$	Equipamiento Tecnologías de la Información MUS$	Instalaciones Fijas y Accesorios MUS$	Vehículos de Motor MUS$	Activos en Leasing MUS$	Otras Propiedades Planta y Equipo MUS$	Propiedades, Planta y Equipo Total MUS$
Saldo Inicial al 01-01-2011	704.608	33.922	34.163	796.519	2.725	150.343	2.530	7.728	6.436	1.738.974
Adiciones	4.181	0	137	79.901	309	53.953	306	0	12.177	150.964
Ventas	0	(141)	0	0	(2)	(343)	(3)	0	0	(489)
Gastos por Depreciación	0	0	(1.700)	(70.762)	(761)	(20.735)	(662)	(303)	(3.052)	(97.975)
Cierre Obras en Curso (1)	(609.340)	0	0	609.340	0	0	0	0	0	0
Cambios, Total	(605.159)	0	(1.563)	618.479	(454)	32.875	(359)	(303)	9.125	52.500
Saldo Final 31-12-2011	**99.449**	**33.781**	**32.600**	**1.414.998**	**2.271**	**183.218**	**2.171**	**7.425**	**15.561**	**1.791.474**

(1) Corresponde principalmente a la entrada en operaciones de CTA y CTH el 15 de Julio de 2011 y el 5 de Agosto de 2011, respectivamente.

NOTA 14
OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS

Los Otros Pasivos No Financieros Corrientes se detallan a continuación.

Otros pasivos no financieros, corrientes	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
IVA débito fiscal	1.471	1.081
Impuestos de retención	464	579
Ingreso anticipado contrato de Servicios CTA	4.322	0
Ingresos anticipados	227	0
Total otros pasivos no financieros, corrientes	**6.484**	**1.660**

El valor libro de estas obligaciones no difiere en forma significativa a su valor razonable, debido a que se pagan en 60 días promedio.

Los Otros Pasivos No Financieros No Corrientes se detallan a continuación.

Otros pasivos no financieros, no corrientes	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Ingresos Garantía (1)	3.739	2.634
Total otros pasivos no financieros, no corrientes	**3.739**	**2.634**

(1) Indemnización compensatoria en repuestos entregados para futuras mantenciones debido al atraso en la entrega de unidad térmica (CTM 2) y Central Tamaya; los que se encuentran registrados en el Rubro Inventarios (Ver Nota N° 6)

NOTA 15
CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar se detallan a continuación.

Cuentas por Pagar Comerciales y otras cuentas por pagar, Corriente	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Facturas por Pagar a Proveedores Extranjeros	26	335
Facturas por Pagar a Proveedores Nacionales	73.547	78.283
Dividendos por pagar (mínimo legal 30%)	7.960	13.499
Facturas por Recibir por compras Nacionales	42.751	20.027
Facturas por Recibir por compras Extranjeros	13.673	6.379
Total Cuentas por Pagar Comerciales y otras cuentas por pagar, Corriente	**137.957**	**118.523**

El valor libro de estas obligaciones no difiere en forma significativa a su valor razonable, debido a que se pagan en 30 días promedio.

NOTA 16
PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS, CORRIENTES

Provisiones por Beneficios a los Empleados, Corrientes	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Provisión de Vacaciones	5.095	4.333
Provisión Bonificación Anual	5.534	7.830
Descuentos Previsionales y de Salud	387	605
Retención Impuestos	311	279
Otras Remuneraciones	413	135
Total Provisiones por Beneficios a los Empleados, Corrientes	**11.740**	**13.182**

NOTA 17
OTROS PASIVOS FINANCIEROS

PRÉSTAMOS QUE DEVENGAN INTERESES, CORRIENTES

Entidad Deudora			Entidad Acreedora							Hasta 90 días		90 días a 1 año	
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa efectiva	Tasa nominal	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
88006900-4	E.CL S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	US$	Bullet	6,098	5,625	9.788	9.818	0	0
76708710-1	Central Termoeléctrica Andina S.A.	Chile	0-E	IFC	EEUU	US$	Semestral	7,26	Libor 180 + 2,50%	0	0	9.768	6.487
Préstamos que Devengan Intereses, Total										**9.788**	**9.818**	**9.768**	**6.487**
88006900-4	E.CL S.A.	Chile	96728120-4	Transmisora Abenor Ltda.	Chile	US$	Mensual	12,83	12,83	428	376	595	1.204
Leasing Financiero, Total										**10.216**	**10.194**	**10.363**	**7.691**

PRÉSTAMOS QUE DEVENGAN INTERESES NO CORRIENTES

Entidad Deudora			Entidad Acreedora								1 a 3 años		3 a 5 años		Más de 5 años	
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa efectiva	Tasa nominal	Valor Nominal	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
88006900-4	E.CL S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon (1)	EEUU	US$	Bullet	6,098	5,625	591.250	0	0	0	0	390.684	389.726
76708710-1	Central Termoeléctica Andina S.A.	Chile	0-E	International Finance Corporation (2)	EEUU	US$	Semestral	7,26	Libor 180 + 2,50%	576.663	37.310	12.560	36.244	19.764	273.958	229.705
Préstamos que Devengan Intereses,Subtotal											**37.310**	**12.560**	**36.244**	**19.764**	**664.642**	**619.431**
Pasivos de cobertura (Swap)											**0**	**0**	**0**	**0**	**35.815**	**32.574**
Leasing financiero											**14**	**1.029**	**13**	**14**	**124**	**131**
Préstamos que Devengan Intereses,Total											**37.330**	**13.589**	**36.256**	**19.778**	**700.576**	**652.136**

(1) Con fecha 17 de diciembre de 2010, ECL efectuó una emisión de bonos en el mercados internacionales, por un monto total de US$ 400.000.000, conforme a las normas de la Regla "144-A" (Rule 144-A) y las Regulación "S" (Regulation S) ambas de la ley de valores de los Estados Unidos de América (U.S. Securities Act. Of 1933). Se solicitó su inscripción en la Lista Oficial de la Bolsa de Comercio de Luxemburgo (Offical List of the Luxemburg Stock Exchange) y para ser transados en el Euro MTF Market de la Bolsa de Comercio de Luxemburgo. Los bonos contemplan un plazo de 10 años y una tasa de interés de 5,625%. Los intereses se pagarán semestralmente, comenzando el día 15 de julio de 2011 y el capital se amortizará en una sola cuota final el día 15 de enero de 2021.

(2) Las obligaciones con bancos se han determinado a una tasa efectiva producto de descontar los costos de emisión de los títulos de deuda (Ver nota 27 E).

PRÉSTAMOS QUE DEVENGAN INTERESES NO CORRIENTES VALOR NOMINAL

Entidad Deudora			Entidad Acreedora												
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa efectiva	Tasa nominal	Valor Nominal	0 a 1 año 31-12-2012 MUS$	1 a 3 años 31-12-2012 MUS$	3 a 5 años 31-12-2012 MUS$	Más de 5 años 31-12-2012 MUS$	Total
	E.CL S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon (1)	EEUU	US$	Bullet	6,098	5,625	591.250	22.500	45.000	45.000	478.750	591.250
76708710-1	Central Termoeléctica Andina S.A.	Chile	0-E	IFC (1)	EEUU	US$	Semestral	7,26	Libor 180 + 2,50%	576.663	30.919	67.190	73.535	405.019	576.663
Total										**1.167.913**	**53.419**	**112.190**	**118.535**	**883.769**	**1.167.913**

Entidad Deudora			Entidad Acreedora												
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa efectiva	Tasa nominal	Valor Nominal	0 a 1 año 31-12-2011 MUS$	1 a 3 años 31-12-2011 MUS$	3 a 5 años 31-12-2011 MUS$	Más de 5 años 31-12-2011 MUS$	Total
88006900-4	E.CL S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon (1)	EEUU	US$	Bullet	6,098	5,625	613.750	22.500	45.000	45.000	501.250	613.750
76708710-1	Central Termoeléctica Andina S.A.	Chile	0-E	IFC (1)	EEUU	US$	Semestral	7,26	Libor 180 + 2,50%	460.715	22.095	50.931	55.573	332.116	460.715
Total										**1.074.465**	**44.595**	**94.088**	**99.348**	**858.689**	**1.074.465**

Pasivo de Cobertura	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Pasivo Financiero a Valor Razonable con Cambio en Patrimonio, No Corriente (Swap)	35.815	32.574
Pasivo Financiero a Valor Razonable con Cambio en Resultado	0	0
Total Pasivo de Cobertura	**35.815**	**32.574**

Ver Nota N° 32

NOTA 18
PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS, NO CORRIENTE

El saldo del rubro obligaciones por beneficios a los empleados se compone de la siguiente manera:

Obligación por Provisiones a los empleados, No Corriente	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Indemnización por Años de Servicio	610	572
Total Obligación por Provisiones a los empleados, No Corriente	**610**	**572**

Los cambios en la obligación por beneficio son los siguientes

	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Saldo Inicial	572	644
Costo por Intereses por Obligación de Beneficios Definidos	50	44
Costo Beneficio del Plan Definido	56	99
Indemnización por Años de Servicio Actuarial (valorización a tasa de cierre)	(68)	(152)
Pagos del Período	0	(63)
Total Obligación por Provisiones a los empleados, No Corriente	**610**	**572**

Gastos Reconocidos en el Estado de Resultados

	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$	Línea del Estado de Resultados en que se ha reconocido
Costo por Intereses por Obligación de Beneficios Definidos	50	44	Egresos ordinarios y gastos de administración
Costo beneficio del Plan Definido	56	99	Egresos ordinarios y gastos de administración
Total Obligación por Provisiones a los empleados, No Corriente	**106**	**143**	

Las hipótesis actuariales

Hipótesis actuariales utilizadas	31-12-2012	31-12-2011
Tasa de descuento nominal	5,46%	6,5%
Tasa esperada de incremento salarial	Variación IPC Tasa	Variación IPC Tasa
Tasa de rotación	1,36 %	1,36 %
Edad de jubilación Mujeres	60 Años	60 Años
Edad de jubilación Hombres	65 Años	65 Años
Tabla de mortalidad	RV-2009	RV-2009

NOTA 19
OTRAS PROVISIONES, NO CORRIENTES

PROVISIONES NO CORRIENTES

Provisiones, No Corriente	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Contingencia tributaria Gasoducto Nor Andino S.A. (1)		
Saldo inicial	9.769	9.875
Movimiento	(5.828)	(106)
Subtotal	**3.941**	**9.769**

(1) Ver Nota 27

Seguro Desgravamen		
Saldo inicial	38	40
Movimiento	4	(2)
Subtotal	**42**	**38**

Inspección General Unidades		
Inspección General CTA	3.099	3.099
Inspección General CTH	1.860	1.860
Subtotal	**4.959**	**4.959**

Ingresos Anticipados Upfront		
Saldo inicial	0	0
Adiciones	1.165	0
Subtotal	**1.165**	**0**

Total Provisiones, No Corriente	**10.107**	**14.766**

NOTA 20
INGRESOS Y COSTOS DE VENTA

INGRESOS Y COSTOS DE VENTA

Ingresos Ordinarios	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Ventas de energía y potencia	1.039.545	1.133.223
Venta y transporte de gas	2.843	5.618
Venta de Combustible	12.016	10.096
Venta de peajes	48.492	14.641
Arriendo instalaciones	4.376	4.043
Servicios Portuarios	9.768	9.430
Servicio Mantenimiento de Líneas	2.239	4.167
Indemnización Siniestro CTH	4.244	0
Indemnización Siniestro Electroandina	1.355	0
Indemnización Siniestro ECL	1.415	0
Garantía plazo entrega centrales CTA y CTH (1)	0	63.198
Otras ventas	3.863	12.147
Total	**1.130.156**	**1.256.563**

(1) Tal como se indicó en el hecho esencial de fecha 21 de octubre de 2011, la Compañía registró en ingresos ordinarios el monto correspondiente a ésta, por la indemnización para resarcir la pérdida de ingresos derivado del retraso en la construcción de las unidades CTA y CTH por parte de Central Térmica Mejillones S.A. (Cobra S.A.), y que procedió luego del cobro de boletas de garantías sobre la base de montos y condiciones consignados en el respectivo contrato de construcción. El análisis legal de este contrato y de aplicabilidad de las cláusulas indemnizatorias fue realizado por abogados expertos en Inglaterra, país donde se firmó dicho contrato. Dichas unidades se encuentran en operación comercial.

Costos de Venta	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Costos de combustibles y lubricantes	472.608	533.020
Costos de energía y potencia	130.148	119.057
Sueldos y salarios	31.698	31.212
Beneficios anuales	5.202	8.648
Otros beneficios del personal	2.302	3.435
Obligaciones post empleo	48	65
Costo Venta Combustibles	12.378	11.030
Transporte de Gas	6.499	6.417
Servicio Muelle	34.086	21.366
Servicios de Terceros	29.915	36.819
Asesorías y Honorarios	3.944	3.655
Operación y Mantenimiento Gasoductos	7.258	9.722
Costo Peaje	41.051	7.028
Depreciación propiedad, planta y equipo	118.946	96.774
Depreciación repuestos	1.708	3.674
Amortización Intangibles	14.286	8.817
Contribuciones y patentes	6.032	3.606
Seguros	21.252	13.284
Otros egresos	37.214	37.735
Total	**976.575**	**955.364**

OTROS INGRESOS Y EGRESOS DE LA OPERACIÓN

Otros Ingresos y Egresos de la Operación	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Venta de agua	41	79
Arriendos	530	1.870
Servicios	2.037	1.237
Otros Ingresos	822	794
Venta de propiedades, planta y equipo (1)	25.826	0
Acuerdo YPF	(3.379)	0
Provisión incobrables	(4.194)	(3.030)
Total	**21.683**	**950**

(1) Con fecha 31 de Diciembre de 2012, la Sociedad vendió a Transelec S.A. la línea de transmisión Crucero-Lagunas, cuya longitud aproximada es de 174 Km., incluyendo su equipamiento asociado. La utilidad neta de esta transacción fue de 25,4 millones de dólares y 0,4 millones de dólares corresponde a otras ventas de propiedades, planta y equipo.

Costos Financieros	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Intereses Financieros	43.847	29.983
Gastos Financieros Leasing	268	461
Multas Fiscales	291	684
Venta de propiedades, planta y equipo	0	283
Total	**44.406**	**31.411**

GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

Gastos de Administración	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Sueldos y salarios	11.360	11.805
Beneficios anuales	1.921	2.823
Otros beneficios del personal	3.466	2.085
Obligaciones post empleo	58	78
Servicios de terceros	9.010	9.415
Asesorías	8.309	3.067
Honorarios	3.778	3.833
Depreciación propiedad, planta y equipo	1.061	1.201
Contribuciones y patentes	805	1.846
Seguros	75	154
Otros	10.881	11.045
Total	**50.724**	**47.352**

INGRESOS FINANCIEROS

Ingresos Financieros	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Intereses financieros	1.993	1.838
Intereses financieros leasing	404	2.065
Total	**2.397**	**3.903**

GASTOS DEL PERSONAL

Gastos personal	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Sueldos y salarios	43.058	43.017
Beneficios anuales	7.123	11.471
Otros beneficios del personal	5.768	5.520
Obligaciones post empleo	106	143
Total	**56.055**	**60.151**

NOTA 21
DIFERENCIA DE CAMBIO

El detalle de los rubros de activos y pasivos que dan origen a diferencias de cambios y resultados por unidades de reajuste son los siguientes al 31 de diciembre de 2012 y 2011.

Diferencia de cambio	Moneda	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Activos			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	CLP	1.096	221
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	EUR	9	(335)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Peso Argentino	(33)	27
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	CLP	1.753	(7.443)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	EUR	707	80
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	GBP	75	(26)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	YEN	(296)	15
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	UF	4	2
Activos por Impuestos Corrientes	CLP	156	2.996
Activos por Impuestos Corrientes	Peso Argentino	(153)	(87)
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, corriente	CLP	2.644	(1.891)
Otros Activos No Financieros	CLP	5.406	(728)
Otros Activos No Financieros	JPY	(8)	0
Otros Activos No Financieros	EUR	(428)	14
Otros Activos No Financieros	GBP	(1)	(12)
Otros Activos Financieros, Corriente	CLP	(770)	(1.874)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, No Corriente	CLP	3	(4)
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No corriente	CLP	105	63
Otros Activos, No Corriente	Peso Argentino	(82)	(34)
Otros Activos, No Corriente	CLP	214	125
Total Activos		**10.401**	**(8.891)**

Diferencia de cambio	Moneda	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Pasivos			
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	CLP	6.256	9.905
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	EUR	(1.459)	220
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	GBP	(22)	4
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	YEN	219	(109)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	UF	0	(16)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	Peso Argentino	0	0
Otros Pasivos Financieros, Corriente	CLP	15	359
Otros Pasivos Financieros, Corriente	UF	0	0
Pasivos por Impuestos, Corriente	CLP	454	0
Pasivos por Impuestos, Corriente	Peso Argentino	205	89
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	CLP	(6.712)	(4.966)
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	EUR	(57)	0
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corriente	CLP	(186)	0
Otros Pasivos No Financieros	CLP	(17)	596
Pasivo por Impuestos Diferidos	Peso Argentino	187	121
Provisiones por Beneficios a los empleados	CLP	(1.143)	275
Provisión Beneficio Empleados (IAS)	CLP	(62)	0
Otras Provisiones	CLP	(3)	0
Otras Provisiones	Peso Argentino	1.101	782
Total Pasivos		**(1.224)**	**7.260**
Total Diferencia de Cambio		**9.177**	**(1.631)**

NOTA 22
GANANCIA POR ACCION BASICA

Informaciones a Revelar sobre Ganancias por Acción Básica	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora	56.178	178.602
Resultado Disponible para Accionistas Comunes, Básico	56.178	178.602
Promedio Ponderado de Acciones, Básico	1.053.309.776	1.053.309.776
Ganancia por Acción Básica	**US$ 0,053**	**US$ 0,170**

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD

Nombre de los Mayores Accionistas	Participación
Suez Energy Andino S.A.	40,90%
Inversiones Mejillones S.A.	11,87%
Banco de Chile por cuenta de terceros no residentes	3,89%
Banco Itaú por cuenta de inversionistas	2,98%
AFP Provida S.A. para Fondo Pensión C	2,49%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo B	1,95%
AFP Habitat S.A. Fondo Tipo B	1,94%
AFP Habitat S.A. Fondo Tipo C	1,90%
Banco Santander por cuenta de inversionistas extranjeros	1,86%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo A	1,84%
AFP Cuprum S.A Fondo Tipo A	1,82%
AFP Capital S.A. Fondo Tipo A	1,80%
Otros accionistas	24,76%
Total	**100,00%**

NOTA 23
PATRIMONIO

El Capital de la Sociedad está representado por 1.053.309.776 acciones de serie única, emitidas, suscritas y pagadas, y sin valor nominal, con cotización oficial en las bolsas de valores chilenas.

La Sociedad no ha realizado emisiones de acciones o de instrumentos convertibles durante el período que hagan variar el número de acciones vigentes al 31 de diciembre de 2012.

Otras reservas del Patrimonio	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Otras reservas	298.874	333.039
Cobertura flujo de efectivo neto de impuestos	3.817	(28.169)
Otras reservas acciones propias en cartera	0	(5.996)
Total otras reservas	**302.691**	**298.874**

POLÍTICA DE DIVIDENDOS

La política de dividendos de la Sociedad es distribuir éstos por sobre el mínimo legal, en función de las utilidades netas, la disponibilidad de fondos, los planes de Inversión y considerando además los compromisos financieros a corto y mediano plazo. En relación a la Circular Nº 1945 y Nº 1983 de la Superintendencia de Valores y Seguros, el Directorio de la Sociedad acordó que la utilidad líquida distribuible será lo que se refleja en los estados financieros como Utilidad del Ejercicio atribuible a los tenedores de acciones, sin efectuar ajustes sobre las mismas.

La utilidad distribuible al 31 de diciembre de 2012 y 2011, fue de MUS$ 56.178 y MUS$ 178.602, respectivamente.

En cuanto a las utilidades que no se distribuyan como dividendos provisorios, se propondrá a la respectiva Junta Ordinaria de Accionistas su distribución como dividendo definitivo, dentro de los treinta días siguientes a la celebración de la respectiva junta.

En todo caso, anualmente deberá distribuirse, a lo menos, el dividendo mínimo obligatorio en conformidad a la Ley y los Estatutos Sociales.

- En la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 24 de abril de 2012, se acordó distribuir un dividendo definitivo con cargo a las utilidades correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011, la suma de MUS$ 64.301.

- En Cesión de Directorio celebrada el 26 de Julio de 2011, se acordó distribuir un dividendo provisorio, con cargo a las utilidades correspondientes al ejercicio 2011, por la suma de MUS$ 25.000.

- En la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 14 de abril de 2011, se acordó distribuir un dividendo definitivo con cargo a las utilidades correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010 la suma de MUS$ 100.120.

En conformidad a lo establecido en IFRS, existe una obligación legal y asumida que requiere la contabilización de un pasivo al cierre de cada período de un dividendo mínimo establecido de un 30% de la utilidad líquida. La Sociedad registró al 31 de diciembre de 2012 y 2011, con cargo a las utilidades acumuladas la suma de MUS$ 16.854 y MUS$ 53.581 respectivamente.

Dividendos	31-12-2012 MUS$
Reverso provisión 30% legal año 2011	28.581
Pago dividendo mayo 2012 (utilidad 2011)	(64.301)
Provisión 30% legal año 2012	(16.854)
Total Dividendos	**(52.574)**

Dividendos	31-12-2011 MUS$
Reverso provisión 30% legal año 2010	60.072
Pago dividendo mayo 2011 (utilidad 2010)	(100.120)
Pago dividendo provisorio Agosto 2011 (utilidades 2011)	(25.000)
Provisión 30% legal año 2011 menos pago provisorio	(28.581)
Total Dividendos	**(93.629)**

ACCIONES PROPIAS EN CARTERA

Las acciones propias en cartera se presentan rebajando el rubro “Patrimonio Total” del Estado de Situación Financiera Consolidado y son valoradas a su costo de adquisición. Los beneficios y pérdidas obtenidos por las sociedades en la enajenación de estas acciones propias se registran en el Patrimonio Total: “Acciones Propias en Cartera”.
Producto de la fusión con IT 1 S.A., la Sociedad adquirió 7.318.761 de acciones de su propia emisión, que corresponden al 0,69% del total de acciones. Dichas acciones fueron rebajadas Patrimonio Neto por MUS$ 13.249.

Acciones Propias en Cartera	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Saldo inicial	0	13.249
Capital Social	0	(7.253)
Otras reservas	0	(5.996)
Total otras reservas	**0**	**0**

Habiendo vencido el día 26 de Febrero de 2011 el plazo de un año contado desde la fecha de adquisición por la Sociedad de las acciones adquiridas con motivo del ejercicio del derecho de retiro nacido con ocasión de la fusión con Inversiones Tocopilla-1 S.A., sin que éstas hubieren sido enajenadas

por la Sociedad, el capital de E.CL S.A., conforme a lo dispuesto en el artículo 27 de la Ley N° 18.046, se redujo de pleno derecho en la suma de MUS$ 7.253 y el número de acciones de la Sociedad se redujo en 7.318.761 acciones. De esta forma, el capital social quedó en US$ 1.043.728.401,47, dividido en 1.053.309.776 acciones, todas de una misma serie y de igual valor, sin valor nominal, íntegramente suscritas y pagadas.

No existen acciones preferentes.

CAMBIOS EN EL PATRIMONIO

Fusión de la Sociedad

En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 29 de diciembre de 2009, se acordó la fusión de E.CL S.A. con Inversiones Tocopilla 1 S.A., mediante la absorción de esta última por E.CL S.A., incorporando los activos, pasivos y patrimonio a E.CL S.A.

Por lo anterior se emitió la cantidad de 604.176.440 nuevas acciones para ser entregadas directamente a los accionistas de Inversiones Tocopilla 1 S.A.

Con esto se incorporó a E.CL S.A. el total de las acciones que Inversiones Tocopilla 1 S.A. tenía en Electroandina S.A., Central Termoeléctrica Andina S.A., Inversiones Mejillones 3 S.A., Gasoducto Nor Andino S.A., Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.; todas las anteriores con el 100% de las acciones directo e indirecto; e Inversiones Hornitos S.A. con el 60% de las acciones.

GESTIÓN DE CAPITAL

El objetivo social es mantener un adecuado equilibrio que permita mantener un suficiente monto de capital para apoyar las operaciones y proporcionar un prudente nivel de apalancamiento, optimizando el retorno a sus accionistas y manteniendo una sólida posición financiera.

Los requerimientos de capital son incorporados por la matriz en base a las necesidades de financiamiento de la Sociedad, cuidando mantener un nivel de liquidez adecuado y cumpliendo con los resguardos financieros establecidos en los contratos de deudas vigentes.

NOTA 24
MEDIO AMBIENTE

La Sociedad y sus filiales cuentan con un vasto programa de monitoreo ambiental que incluye emisiones, calidad del aire, monitoreo marino y otros que aseguran el control total de sus operaciones, respetando la legislación vigente y adoptando estrictas regulaciones internas para el logro de objetivos en armonía con el medioambiente.

En Junio de 2006 las empresas del grupo E.CL obtuvieron la certificación de las normas ISO 9001, ISO 14001 y OHSAS 18001, otorgada por la empresa certificadora AENOR, a partir de esa fecha el Sistema de Gestión es auditado Anualmente donde el ente externo AENOR verifica el funcionamiento del sistema y el cumplimiento del mismo respecto a los modelos normativos certificados, adicionalmente ECL ha homologado todos los cambios que han presentado las normas en el último tiempo logrando mantener la certificación en la última versión disponible de cada una de ellas. Durante Junio de 2012 ECL logra la re certificación después de tres años de vigencia de su último certificado, obteniendo en forma sobresaliente un resultado de 0 no conformidades.

La Sociedad participa en varias iniciativas de investigación y desarrollo de proyectos ERNC como eólicos, microalgas y biomasa, ya sea en forma individual o con la formación de consorcios con universidades y otras empresas.

La Sociedad teniendo en consideración los nuevos proyectos de inversión y cumpliendo con la legislación vigente, efectúa estudios tendientes a

confeccionar los documentos denominados Declaración de Impacto Ambiental o Estudios de Impacto Ambiental, los que son preparados y presentados por nuestros consultores "Jaime Illanes y Asociados Consultores S.A.", para su aprobación por la CONAMA Regional. Por estos conceptos al 31 de diciembre del año 2012 y 2011 la Sociedad ha hecho desembolsos por MUS$ 462 y MUS$ 165 respectivamente.

Los gastos asociados a este concepto se detallan a continuación:

Conceptos	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Asesorías Medioambientales	900	1.557
Filtros de Mangas en Unidades de Mejillones	12.110	1.896
Filtros de Mangas en Unidades 12-13-14 y 15 de Tocopilla	44.811	15.001
Modificación CTM 3 para GNL	0	89
Otras Mejoras Medioambientales	488	20
Total	**58.309**	**18.563**

El nuevo reglamento de emisiones de centrales termoeléctricas propuesto por la Comisión Nacional del Medio Ambiente ("CONAMA") con respecto a emisiones de material particulado así como de gases (NOx, SO2) y metales pesados como el mercurio, fue firmado por el Presidente de la República en enero de 2011 y se encuentra actualmente en la Contraloría General de la República. Los detalles de la nueva normativa se conocerán luego de su aprobación por la Contraloría. Según un comunicado de prensa del Ministerio del Medio Ambiente, las centrales termoeléctricas existentes tendrán un plazo de 2,5 años a partir de la publicación de la norma para adaptarse a los nuevos límites de emisiones de material particulado. El plazo para cumplir con los nuevos límites de emisiones de gases será de 4 años en zonas saturadas y de 5 años en zonas no saturadas.

NOTA 25
SANCIONES

En los años 2012 y 2011, la Sociedad ni sus ejecutivos han sido objeto de sanciones por parte de la Superintendencia de Valores y Seguros.

NOTA 26
HECHOS POSTERIORES

HECHO ESENCIAL DEL 08 DE ENERO DE 2013

Con fecha 5 de enero de 2013 la Sociedad tomó conocimiento de daños provocados a las obras civiles en que se encuentran instaladas las unidades de generación termoeléctricas denominadas "CTA" y "CTH", de propiedad de las sociedades filiales Central Termoeléctrica Andina S.A. e Inversiones Hornitos S.A., cuyo origen se debería a filtraciones en el sistema de enfriamiento de las unidades.

Con el fin de evitar la extensión de los referidos daños y poder iniciar la reparación de las obras, se ha ordenado la detención de la operación de las unidades CTA y CTH.

Los perjuicios económicos y las posibles responsabilidades de contratistas se encuentran actualmente en evaluación, debiendo considerarse para este efecto que partes de los daños aludidos se encuentran amparados por las pólizas de seguro vigentes, sin perjuicio de los montos deducibles habituales en contratos de este tipo.

HECHO ESENCIAL DEL 25 DE ENERO DE 2013

Según se informara por medio de Hecho Esencial del 8 de Enero de 2013, se ordenó la detención de las unidades CTA y CTH con el fin de reparar filtraciones que se detectaron en el sector de la tubería de toma de agua para el enfriamiento de dichas unidades.

Al respecto la Sociedad informa que en el día de hoy, 25 de Enero de 2013, entró en operación y sincronizó la unidad CTH con el Sistema Interconectado del Norte Grande, reanudándose el suministro de energía al mismo. La reanudación de la operación de CTH ha sido posible como consecuencia de labores de reparación provisoria de las filtraciones detectadas, las cuales permitirán que dicha unidad pueda estar disponible para el despacho.

Asimismo, podemos informar que idénticas medidas de reparación provisoria se ha implementado para la unidad CTA, por lo que esperamos que dicha unidad se sincronice al sistema en los próximos cinco (5) días.

En relación a la solución definitiva del problema de filtraciones detectada, la Sociedad informa que ésta aún se encuentra en análisis, no siendo posible entregar un estimado de la duración de las labores ni de las cuantías involucradas.

En lo referente al impacto en los ingresos de la Sociedad producto de la parada de ambas unidades, podemos informar que dicho impacto se verá mitigado por cuanto se están realizando varias actividades de mantenimiento de dichas plantas que estaban planificadas realizar con posterioridad en el año 2013.

No han ocurrido otros hechos significativos entre el 1º de enero de 2013 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros que afecten la presentación de los mismos.

NOTA 27
CONTINGENCIAS Y RESTRICCIONES

A) GARANTIAS DIRECTAS

		Saldos pendientes de pago a la fecha de cierre de los estados financieros	
Acreedor de la Garantía	**Tipo de Garantía**	**2012 MUS$**	**2011 MUS$**
IFC – KFW	Carta de Crédito	14.000	14.000
Transportadora de Gas	Boleta de Garantía	4.800	4.800
Inmobiliaria e Inversiones RVC	Boleta de Garantía	983	0
SQM S.A.	Boleta de Garantía	0	1.288
SQM S.A.	Boleta de Garantía	950	950
Codelco	Boleta de Garantía	249	449
Innova Chile	Boleta de Garantía	0	467
Innova Chile	Boleta de Garantía	55	51
Secretaría Regional Ministerial de Bienes Nacionales	Boleta de Garantía	0	90
Secretaría Regional Ministerial de Bienes Nacionales	Boleta de Garantía	10	9
Secretaría Regional Ministerial de Bienes Nacionales	Boleta de Garantía	0	18
Secretaría Regional Ministerial de Bienes Nacionales	Boleta de Garantía	37	35
Secretaría Regional Ministerial de Bienes Nacionales	Boleta de Garantía	73	0
Director Regional de Vialidad	Boleta de Garantía	0	3
Director General del Territorio Marino	Póliza de Garantía	1.050	0

No se cuenta con activos comprometidos

B) GARANTIAS INDIRECTAS

Al cierre de los estados financieros la Sociedad no tiene garantías indirectas

C) JUICIOS U OTRAS ACCIONES LEGALES EN QUE SE ENCUENTRA INVOLUCRADA LA SOCIEDAD

C.1) juicios iniciados en contra de E.CL S.A.

a) Carátula del Juicio : "Central Patache y otra con Empresa Eléctrica de Arica S.A. y otras"
Tribunal : 18º Juzgado Civil de Santiago.

Con fecha 3 de noviembre de 2009 E.CL S.A. fue notificada de la demanda interpuesta por el Consorcio Alto Cáñamo en contra de varias sociedades distribuidores de electricidad filiales de EMEL S.A. (las "Filiales del Grupo Emel"). En dicha demanda se solicita, como petición principal, se declare la resolución del supuesto "Contrato de Competencia" que habrían suscrito las demandadas con el Consorcio Alto Cáñamo (compuesto por Central Patache Ltda y EPC Energía Ltda), más la indemnización de todos los perjuicios sufridos por las demandantes como consecuencia de los incumplimientos en los que habrían incurrido las Filiales del Grupo Emel en el proceso de licitación de suministro eléctrico. Como petición subsidiaria, la demandante solicita se declare la nulidad absoluta en contra de las Filiales del Grupo Emel respecto de ciertos actos, con el objeto de invalidar la licitación.

Posteriormente, las demandantes ampliaron la demanda en contra de E.CL S.A., quién también pasó a tener la calidad de demandada.

Luego, y actuando dentro de plazo, tanto las Filiales del Grupo Emel como E.CL S.A. presentaron sus respectivos escritos de contestación a la demanda. E.CL S.A. argumentó en su escrito que el demandante carece de legitimación activa para demandar, ya que ninguna de las sociedades demandantes participó en la licitación del suministro de las Filiales del Grupo Emel por si mismas, habiendo participado solamente un consorcio denominado "Alto Cáñamo", consorcio que estaría extinguido a esa fecha. Asimismo, arguyó que no existiría un "contrato de competencia", sino que solamente un proceso regulado para presentar ofertas que daría origen a efectos jurídicos pre-contractuales. Por no tratarse de una relación contractual, el argumento de las demandantes, en cuanto que debe analizarse la licitación a la luz de la buena fe, no sería aplicable por cuanto esa exigencia está establecida en el Código Civil para el cumplimiento de los contratos y no para relaciones pre-contractuales.

Con fecha 6 de agosto de 2010, el tribunal recibió la causa a prueba, dictando el pertinente auto de pruebas, el cual fue objeto de recursos por parte de la demandante y por EMEL. E.CL S.A. se hizo parte en esos recursos oponiéndose a lo solicitado por la demandante. Con fecha 28 de Septiembre el tribunal rechazó en sus partes sustanciales los respectivos recursos de reposición interpuestos contra el Auto de Pruebas. Se abrió, en consecuencia, el periodo probatorio en el que las partes entregaron sus respetivos antecedentes v se encuentra actualmente terminado. El día 13 de diciembre de 2010 el tribunal citó a las partes a oír sentencia.

Con fecha 30 de diciembre de 2011 el tribunal de primera instancia dictó sentencia, la cual fue favorable para E.CL. El tribunal acogió la postura de la empresa al declarar que los miembros del consorcio Alto Cáñamo carecen de legitimación activa para demandar y que las fases previas a una adjudicación de una licitación son propiamente actos precontractuales y no convencionales, sentencia que fue apelada por parte de la demandante. Actualmente estamos a la espera de la vista de la causa por la Corte de Apelaciones de Santiago.

Finalmente, es necesario tener en consideración que los respectivos contratos de suministro entre E.CL S.A. y las Filiales del Grupo Emel ya han sido sucritos y debidamente registrados ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos y en las Bases de la Licitación.

Atendido el estado del juicio, no es posible en este momento evaluar los probables resultados del mismo.

b) Carátula del Juicio : "Cavancha S.A. con Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A."
Tribunal arbitral : Sergio Urrejola M. (árbitro derecho).

Las partes discuten si existe o no incumplimiento por parte de Cavancha del Contrato de Suministro de Energía Eléctrica de fecha 15 de noviembre de 1994,

por cuanto Cavancha S.A. desconoció los derechos de E.CL S.A. con relación a las inyecciones de electricidad al Sistema Interconectado del Norte Grande, de toda la energía producida por la Central Cavancha y que fuera comprada por E.CL S.A. bajo el régimen de lo dispuesto en el Artículo 3 del Decreto Supremo Nº 6 del Ministerio de Minería de 22 de enero de 1985. En virtud de este régimen, E.CL S.A. participa en el Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande, CDEC-SING, incorporando para todos los efectos legales, las instalaciones correspondientes a la Central Hidroeléctrica Cavancha.

Cavancha ha obtenido del CDEC-SING, sin el consentimiento de E.CL S.A., que se le reconozcan ciertos pagos propios de los generadores que inyectan electricidad al sistema, con lo cual pretende aumentar el precio de la energía que debe de pagar E.CL S.A. según el Contrato y cobrar a su vez para sí, ciertas sumas que otros generadores deben de pagar a E.CL S.A. E.CL S.A. ha solicitado que se cumpla el Contrato, que se restituyan las sumas que ha debido pagar a Cavancha por las liquidaciones efectuadas por el CDEC-SING y que se le indemnicen los perjuicios correspondientes. Adicionalmente ha solicitado el rechazo, con costas, de las pretensiones de Cavancha. Se ha dictado el auto de prueba y las partes han presentado sus medios de prueba, quedando a la espera que se dicte sentencia definitiva durante enero de 2013.

Atendido el estado del juicio, no es posible en este momento evaluar los probables resultados del mismo.

c) Carátula del Juicio : "Codelco Chile con E-CL S.A."
Tribunal arbitral : compuesto por tres miembros, pendiente de designación (arbitraje mixto).

Con fecha 23 de Mayo de 2012 Codelco Chile dio inicio al proceso de arbitraje contemplado en el Acuerdo de Resolución de Controversias (el "Acuerdo") respecto del Contrato de Suministro de Electricidad celebrado por éste y Electroandina S.A. (hoy E-CL en virtud de la fusión por absorción de la primera por la segunda) con fecha 6 de Noviembre de 2009 (el "Contrato"), por supuestas diferencias tarifarias entre las partes en la aplicación de dicho Contrato. Las partes entraron en el proceso de nombramiento del tribunal arbitral que, conforme a lo establecido en dicho Acuerdo, se compondrá de tres (3) árbitros. Cada una nombró un juez árbitro, sin embargo, no fue posible llegar a un acuerdo respecto del nombre del tercer integrante del tribunal arbitral, quedando la CAM con la responsabilidad de designar un árbitro. Actualmente, el tribunal arbitral se encuentra constituido.

d) E.CL S.A. ha enviado carta a la Sociedad Química y Minera S.A. ("SQM") dando inicio al proceso arbitral por las diferencias habidas entre las partes en relación al Contrato de Suministro de Energía Eléctrica celebrado entre éstas con fecha 12 de febrero de 1999 y sus modificaciones posteriores.

D) OTRAS CONTINGENCIAS

a) A la fecha se encuentran en tramitación diversas servidumbres ante la autoridad respectiva, las cuales aún no han sido concedidas. Estas servidumbres son las siguientes:
Línea de Transmisión Chapiquiña - Putre, Línea de Transmisión Capricornio - Alto Norte, Línea de Transmisión Capricornio - Antofagasta; Línea de Trasmisión El Negro-Soquimich; Línea de Arranque a subestación El Negro.

E) RESTRICCIONES

E-CL registra en sus libros la emisión de un bono por valor de USD 400.000.000,00 emitido en diciembre de 2010 conforme a las normas de la Regla "144-A" (Rule 144-A) y de la Regulación "S" (Regulation S). Dichos bonos consideran un plazo de 10 años con pago de intereses semestralmente y de capital a término. Dicho financiamiento no considera exigencias de tipo financiero, pero sí considera ciertas restricciones al otorgamiento de garantías por parte de la sociedad y de sus filiales, como asimismo restricciones a transacciones de tipo leaseback.

Por su parte, la filial Central Termoeléctrica Andina cuenta con un financiamiento de proyecto encabezado por el banco multilateral International Finance Corporation (IFC) y el banco de desarrollo alemán KfW. Dicho financiamiento considera, entre otras, restricciones al pago de dividendos por parte de dicha filial en tanto el proyecto de construcción de la planta no se declare terminado y en tanto la cobertura del servicio de la deuda (Debt Service Coverage Ratio) no sea igual o superior a 1.20 veces el valor de dicho servicio, como asimismo restricciones a la compra y venta de sus activos, a las obligaciones que puede asumir, al otorgamiento de garantías y al uso de los fondos que genere.

La Sociedad y sus filiales, para los ejercicios 2012 y 2011 cumplen con las restricciones exigidas.

GASODUCTO NORANDINO ARGENTINA S.A.

Contingencias

a) Contingencia por Impuesto a las Ganancias

A partir del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2002, la Sociedad abonó y contabilizó el impuesto a las ganancias considerando que son aplicables las normas de actualización monetaria previstas por la Ley del Impuesto a las Ganancias y, además, el 18 de junio de 2003 inició una acción declarativa de certeza constitucional cuya finalidad es obtener un pronunciamiento judicial que declare que se encuentra vigente el régimen de ajuste por inflación previsto en la Ley de Impuesto a las Ganancias o, en su defecto, que declare la inconstitucionalidad de cualquier norma que impida la aplicación del mencionado ajuste. El 27 de octubre de 2008 el Juez de Primera instancia dictó sentencia, rechazando la demanda. La mencionada sentencia fue apelada por la Sociedad el 18 de noviembre de 2008 ante la Cámara Federal de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo, quien el 11 de agosto de 2009 admitió el recurso de apelación interpuesto, revocó la sentencia de primera instancia e impuso costas por su orden. De este modo, la Cámara convalidó la aplicación del ajuste por inflación respecto del periodo fiscal 2002.

La mencionada sentencia aún no se encuentra firme dado que el Fisco Nacional habría interpuesto un recurso ordinario de apelación ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación.

Por otra parte, el 27 de octubre de 2006, la AFIP-DGI dictó la Resolución 99/2006 mediante la cual impugnó la Declaración Jurada del Impuesto a las Ganancias del periodo fiscal 2002 presentada por la Sociedad y como consecuencia de ello, determinó de oficio un ajuste en concepto de Impuesto a las Ganancias de US$ 3.728.682, liquidó intereses a esa fecha por US$ 3.180.565 y aplicó una multa por omisión por US$ 1.864.341. Con motivo de esta resolución la Sociedad presentó el 23 de noviembre de 2006 un recurso de apelación ante el Tribunal Fiscal de la Nación. Actualmente el expediente se encuentra en etapa probatoria.

Como es sabido, el ajuste por inflación es un tema que ha generado infinidad de causas judiciales y se han producido varios fallos favorables con sólidos fundamentos en distintos juzgados de primera instancia y cámaras federales.

En este contexto, el 3 de julio de 2009 la Corte Suprema de Justicia de la Nación resolvió una causa sobre el ajuste por inflación en el período fiscal 2002 (caso “Candy”) y lo hizo en forma favorable al contribuyente.

En la sentencia la Corte sostuvo lo siguiente

- Ratificó que la prohibición de ajustar por inflación es constitucionalmente válida, salvo que produzca un resultado confiscatorio.

- Consideró que se configuró la “confiscatoriedad” en el caso concreto y por ello permitió al contribuyente practicar el ajuste por inflación en el período fiscal 2002.

- Consideró que existía confiscatoriedad en el impuesto a las ganancias porque la diferencia entre el impuesto computado con y sin ajuste por inflación presentaba una desproporción de tal magnitud que permitía, razonablemente, concluir que la ganancia neta calculada conforme la ley vigente -sin ajuste- no representa adecuadamente la renta que pretende gravar la ley del impuesto.

- En ese caso concreto, consideró que la alícuota efectiva del impuesto, que representaba el 62% del resultado impositivo ajustado o el 55% de las utilidades contables ajustadas, insumía una porción sustancial de la renta, que excedía el límite razonable de imposición y que ello producía un supuesto de confiscatoriedad.

- Aclaró expresamente que tuvo en consideración que el ejercicio 2002 estuvo signado por un grave estado de perturbación económica, social y

política, que dio lugar a una de las crisis más graves de la historia contemporánea, que se vio reflejada en índices de precios que tuvieron una variación del 117,96% (índice de precios nivel mayorista) y 40,90% (índice de precios consumidor final). Meritó también la existencia de cambios económicos, el abandono de la convertibilidad y la variación del poder adquisitivo de la moneda.

La Sociedad y sus asesores legales consideran que lo decidido en el caso "Candy" por la Corte Suprema de Justicia de la Nación es aplicable a las causas que Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. tiene en trámite, puesto que las alícuotas efectivas del impuesto calculado sin ajuste por inflación, ya sea respecto del resultado impositivo ajustado, como de las utilidades contables, arrojan guarismos que exceden ampliamente el 55% y el 62% que el Máximo Tribunal considero confiscatorio (así se desprende de la pericia contable realizada en la acción declarativa y del informe de los peritos de parte presentados en el expediente del Tribunal Fiscal de la Nación). Así lo ha considerado también la Cámara Federal de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo, al aplicar la doctrina sentada en el caso "Candy" en la sentencia dictada el 11 de agosto de 2009 en la acción declarativa promovida por Gasoducto Nor Andino Argentina SA.

La Sociedad ha considerado prudente constituir una provisión total de US$ 3.941.100 y US$ 9.768.661 al 31 de diciembre de 2012 y 2011.

b) Modificaciones a las condiciones generales para el transporte de gas natural a Chile

En el mes de enero de 2007, la Compañía y su cliente chileno, Gasoducto Nor Andino S.A., modificaron las condiciones generales para el transporte de gas natural a Chile que rigen la relación entre ambas sociedades. Las modificaciones incluyeron, principalmente, una reducción de un diez por ciento de la capacidad diaria de gas reservada, a partir del 1 de marzo de 2007 y hasta el 31 de diciembre de 2009, que impactaron el monto de las ventas de los mencionados ejercicios en una proporción similar.

Posteriormente, en el mes de junio de 2009, ambas sociedades acordaron una nueva modificación a las condiciones generales, por la cual se redujo en aproximadamente un nueve por ciento adicional la capacidad diaria de gas reservada a partir del 1 de julio de 2009 hasta el 30 de septiembre de 2019.

CENTRAL TERMOELECTRICA ANDINA S.A.

Prendas sin Desplazamiento

a) Contratos de Prenda sin Desplazamiento sobre Equipos:

- Contrato de Prenda sin Desplazamiento, entre CTA y Banco Santander, por escritura pública de fecha 06 de marzo de 2009 otorgada en la notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo, Repertorio N° 2040-09, publicada en el Diario Oficial el 16 de marzo de 2009.

- Contrato de Prenda sin Desplazamiento, entre CTA y Banco Santander, por escritura pública de 28 de agosto de 2009 otorgada en la notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo, Repertorio N° 9676-09, publicada en el Diario Oficial de 01 de Octubre de 2009.

- Contrato de Prenda sin Desplazamiento, entre CTA y Banco Santander, por escritura pública de 01 de Marzo de 2010 otorgada en la notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo, Repertorio N° 2416-2010, publicada en el Diario Oficial de 15 de marzo de 2010.

- Contratos de Prendas sin Desplazamiento sobre Equipos (Modificación y Ampliación de Prendas sin Desplazamiento), entre CTA y el Banco Santander-Chile, por escritura pública de fecha 14 de junio de 2010 Repertorio N° 7.267-10, otorgada ante doña Verónica Torrealba Costabal, Notario Público Suplente del titular de la 33° Notaría de Santiago don Iván Torrealba Acevedo, publicada en el Diario Oficial de 01 de Julio de 2010.

- Contrato de Prenda sin Desplazamiento, entre CTA y el Banco Santander-Chile, por escritura pública de fecha 27 de agosto de 2010, Repertorio N° 11.090-10, otorgada ante doña Verónica Torrealba Costabal, Notario Público Suplente del titular de la 33° Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo, publicada en el Diario Oficial de 15 de septiembre de 2010.

b) Contrato de Prenda sin Desplazamiento sobre Carbón:

- Contrato de Prenda sin Desplazamiento (Inventario), entre CTA y el Agente de Garantías, por escritura pública de fecha 05 de agosto de 2010, Repertorio N° 10.129-10, otorgada ante doña Verónica Torrealba Costabal, Notario Público Suplente del Titular de la 33° notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo, cuyo extracto fue publicado en el Diario Oficial con fecha 01 de septiembre de 2010.

c) Contrato de Prenda Comercial sobre Dinero:

Contrato de Prenda Comercial sobre dinero de la Sociedad en Chile:

- Contrato de Prenda Comercial sobre Dinero, entre CTA y Banco Santander-Chile, por escritura pública de fecha 18 de febrero de 2009, Repertorio N° 1.555-09 otorgada en la Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo.

- Modificación y Ampliación de Prendas Comerciales, entre CTA y otros a Banco Santander-Chile, en su calidad de Agente de Garantías, por escritura pública de 20 de febrero de 2009, Repertorio N° 1.599-09, otorgada en la notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo.

- Modificación y Ampliación de Garantías, entre CTA y el Agente de Garantías, por escritura pública de fecha 14 de junio de 2010 Repertorio N° 7.269-10, otorgada ante doña Verónica Torrealba Costabal, Notario Público Suplente del titular de la 33° Notaría de Santiago don Iván Torrealba Acevedo.

Contrato de Prenda Comercial sobre Dinero de la Sociedad en Estados Unidos.

Amended and Restated Collateral Account Agreement, entre CTA, International Finance Corporation, KfW y Banco Santander Chile, otorgado por instrumento privado en idioma inglés de fecha 14 de junio de 2010.

d) Contratos de Prenda Comercial sobre Derechos:

CTA constituyó prenda sobre los derechos emanados de los contratos relevantes de la sociedad (Major Proyect Documents), de los cuales es titular.

- Contrato de Prenda Comercial sobre Derechos, entre CTA y Banco Santander Chile, por escritura pública de fecha 18 de Diciembre de 2008 Repertorio N° 16.736-08, otorgada ante doña Verónica Torrealba Costabal, Notario Público Suplente del titular de la 33° Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo.

- Contrato de Prenda Comercial sobre Derechos, entre CTA y Banco Santander Chile, por escritura pública de fecha 18 de Diciembre de 2008 Repertorio N° 16.738-08, otorgada ante doña Verónica Torrealba Costabal, Notario Público Suplente del titular de la 33° Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo.

- Contrato de Prenda Comercial sobre Derechos, entre CTA y Banco Santander Chile, por escritura pública de fecha 18 de Diciembre de 2008 Repertorio N° 16.740-08, otorgada ante doña Verónica Torrealba Costabal, Notario Público Suplente del titular de la 33° Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo.

- Contrato de Prenda Comercial sobre Derechos, entre CTA y Banco Santander Chile, por escritura pública de fecha 18 de Diciembre de 2008 Repertorio N° 16.742-08, otorgada ante doña Verónica Torrealba Costabal, Notario Público Suplente del titular de la 33° Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo.

- Contrato de Prenda Comercial sobre Derechos, entre CTA y Banco Santander Chile, por escritura pública de fecha 18 de Diciembre de 2008 Repertorio N° 16.744-08, otorgada ante doña Verónica Torrealba Costabal, Notario Público Suplente del titular de la 33° Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo.

- Contrato de Prenda Comercial sobre Derechos, entre CTA y Banco Santander Chile, por escritura pública de fecha 18 de Diciembre de 2008 Repertorio N° 16.746-08, otorgada ante doña Verónica Torrealba Costabal, Notario Público Suplente del titular de la 33° Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo.

- Contrato de Prenda Comercial sobre Derechos, entre CTA y Banco Santander Chile, por escritura pública de fecha 18 de Diciembre de 2008 Repertorio N° 16.748-08, otorgada ante doña Verónica Torrealba Costabal, Notario Público Suplente del titular de la 33° Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo.

- Contrato de Prenda Comercial sobre Derechos, entre CTA y Banco Santander Chile, por escritura pública de fecha 18 de Diciembre de 2008 Repertorio N°16.750-08, otorgada ante doña Verónica Torrealba Costabal, Notario Público Suplente del titular de la 33° Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo.

- Contrato de Prenda Comercial sobre Derechos, entre CTA y Banco Santander Chile, por escritura pública de fecha 18 de Diciembre de 2008 Repertorio N°16.752-08, otorgada ante doña Verónica Torrealba Costabal, Notario Público Suplente del titular de la 33° Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo.

- Contrato de Prenda Comercial sobre Derechos, entre CTA y Banco Santander Chile, por escritura pública de fecha 18 de Diciembre de 2008 Repertorio N°16.754-08, otorgada ante doña Verónica Torrealba Costabal, Notario Público Suplente del titular de la 33° Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo.

- Contrato de Prenda Comercial sobre Derechos, entre CTA y Banco Santander Chile, por escritura pública de fecha 18 de Diciembre de 2008 Repertorio N°16.758-08, otorgada ante doña Verónica Torrealba Costabal, Notario Público Suplente del titular de la 33° Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo.

- Contrato de Prenda Comercial sobre Derechos, entre CTA y Bco. Santander- Chile en su calidad de Agente de Garantías, por escritura pública de fecha 14 de junio de 2010 Repertorio N° 7.272-10, otorgada en la notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo.

- Modificación y Ampliación de Garantías, entre CTA y Banco Santander Chile, por escritura pública de fecha 14 de junio de 2010 Repertorio N° 7.269-10, otorgada ante doña Verónica Torrealba Costabal, Notario Público Suplente del titular de la 33° Notaría de Santiago don Iván Torrealba Acevedo.

e) Hipoteca:

Se constituyó hipoteca de primer grado y prohibiciones sobre el inmueble de propiedad de CTA ubicado en la ciudad de Mejillones, II Región de Antofagasta, denominado Lote A Dos y A Tres, inscrito a fojas 3.655 N° 4.143 del Registro de Propiedad del Conservador de Bienes Raíces de Antofagasta correspondiente al año 2008.

- Contrato de Hipoteca de Primer Grado, entre CTA y Banco Santander Chile, por escritura pública de fecha 18 de Diciembre de 2008 Repertorio N° 16.759-08, otorgada ante doña Verónica Torrealba Costabal, Notario Público Suplente del titular de la 33° Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo.

- Modificación y Ampliación de Hipoteca de Primer Grado, entre CTA y Banco Santander Chile, por escritura pública de fecha 06 de febrero de 2009, Repertorio N° 1.307-09, otorgada en la Notaría de Santiago de Iván Torrealba Acevedo.

- Segunda Modificación y Ampliación de Hipoteca de Primer Grado entre CTA y Banco Santander Chile, por escritura pública de fecha 14 de junio de 2010 Repertorio N° 7.271-10, otorgada ante doña Verónica Torrealba Costabal, Notario Público Suplente del Titular de la 33° Notaría de Santiago don Iván Torrealba Acevedo.

GARANTÍAS OTORGADAS POR LOS ACCIONISTAS DE CTA

a) Contratos de Prenda Comercial sobre Acciones:

- Contrato de Prenda Comercial sobre acciones, entre Electropacífico Inversiones Limitada, Inversiones Eléctricas Capricornio Limitada y Banco Santander Chile, por escritura pública de fecha 18 de Diciembre de 2008, Repertorio N° 16.760-08 otorgada en la Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo.

- Modificación y Ampliación de Prendas Comerciales y Prohibiciones, entre CTA y Banco Santander Chile, por escritura pública de 06 de febrero de 2009, Repertorio N° 1.308-09, otorgada en la Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo.

- Modificación y Ampliación de Prenda y Promesa de Prenda, entre CTA y Banco Santander Chile, otorgada por escritura pública de fecha 06 de febrero de 2009, Repertorio N° 1.309-09, otorgada en la Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo.

- Contrato de Prenda Comercial sobre Acciones emitidas por Central Termoeléctrica Andina S.A. de Inversiones Eléctricas Capricornio Limitada a Banco Santander- Chile, en su calidad de Agente de Garantías, otorgada por escritura pública de fecha 06 de febrero de 2009, Repertorio N° 1.311-09, otorgada en la Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo.

- Modificación y Ampliación de Prendas Comerciales, entre CTA y otros a Banco Santander-Chile, en su calidad de Agente de Garantías, por escritura pública de fecha 20 de Febrero de 2009, Repertorio N° 1.599-09, otorgada en la Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo.

- Emisión y Canje de Títulos Accionarios, Modificación y Ampliación de Prendas Comerciales Sobre Acciones, entre E.CL S.A., DISTRINOR y el Agente de Garantías, por escritura pública de fecha 14 de junio de 2010, Repertorio N° 7.268-10 otorgada ante doña Verónica Torrealba Costabal, Notario Público Suplente del titular de la 33° Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo.

b) Contratos de Prendas Comerciales sobre Derechos:

- Contrato de Prenda Comercial sobre Derechos, entre Suez Energy Andino S.A. y Banco Santander Chile, por escritura pública de 18 de diciembre de 2008, Repertorio N° 16.754-08, otorgada ante doña Verónica Torrealba Costabal, Notario Público Suplente del titular de la 33° Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo.

- Contrato de Prenda Comercial sobre Derechos, entre Suez Energy Andino S.A. y Banco Santander Chile, por escritura pública de fecha 25 de agosto de 2009, Repertorio N° 9.414-09, otorgada en la Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo.

- Contrato de Prenda Comercial sobre Derechos, entre Suez Energy Andino S.A. y Banco Santander Chile, por escritura pública de fecha 25 de agosto de 2009, Repertorio N° 9.414-09, otorgada en la Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo.

- Alzamiento de Prenda Comercial y Contrato de Prenda Comercial sobre Derechos, entre Suez Energy Andino S.A. y Banco Santander-Chile, por escritura pública de 30 de octubre de 2009, Repertorio N° 12.951, otorgada en la Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo.

- Contrato de Prenda Comercial sobre Derechos, entre Suez Energy Andino S.A. y Banco Santander Chile, por escritura pública de fecha 25 de noviembre de 2009, Repertorio N° 14.371-09, otorgada en la Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo.

- Contrato de Prenda Comercial sobre Derechos, entre E.CL S.A., antes denominada Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A. y Banco Santander Chile, por escritura pública de fecha 19 de abril de 2010 Repertorio N° 4.449-10, otorgada en la notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo.

- Contrato de Prenda Comercial sobre Derechos, entre E.CL S.A. y Banco Santander Chile, por escritura pública de fecha 09 de junio de 2010, Repertorio N°

7.093-10, otorgada ante doña Verónica Torrealba Costabal, Notario Público Suplente del titular de la 33º Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo.

NOTA 28
CAUCIONES OBTENIDAS DE TERCEROS

Nombre		31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
A favor de E.CL S.A.			
Redecam Group SRL	Garantía contrato proyecto filtro mangas CTM	462	1.484
Siemens Manufacturing S.A.	Garantía correcto funcionamiento de equipos	162	162
B.Bosch S.A.	Garantizar período de garantía	616	0
Siemens S.A.	Garantía correcto funcionamiento de equipos	1.942	0
Ultraport	Garantía contrato de servicios	428	
Invensys Chile S.A.	Garantía contrato de servicios	0	77
Geminis Ltda	Garantía fiel cumplimiento contrato	138	0
Cía. Petroleos de Chile S.A.	Garantía contrato suministro de combustible	0	429
Servicios Maritimos y Transportes Ltda.	Garantía cumplimiento contrato manejo de carbón	0	202
ABB S.A.	Garantía contrato de servicios	45	0
Lausanne Terein Ing.	Garantía fiel cumplimiento contrato	248	593
Soc. de Mantención Cons. y Rep S.A..	Garantía contrato control de acceso	118	0
Sigdoscaf S.A.	Garantía contratos de servicios	78	0
Puente Alto Ingenieria y Serv.Ltda.	Garantía construcción S/E El Cobre	0	719
Silvio Cuevas	Garantía fiel cumplimiento contrato	61	0
Varios	Cumplimiento de contratos en general	3.117	1.000
Sub total		**7.415**	**4.666**
A favor de Electroandina S.A.			
Soc.Marítima Somarco Ltda.	Contrato servicios cancha carbón	71	0
Soc. de Mantención Cons y Rep S.A.	Garantía fiel cumplimiento de contrato	61	0
Freddy Pizarro Díaz	Garantía fiel cumplimiento de contrato	63	0
Cía. Petroleos de Chile S.A.	Garantía contrato suministro de combustible	0	1.259
Empresa Constructora Tocopilla	Garantía Obras Demolición, Extracción y relleno área unidades UU1-8 electroandina CTT	0	169
Ingenieria, Construccion y Arquitectura IKA	Garantia fiel cumplimiento de contrato	0	112
Sigdoscaf S.A.	Garantía contrato planta GNV Tocopilla primera etapa	0	153
Redecam Group SRL	Garantia fiel cumplimiento de contrato	0	140
Emaresa Ingenieros y representaciones	Garantía fiel cumplimiento de contrato	94	0
Varios	Cumplimiento de contratos en general	65	626
Sub total		**354**	**2.459**
A favor de Central Termoeléctrica Andina S.A.			
Cobra Chile Servicios S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato (25%)	34.419	34.735
Skanska	Garantizar fiel cumplimiento de contrato CTA 05/09	24	1.002
PHB	Garantizar fiel cumplimiento de contrato (15%)	2.386	2.973
Sub total		**36.829**	**38.710**
A favor de Distrinor S.A.			
Sociedad OGM Mecánica Integral S.A.	Fiel cumplimiento contrato planta GNV Tocopilla	0	177
Instrumentación y Termoingeniería S.A.	Fiel cumplimiento del contrato	0	107
B y B Contrucción S.A.	Fiel cumplimiento del contrato	0	17
Sub total		**0**	**301**
A favor de Inversiones Hornitos S.A.			
Cobra Chile Servicios S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	31.636	30.665
Sub total		**31.636**	**30.665**
Total		**76.234**	**76.801**

NOTA 29
MONEDA EXTRANJERA

Activos	Moneda	31-12-2012 MUS$	31-12-2011 MUS$
Activos Corrientes			
Efectivo y Efectivo Equivalente	US$	77.945	91.350
Efectivo y Efectivo Equivalente	$ no reajustable	1.821	1.696
Efectivo y Efectivo Equivalente	Euro	433	1
Efectivo y Efectivo Equivalente	Peso Argentino	4.025	524
Efectivo y Efectivo Equivalente	Otras Monedas	1	1
Activos por impuestos corrientes	$ no reajustable	1.096	720
Activos por impuestos corrientes	US$	57.137	51.769
Inventarios	$ no reajustable	87.651	62.220
Inventarios	US$	31.214	54.371
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas	$ no reajustable	1.991	360
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas	US$	19.550	53.622
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas	Peso Argentino	0	9
Otros Activos No Financieros	$ no reajustable	39.972	53.936
Otros Activos No Financieros	US$	20.814	13.092
Otros Activos No Financieros	UF	88	54
Otros Activos No Financieros	Peso Argentino	1.287	913
Otros Activos No Financieros	Euro	8.559	12.437
Otros Activos No Financieros	Otras Monedas	2.768	2.865
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	US$	137.822	96.619
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	$ no reajustable	27.473	37.802
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Euro	21	3
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	UF	103	75
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Peso Argentino	13	12
Otros Activos Financieros, Corriente	US$	84.411	87.317
Otros Activos Financieros, Corriente	$ no reajustable	15.473	11.675
Activos, No Corrientes			
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente	US$	68.445	0
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto,	US$	4.400	13.397
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto,	UF	33	36
Otros Activos, No Corriente	$ no reajustable	2.542	1.599
Otros Activos, No Corriente	US$	2.660	2.687
Activos por Impuestos Diferidos	US$	38.723	29.461
Activos Intangibles distintos de la plusvalía	US$	300.016	313.818
Plusvalía	US$	25.099	25.099
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	US$	1.827.617	1.791.474
Subtotal	**US$**	**2.695.853**	**2.624.076**
	$ no reajustable	**178.019**	**170.008**
	Euro	**9.013**	**12.441**
	UF	**224**	**165**
	Peso Argentino	**5.325**	**1.458**
	Otras Monedas	**2.769**	**2.866**
Activos, Total		**2.891.203**	**2.811.014**

Pasivos, Corrientes	Moneda	Hasta 90 días 31-12-2012 MUS$	Hasta 90 días 31-12-2011 MUS$	90 días a 1 año 31-12-2012 MUS$	90 días a 1 año 31-12-2011 MUS$
Pasivos Corrientes en Operación, Corriente					
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	$ no reajustable	3.415	51.931	0	0
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	US$	27.573	0	0	15.683
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	Peso Argentino	0	51	0	0
Pasivos por Impuestos Corrientes	Peso Argentino	0	298	3.260	0
Pasivos por Impuestos Corrientes	US$	0	21.805	18.901	19.193
Otros Pasivos No Financieros	Peso Argentino	0	69	0	0
Otros Pasivos No Financieros	$ no reajustable	6.484	1.543	0	0
Otros Pasivos No Financieros	US$	0	48	0	0
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	Euro	20.413	16.007	0	0
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	$ no reajustable	54.194	25.957	0	0
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	Otras monedas	1.181	1.226	0	0
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	Peso Argentino	499	912	0	0
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	US$	49.594	71.242	7.960	0
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	UF	1.970	2.491	0	0
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	Yen	2.146	688	0	0
Provisión por Beneficios a los Empleados, Corrientes	$ no reajustable	11.740	13.182	0	0
Otros Pasivos financieros	US$	10.216	10.194	10.363	7.691
Subtotales	**US$**	**87.383**	**103.289**	**37.224**	**42.567**
	$ no reajustable	**75.833**	**92.613**	**0**	**0**
	Euro	**20.413**	**16.007**	**0**	**0**
	UF	**1.970**	**2.491**	**0**	**0**
	Yen	**2.146**	**688**	**0**	**0**
	Peso Argentino	**499**	**1.330**	**3.260**	**0**
	Otras Monedas	**1.181**	**1.226**	**0**	**0**
Pasivos Corrientes, Total		**189.425**	**217.644**	**40.484**	**42.567**

Pasivos, No Corrientes	Moneda	1 a 3 años 31-12-2012 MUS$	1 a 3 años 31-12-2011 MUS$	3 a 5 años 31-12-2012 MUS$	3 a 5 años 31-12-2011 MUS$	Más de 5 años 31-12-2012 MUS$	Más de 5 años 31-12-2011 MUS$
Otros Pasivos No Financieros	US$	3.739	2.634	0	0	0	0
Pasivos por Impuestos Diferidos	US$	80.486	70.662	19.933	46.197	87.081	52.714
Otros Pasivos Financieros, No Corrientes	US$	37.330	13.589	36.256	19.778	700.576	652.136
Obligación por Beneficios Post Empleo, No Corriente	$ no reajustable	0	0	0	0	610	572
Otras Provisiones	$ no reajustable	0	0	0	0	42	38
Otras Provisiones	US$	5.218	4.959	259	0	647	0
Otras Provisiones	Peso argentino	3.941	9.769	0	0	0	0
Subtotal	**US$**	**126.773**	**91.844**	**56.448**	**65.975**	**788.304**	**704.850**
	$ no reajustable	**0**	**0**	**0**	**0**	**652**	**610**
	Peso argentino	**3.941**	**9.769**	**0**	**0**	**0**	**0**
Pasivos, No Corrientes, Total		**130.714**	**101.613**	**56.448**	**65.975**	**788.956**	**705.460**

NOTA 30
GESTION DE RIESGOS

La sociedad y sus filiales, como partícipe del mercado eléctrico del norte grande, se encuentra expuesta a factores de riesgo ligados al proceso de generación de electricidad, y además a riesgos financieros.

30.1 RIESGOS DEL PROCESO PRODUCTIVO (GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA)

Dentro del ciclo productivo de generación y distribución de electricidad, la sociedad ha identificado como factores de riesgos, los siguientes:

a.- Restricciones medioambientales

El aumento en las restricciones por emisiones ambientales a raíz de la publicación en el mes de diciembre de 2010 del Anteproyecto de Normas de Emisiones para Termoeléctricas. Este anteproyecto contempla fuertes exigencias en los límites de emisión de material particulado y gases producto de la generación con combustibles sólidos y líquidos. La sociedad se ve altamente impactada por estas nuevas normas, ya que por el año de fabricación de algunas de sus unidades a carbón, éstas no cuentan con la tecnología adecuada y será necesario evaluar la conveniencia de efectuar las inversiones que requieren para cumplir con las futuras normas de emisiones

b.- Disponibilidad de unidades generadoras

El principal riesgo de la sociedad, continúa siendo la alta dependencia económica de la disponibilidad de sus unidades generadoras a carbón. Las eventuales fallas en estas unidades significan elevados costos en la energía de reemplazo o en compras al mercado spot. Esta dependencia de la generación con carbón ha disminuido en forma importante al incorporar al sistema la Central Tamaya con 103,68 MW brutos de capacidad de generación en base a fuel oil. Esta central, que se incorporó al SING en el mes de julio de 2009, permite a la sociedad mantener costos de operación más controlados cuando se producen fallas en sus unidades más económicas o cuando éstas salen del despacho o entran en mantención.

30.2 Objetivos y política de gestión de riesgo financiero

La estrategia de gestión de riesgos financieros del grupo está orientada a resguardar la estabilidad y sustentabilidad de ECL en relación a todos aquellos componentes de incertidumbre financiera o eventos de riesgos relevantes.

Los eventos de riesgos financieros, se refieren a las situaciones en las que ECL está expuesto a condiciones de incertidumbre financiera, clasificando los mismos según las fuentes de incertidumbre y los mecanismos de transmisión asociados.

El proceso de gestión del riesgo financiero comprende la identificación, evaluación, medición y control de estos eventos. El responsable del proceso de gestión de riesgos es la administración, especialmente las gerencias de Finanzas y Comercial.

Las principales posiciones de la sociedad son pasivos financieros (sin considerar los productos derivados), que se componen de obligaciones con bancos, obligaciones bancarias sindicadas y la emisión de un Bono 144-A Reg.S en el mercado internacional. El objetivo principal de estas obligaciones es financiar los proyectos de construcción, el prepago de deuda con empresas relacionadas y para fines generales.

Adicionalmente la sociedad mantiene cuentas por cobrar y por pagar de corto plazo, además de depósitos, fondos mutuos y efectivo o efectivo equivalente, que provienen directamente de la operación.

La sociedad no mantiene activos de negociación ni activos disponibles para la venta, sin embargo, ha entrado en contratos de productos derivados para cubrir el riesgo de tasas de interés de sus pasivos financieros a tasa variable.

La sociedad y sus filiales se encuentran expuesto al riesgo de mercado, principalmente por los movimientos de las tasas de interés de referencia de los activos y pasivos financieros que se mantienen en balance, y al riesgo de tipo de cambio, que proviene de posiciones y transacciones en monedas distintas a la moneda funcional de la sociedad y sus filiales.

Respecto al riesgo de crédito al que se encuentra expuesto la sociedad y sus filiales, éste es generado por las cuentas por cobrar a clientes e inversiones de corto plazo de los excedentes de caja. Sin embargo, el riesgo de crédito se ha mitigado de manera importante, ya que los clientes son principalmente importantes compañías del rubro minero y por las estrictas políticas de aceptación y evaluación de clientes. En el caso de las inversiones a corto plazo, de acuerdo a la política de inversiones del grupo, sólo es posible realizar inversiones en bancos con un alto rating externo o sólido perfil crediticio.

Finalmente, el riesgo de liquidez está relacionado con las necesidades de fondos para hacer frente a las obligaciones de pago. El objetivo de la sociedad es mantener un equilibrio entre disponibilidad de fondos y flexibilidad financiera a través de flujos operacionales normales, préstamos, inversiones de corto plazo y líneas de crédito. La gestión de riesgos financieros es supervisada directamente por la administración de la sociedad.

Respecto a los productos derivados utilizados para la administración del riesgo, estos son gestionados por un equipo de especialistas que tienen las habilidades, experiencia y supervisión apropiadas. La política de la sociedad y sus filiales no permite el trading con productos derivados.

Finalmente, el directorio revisa y acepta las políticas para administrar los riesgos de mercado. A continuación se resume la gestión de riesgo de mercado de la sociedad y sus filiales.

Riesgo de mercado

El riesgo de mercado es el riesgo de que el valor justo de los flujos de caja futuros de un instrumento financiero fluctúe debido a cambios en los precios del mercado. Por su parte, éste se compone de cuatro tipos de riesgo: riesgo de tasas de interés, riesgo de tipo de cambio, riesgo de “commodities” y otros riesgos de precios (como el precio de acciones).

Los instrumentos financieros expuestos al riesgo de mercado son principalmente préstamos y obligaciones bancarias, depósitos a plazo y fondos mutuos, cuentas por pagar y cuentas por cobrar e instrumentos financieros derivados.

Riesgo de tasas de interés

El riesgo de tasas de interés, es el riesgo generado por cambios en el valor justo de los flujos de caja en los instrumentos financieros del balance, debido a los cambios de las tasas de interés del mercado. La exposición al riesgo de tasa de interés se produce principalmente por la deuda a largo plazo a tasas de interés flotante.

La sociedad y sus filiales administran el riesgo de tasas de interés a través de coberturas con Interest Rate Swaps (IRS), con los que el grupo acepta intercambiar, en forma periódica, un monto generado por las diferencias entre una tasa fija y una tasa variable calculadas sobre un nocional acordado. Con esta estrategia, el grupo cambió de manera sintética la deuda de tasa variable a fija.

Al 31 de diciembre de 2012, luego de tomar en cuenta el efecto de los swaps de tasas de interés, el 92,4% de la deuda financiera del grupo se encuentra denominado a tasa fija.

Posición neta:

	31-12-2012	31-12-2011
Tasa de interes fijo	80,95%	92,4%
Tasa de interés variable	19,05%	7,6%
Total	**100%**	**100%**

De acuerdo a la estructura vigente, al cierre de los estados financieros, no se realizó ningún análisis de sensibilidad para este riesgo de tasas de interés.

Riesgo de tipo de cambio

El riesgo de tipo de cambio, es el riesgo que el valor justo de los flujos de caja futuros de un instrumento financiero fluctúe debido a las variaciones de los tipos de cambio.

La moneda funcional y de presentación de la sociedad es el dólar de Estados Unidos dado que los ingresos, costos e inversiones en equipos son principalmente determinados en base a esta moneda. El riesgo de tipo de cambio está asociado a ingresos, costos, inversiones de excedentes de caja, inversiones en general y deuda denominada en moneda distinta al dólar de Estados Unidos.

Asimismo, el grupo posee una exposición a la inflación chilena, producida por impuestos por recuperar de CTA y CTH denominando en UTM, monto que disminuyó en un 50% debido de una devolución de dichos impuestos que realizó Tesorería en el mes de mayo de 2011.

Con el fin de disminuir la exposición a la volatilidad del tipo de cambio, el grupo definió en la Política de Inversiones de Recursos Financieros, que al menos el 80% de los excedentes de caja deben ser invertidos en dólares de Estados Unidos. Esta política permite realizar una cobertura natural de los compromisos u obligaciones en dólares.

Finalmente, el directorio definió que los ingresos y costos de operación se denominen en dólares de Estados Unidos, produciendo una cobertura natural al compensar los flujos de caja de ingresos y costos y disminuyendo la compra de dólares spot.

La exposición del grupo a otras monedas extranjeras no es material.

Los movimientos por tipo de cambio no afectan al patrimonio del grupo, ya que no se mantienen coberturas contables de flujos de caja ni de inversiones netas en el exterior.

Riesgo del precio de commodity

El grupo está expuesto a la volatilidad de ciertos commodities, ya que, principalmente sus actividades de generación requieren un suministro continuo de combustibles.

Debido a la gran volatilidad del precio de los commodities, el grupo desarrolló una estrategia de administración de riesgo de precio, para mitigar la mencionada exposición, por medio de la indexación de sus contratos.

Dado que la compañía posee coberturas al precio de los commodities, su exposición al riesgo de commodities es menor, por lo que no se realizan análisis de sensibilidad.

Riesgo de precio de acciones

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 ECL y sus filiales no poseen inversiones en instrumentos de patrimonio.

Riesgo de crédito

El riesgo de crédito es el riesgo de que una contraparte no cumpla con sus obligaciones contractuales definidas para los instrumentos financieros o contratos con cliente, produciendo una pérdida. El riesgo de crédito tiene relación directa con la calidad crediticia de las contrapartes con que ECL y sus filiales establecen relaciones comerciales. Con respecto a los deudores por venta, las contrapartes de ECL y sus filiales son principalmente compañías

mineras y generadoras de elevada solvencia. Con respecto a los activos financieros y derivados, las inversiones se ejecutan con entidades locales y extranjeras con clasificación nacional e internacional mayor o igual a AA. Así mismo, los instrumentos derivados se ejecutan con bancos nacionales e internacionales de primer nivel.

Deudores por Venta

El riesgo de crédito es administrado por cada unidad de negocio sujeto a la política, procedimientos y controles establecidos por el grupo, relacionado a la administración del riesgo de crédito de los clientes. Los límites de crédito están establecidos para todos los clientes basados en las políticas internas, los cuales son evaluados en forma periódica.

Los deudores por venta son monitoreados en forma regular en función de los precios internacionales de los minerales, en el caso de las mineras; y para las compañías generadoras, en función de su capacidad de generación versus la deuda. El deterioro o impairment es analizado en cada fecha de reporte de manera individual para todos los clientes relevantes. La exposición máxima al riesgo de crédito a la fecha de reporte es el valor corriente de los deudores por venta. El grupo ha evaluado que la concentración de riesgo con respecto a los deudores por venta como nivel bajo, ya que los clientes son principalmente compañías mineras y generadoras de elevada solvencia.

Activos Financieros y Derivados

El riesgo de crédito al que se encuentra expuesto el grupo, por las operaciones de inversión con bancos e instituciones financieros en depósitos a plazo, fondos mutuos y efectivos, es administrado por la gerencia de finanzas de acuerdo con la política del grupo.

Las inversiones sólo pueden ser realizadas con contrapartes autorizadas y dentro de los límites de créditos asignados por contraparte. Los límites de crédito para cada contraparte son revisados por el directorio de manera anual, y pueden ser actualizados durante el año sujeto a la aprobación del comité financiero. Los límites son establecidos para minimizar la concentración de riesgos, y por lo tanto mitigar las pérdidas ante un potencial incumplimiento de las contrapartes.

Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez está relacionado con las necesidades de fondos para hacer frente a las obligaciones de pago. El objetivo de la sociedad es mantener un equilibrio entre disponibilidad de fondos y flexibilidad financiera a través de flujos operacionales normales, préstamos, inversiones de corto plazo y líneas de crédito. La sociedad evalúa en forma recurrente la concentración de riesgo con respecto al refinanciamiento de deudas y concluido que es bajo.

Administración de capital

El patrimonio incluye acciones ordinarias y resultado acumulado, entre otros. No se han emitido instrumentos de patrimonio como acciones preferentes, bonos convertibles u otros instrumentos híbridos.

El objetivo principal de la administración del patrimonio de la sociedad es asegurar la mantención del rating de crédito y buenos ratios de capital, para apoyar su negocio y maximizar el valor para los accionistas de la empresa.

Se mantienen las dos calificaciones con grado de inversión por parte de agencias internacionales en BBB- por Standard & Poors y Fitch Ratings, ambos con perspectivas estables.

NOTA 31
COMBINACION DE NEGOCIOS

ADQUISICIÓN DE SUBSIDIARIAS Y PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS

Combinación de negocios

Con fecha 29 de Diciembre de 2009, compañías del Grupo GDF Suez ("SEA") y Codelco, firmaron un acuerdo para fusionar la Compañía (entidad continuadora), con Inversiones Tocopilla 1. Inversiones Tocopilla 1 es un vehículo creado para efectos de la fusión, que considera las inversiones que SEA y Codelco tenían en Electroandina S.A., Central Termoeléctrica Andina S.A., Inversiones Hornitos S.A., Gasoducto Nor Andino S.A. y Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.

Como consecuencia de la fusión, la Compañía pasa a ser controlador de Central Termoeléctrica Andina S.A., Gasoducto Nor Andino S.A. y Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. Además será propietaria y operadora de los activos de Electroandina S.A.

El valor justo de la adquisición fue determinado mediante la valorización del 100% de los activos entregados en la transacción y los pagos realizados, a la fecha de la transacción. Se utilizó el enfoque de Mercado, que consiste en la actualización de los flujos de caja futuros, actualizados a la tasa de descuento representativa del riesgo de cada activo, las que oscilaban en rangos entre 7% a 8% anual.

El valor justo de los activos fijos se determinó como los valores de reposición ajustados por su vida útil funcional o de mercado. La tasación de los activos fijos fue desarrollada por especialistas externos.

Los activos intangibles, principalmente contratos con clientes, se valorizaron mediante la metodología del MEEM ("Multi Excess Earning Method") que considera el valor de las relaciones contractuales con clientes como el valor presente de los flujos de fondos excedentes que genera el activo intangible durante su vida útil, una vez deducidos los flujos de fondos asociados al resto de los activos operativos tangibles e intangibles existentes, descontados a una tasa de descuento representativa del riesgo de cada activo, las que oscilaban en rangos entre 8% a 9% anual.

La siguiente tabla resume las clases principales de contraprestación transferidas, y los montos reconocidos de activos adquiridos y los pasivos asumidos a la fecha de adquisición.

	31-12-2012 MUS$
Valor justo de adquisición	**1.221.197**
Activos identificables adquiridos y pasivos asumidos	
Activo neto	902.929
Valor Justo Propiedades, planta y equipo	37.466
Activos Intangibles	315.750
Pasivos por impuestos diferidos	(60.047)
Subtotal	**1.196.098**
Plusvalía (Goodwill)	**25.099**

NOTA 32
DERIVADOS Y OPERACIONES DE COBERTURA

El monto de los contratos valorizados al 31 de diciembre de 2012 asciende a MUS$ 35.815 y se presentan en el Pasivo No Corriente, en el rubro Préstamos que Devengan Intereses No Corrientes. Las coberturas corresponden a flujos de efectivo.

	31-12-2012			31-12-2011		
		Pasivo			Pasivo	
	Nº Contratos	Corriente MUS$	No Corriente MUS$	Nº Contratos	Corriente MUS$	No Corriente MUS$
Activos financieros a valor justo con cambios en resultados	0	0	0	0	0	0
Activos de cobertura	6	0	35.815	6	0	32.574
TOTAL	**6**	**0**	**35.815**	**6**	**0**	**32.574**

Descripción de los contratos											Cuenta Contable que afecta Año 2012				
							Partida o transacción				Activo/(Pasivo)	Efecto en resultado			
Sociedad	Tipo de derivado	Tipo de contrato	Valor del contrato MUS$	Plazo de vencimiento	Item Específico	Posición	Nombre	Monto MUS$	Valor partida protegida MUS$	Nombre	Monto MUS$	Realizado MUS$	No Realizado MUS$	Año 2011 MUS$
Central Térmica Andina S.A.	S	CCTE	39.375	15-06-2025	Tasa de interés	C	Obligaciones con Banco	38.993	38.993	Swap	(5.503)	0	0	(4.921)
Central Térmica Andina S.A.	S	CCTE	39.375	15-06-2025	Tasa de interés	C	Obligaciones con Banco	38.993	38.993	Swap	(5.472)	0	0	(4.887)
Central Térmica Andina S.A.	S	CCTE	45.000	15-06-2025	Tasa de interés	C	Obligaciones con Banco	44.564	44.564	Swap	(7.063)	0	0	(6.467)
Central Térmica Andina S.A.	S	CCTE	45.000	15-06-2025	Tasa de interés	C	Obligaciones con Banco	44.564	44.564	Swap	(7.063)	0	0	(6.467)
Central Térmica Andina S.A.	S	CCTE	37.500	15-06-2025	Tasa de interés	C	Obligaciones con Banco	37.136	37.136	Swap	(5.986)	0	0	(5.499)
Central Térmica Andina S.A.	S	CCTE	30.000	15-06-2025	Tasa de interés	C	Obligaciones con Banco	29.709	29.709	Swap	(4.728)	0	0	(4.333)
Totales											**(35.815)**	**0**	**0**	**(32.574)**

Los contratos de derivados han sido tomados para proteger la exposición al riesgo de tasa de interés. En el caso de los Swaps en que la compañía no cumpla con los requerimientos formales de documentación para ser calificados como de instrumentos de cobertura, los efectos son registrados en resultados.

En el caso de los Swaps que califican como de cobertura de flujos de caja, los flujos están asociados al pasivo de los créditos con el Banco IFC, revelado en Nota 17.

Los instrumentos financieros registrados a valor justo en el estado de situación financiera se clasifican de acuerdo a su valor justo, según las jerarquías reveladas en Nota 2.8 y 2.14.

EFECTIVIDAD DE LA COBERTURA - PROSPECTIVA

La efectividad de la cobertura deberá ser medida en forma prospectiva, simulando diferentes escenarios en la curva de tasas de interés USD-Libor, utilizando el método del "derivado hipotético", el cual consiste en estructurar un derivado de forma tal, que sea 100% efectivo en la cobertura del crédito sindicado. Los cambios del valor justo del derivado hipotético serán comparados con los cambios en el valor justo del "derivado real", el cual corresponde al que la Sociedad obtuvo en el mercado para cubrir el objeto de cobertura. El cociente del cambio en ambos valores justos atribuibles al riesgo cubierto, se deberá encontrar dentro del rango 80% - 125% a lo largo de la vida de la cobertura, para cumplir con la norma especificada en la IAS 39 de IFRS. Esta prueba se lleva a cabo en cada cierre contable, simulando diferentes escenarios en la curva de tasas de interés USD Libor, los cuales se detallan a continuación:

Escenario 1: +10 bps.
Escenario 2: +25 bps.
Escenario 3: +50 bps.

Los resultados obtenidos avalan que la efectividad esperada de la cobertura es alta ante cambios de los flujos de efectivo atribuibles al riesgo cubierto (tasa USD Libor), logrando satisfactoriamente la compensación.

EFECTIVIDAD DE LA COBERTURA - RETROSPECTIVA

La efectividad de la cobertura deberá ser medida de forma retrospectiva constantemente, utilizando el método del derivado hipotético. Esta efectividad debe ser medida evaluando los cambios en el valor razonable del derivado hipotético y del derivado real, considerando los cambios reales ocurridos en el mercado de los inputs utilizados para la valoración. Este test deberá ser llevado a cabo en cada cierre contable.

INEFECTIVIDAD DE LA COBERTURA

La inefectividad en la cobertura corresponde a la diferencia entre el valor razonable del derivado real y del derivado hipotético, la cual deberá ser reconocida como utilidad o pérdida en los estados de resultados del periodo de medición. Si el porcentaje de efectividad llegara a caer fuera del rango 80% - 125% permitido por la norma, el derivado deja de calificar como derivado de cobertura, quedando éste como derivado de negociación y se deberá reconocer el valor justo y todos los cambios futuros en resultados.

4 CARTA DEL PRESIDENTE

10 IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD

16 PROPIEDAD Y CONTROL

20 ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL

32 NEGOCIO DE LA COMPAÑÍA

50 PROYECTOS

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012

La siguiente sección tiene por objeto analizar y explicar las principales variaciones ocurridas en los Estados Financieros Consolidados de E.CL S.A. en el ejercicio 2012. A continuación se presenta un resumen de la información contenida en dichos Estados.

La Sociedad, a contar del 1º de enero de 2004, inició su contabilidad en dólares estadounidenses.

En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 27 de Abril de 2010, se acordó sustituir el nombre de la Sociedad por "E.CL S.A."

E.CL participa en la generación, transmisión y suministro de electricidad y en la distribución y transporte de gas natural en el norte de Chile. E.CL es el cuarto mayor generador de electricidad de Chile y el mayor generador de electricidad en el Sistema Interconectado del Norte Grande ("SING"), el segundo mayor sistema interconectado del país. Al 31 de diciembre de 2011, E.CL mantenía un 47% de la capacidad de generación instalada del SING. E.CL abastece electricidad directa y primordialmente a grandes clientes mineros e industriales. A partir de enero de 2012, E.CL comenzó a abastecer la totalidad de las necesidades de suministro de electricidad de EMEL, el único grupo de distribución eléctrica en el SING. El 29 de diciembre de 2009, como resultado de la fusión de la compañía con Inversiones Tocopilla I S.A., E.CL adquirió otros activos de generación eléctrica en el Norte Grande, incluyendo Electroandina, Central Termoeléctrica Andina, el 60% de Central Termoeléctrica Hornitos, y las compañías de transporte de gas, GNAA y GNAC. Actualmente, E.CL pertenece en un 52,77% a IPR GDF Suez, una compañía listada en la Bolsa de Londres y a su vez controlada en un 70% por GDF Suez. El 47,23% restante de las acciones de E.CL se transa públicamente en la Bolsa de Comercio de Santiago a partir del 28 de enero de 2011, fecha en que Codelco vendió el 40% de participación accionaria que tenía en E.CL. Para mayor información, por favor diríjase a www.e-cl.cl.

E.CL REPORTÓ UNA UTILIDAD NETA DE US$12,6 MILLONES EN EL CUARTO TRIMESTRE Y DE US$ 56,2 MILLONES EN EL AÑO 2012

EL EBITDA ALCANZÓ US$38,4 MILLONES EN EL TRIMESTRE Y US$238,9 MILLONES EN EL AÑO. ÉSTE SE VIO AFECTADO PRINCIPALMENTE POR LA DISMINUCIÓN DE INGRESOS NO RECURRENTES, EL DESCALCE TEMPORAL ENTRE INGRESOS Y COSTOS DE LOS CONTRATOS CON CLIENTES REGULADOS, LA INDISPONIBILIDAD DE NUESTRA CENTRAL CTH EN EL ÚLTIMO TRIMESTRE Y LAS READECUACIONES TARIFARIAS DE CONTRATOS CON CLIENTES NO-REGULADOS A LA NUEVA REALIDAD DEL PARQUE GENERADOR DE LA COMPAÑÍA. POR SU PARTE, EL RESULTADO DEL EJERCICIO DEL CUARTO TRIMESTRE ALCANZÓ UNA UTILIDAD DE US$12,6 MILLONES.

- Durante el año 2012 los ingresos totales de la operación disminuyeron un 10% en comparación con el año 2011. Esto se explica por la combinación de mayores ventas físicas con una caída en las tarifas monómicas promedio.
- El EBITDA del cuarto trimestre alcanzó US$38,4 millones, equivalente a una disminución de 41% respecto al trimestre anterior. En términos acumulados, el EBITDA alcanzó los US$238,9 millones, lo que representa una disminución de un 35%.
- El resultado del ejercicio del cuarto trimestre alcanzó una utilidad de US$12,6 millones lo que representa un aumento significativo respecto de lo registrado durante el trimestre anterior en el que la compañía tuvo pérdidas, en parte explicadas por el efecto del aumento en la tasa de impuesto a la renta sobre los impuestos diferidos.
- La generación de energía en el año 2012 aumentó un 27% debido a la contribución de las nuevas centrales de carbón CTA y CTH y al buen desempeño del parque generador de E.CL, con la excepción de CTH que estuvo fuera de servicio el cuarto trimestre.

Resumen de resultados (En millones de US$)	**4T11**	**4T12**	**Var %**	**12M2011**	**12M2012**	**Var %**
Total ingresos operacionales	338,8	290,2	-14%	1.256,6	1.130,2	-10%
Ganancia operacional	96,7	(0,1)	-100%	254,8	98,7	-61%
EBITDA	126,3	38,4	-70%	368,3	238,9	-35%
Efectos no recurrentes	58,0	2,2	-96%	52,2	(2,0)	-104%
EBITDA sin efectos recurrentes	68,3	36,2	-47%	316,1	240,9	-24%
Total resultado no operacional	(4,8)	13,0	-373%	(29,1)	(7,0)	-76%
Ganancia después de impuestos	74,6	12,6	-83%	178,6	56,2	-69%
Ganancia por acción	0,07	0,01	-83%	0,17	0,05	-69%
Ventas de energía (Gwh)	1.889	2.389	27%	7.480	9.175	23%
Generación de energía (Gwh)	1.690	2.131	26%	6.705	8.500	27%
Compras de energía al mercado spot (Gwh)	258	323	25%	1.009	1.065	5%

HECHOS DESTACADOS

Cuarto trimestre de 2012:

- Detención operacional de CTH: La unidad estuvo detenida 99 días en el último trimestre de 2012 como consecuencia de una falla operacional ocurrida el 20 de septiembre 2012 que causó daño en el rotor de la turbina. Luego de la reparación de los equipos, la central fue nuevamente puesta en servicio el 28 de diciembre de 2012. En este período CTH continuó abasteciendo a su cliente Minera Esperanza a través de compras en el mercado spot.
- Venta de la línea de transmisión Crucero – Lagunas: con fecha 31 de diciembre E.CL vendió a Transelec S.A. esta línea de transmisión troncal, cuya longitud aproximada es de 174 kms. La utilidad de esta transacción fue de US$25,4 millones antes de impuestos.
- Desembolso financiamiento de proyecto de CTA: El día 30 de octubre, CTA recibió un monto de US$93,7 millones correspondientes al último desembolso del financiamiento de proyecto liderado por los bancos IFC y KfW. El día 31 de octubre, CTA procedió a transferir la totalidad de dicha suma a E.CL como pago parcial del financiamiento otorgado por esta última durante la construcción de la central.

Primeros nueve meses del año:

- Inicio de contrato con EMEL: Con fecha 1 de enero de 2012 comenzó a regir el contrato con EMEL para el suministro de energía a los clientes regulados del SING. Este contrato se reajusta en el tiempo de acuerdo a índices de precios de gas natural licuado (Henry Hub) y el índice de precios al consumidor de Estados Unidos (CPI).
- Acción de E.CL ingresa al IPSA: Producto de la revisión anual de los índices accionarios de la Bolsa de Comercio de Santiago realizado al término de las operaciones del día 30 de diciembre de 2011 (último día hábil bursátil del año pasado), la acción de E.CL fue incorporada al IPSA (Índice de Precios Selectivo de Acciones) a partir del lunes 2 de enero de 2012.
- Junta Ordinaria de Accionistas: La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 24 de abril de 2012, acordó un pago de dividendo con cargo a las utilidades del ejercicio 2011 de US$0,0610468011 por acción, el cual fue pagado el día 16 de mayo de 2012. El monto total fue de US$ 64.301.192,40, el que unido al dividendo provisorio de US$25 millones pagado en 2011, resultó en un dividendo total de US$89 millones.
- GDF Suez adquirió el 30% de IPR GDF Suez ("IPR"): El 29 de junio de 2012, tras la aprobación de los accionistas de IPR, GDF Suez adquirió el 30% restante de IPR, quedando con un 100% de las acciones de ésta. Con fecha 2 de julio se procedió a deslistar las acciones de IPR de la bolsa de Londres.
- E.CL inaugura filtro de mangas en central de Tocopilla: el día 21 de junio con la presencia del Subsecretario de Energía, Sergio del Campo, E.CL inauguró en Tocopilla un nuevo hito en su Plan de Modernización de Centrales. Se trata de la instalación de Filtros de Manga en la unidad 12 (85 MW) de la Central Tocopilla, como parte del plan integral de reducción de emisiones que contempla una inversión total de aproximadamente US$170 millones.
- Ley de Reforma Tributaria: En septiembre de 2012 se publicó la reforma tributaria que introdujo un aumento en la tasa del impuesto a la renta desde un 17% a un 20%. El impacto en los estados financieros consolidados de E.CL a septiembre de 2012, producto de los aumentos en impuestos diferidos e impuestos a la renta del período, fue de US$22 millones.

HECHOS POSTERIORES:

- Detención unidades CTA y CTH: con fecha 8 de enero de 2013, E.CL envió un hecho esencial en el que indica que con fecha 5 de enero se tomó conocimiento de daños provocados a las obras civiles de los sistemas de enfriamiento de las unidades de generación termoeléctricas CTA y CTH, cuyo origen se debería a filtraciones en dichos sistemas. Con el fin de evitar la extensión de los referidos daños y poder iniciar la reparación de las obras, se ordenó la detención de la operación de ambas unidades. Los perjuicios económicos y las posibles responsabilidades de contratistas se encuentran en evaluación. En tanto, con fecha 25 de enero, se envió otro hecho esencial informando de la reanudación de la operación de CTH, como consecuencia de la reparación provisoria de las filtraciones detectadas. En ese mismo hecho esencial se comunicó la pronta reanudación de la operación de CTA, la cual fue efectivamente sincronizada el día 28 de enero de 2013.

ANTECEDENTES GENERALES

E.CL opera en el SING (Sistema Interconectado del Norte Grande), el segundo mayor sistema interconectado del país, el cual provee electricidad al norte del país y a una porción significativa de su industria minera. Dadas sus características geográficas, se trata de un sistema termoeléctrico con generación a base de carbón, gas natural, GNL y petróleo diesel.

Durante el primer trimestre de 2012, el SING se caracterizó por una disminución en el costo marginal promedio mensual, el que registró US$76,8/ MWh. Esto se debió principalmente a la entrada en operación comercial durante el año anterior de nuevas centrales de generación eléctrica sobre la base de carbón –CTA y CTH de propiedad de E-CL, cada una con aproximadamente 165MW de capacidad bruta, y Angamos I y II de propiedad de AES Gener, cada una con 264MW-- lo que permitió remplazar generación térmica ineficiente por unidades de última tecnología y menor costo de operación.

Sin embargo, esta tendencia se revirtió en el segundo trimestre, durante el cual el costo marginal promedio fue de US$119,2/MWh debido principalmente a fallas y mantenciones de centrales carboneras pertenecientes a otras compañías generadoras. Esto causó la necesidad de recurrir a combustibles de mayor costo, incluyendo diesel y GNL a precios vinculados al precio del petróleo. En tanto, en el tercer trimestre, los costos marginales promedio disminuyeron nuevamente a US$71,4/MWh, reflejando una mayor disponibilidad del parque generador eficiente.

En el último trimestre, los costos marginales promedio aumentaron a US$78,3/MWh, reflejando una menor disponibilidad del parque generador eficiente, en parte debido a la parada de CTH. En el mes de octubre, el costo marginal promedio fue de US$69,1/MWh, lo que representó una disminución de 34% con respecto al mismo mes del año anterior y de un 3,9% con respecto al mes anterior. En tanto, en el mes de noviembre, el costo marginal promedió los US$81,3/MWh, lo que representó una disminución de 2,5% respecto del mismo mes del año anterior y un aumento de 17,7% respecto del mes anterior. Finalmente, en el mes de diciembre, el costo marginal fue de US$84,5/MWh, lo que representó aumentos de 28,4% respecto del mismo mes del año anterior y de 3,9% con respecto al mes anterior. Cabe notar que estos costos marginales no incluyen los ajustes por la Resolución Ministerial 39, los que fueron más altos en el cuarto trimestre por la indisponibilidad de CTH. Al incluir los ajustes por RM39, el costo marginal promedió US$119/MWh en el cuarto trimestre de 2012, lo que representó aumentos de 53% y 27%, comparado con el 3Q12 y 4Q11, respectivamente.

El costo marginal promedio para el año 2012 fue de US$86,2/MWh, el que es un 10,1% inferior al del año 2011 que fue de US$95,8/MWh. Al incluir el ajuste por RM39, el costo marginal llegó a un promedio de US$108,4/MWh en 2012, menor que los US$138.7/MWh del año 2011. Durante el año 2012 estos ajustes tendieron a ser menores sin embargo, en el segundo y cuarto trimestre fueron mayores debido a la indisponibilidad de las centrales térmicas Angamos y CTH, respectivamente.

La siguiente tabla presenta un detalle de la generación eléctrica en el SING por tipo de combustible:

Generación por Tipo de Combustible (en GWh)

	1T 2012		2T 2012		3T 2012		4T 2012		% Variación
Tipo de Combustible	**GWh**	**% del total**	**GWh**	**% del total**	**GWh**	**% del total**	**GWh**	**% del total**	**Tc/T**
Hidro	25	1%	19	0%	18	0%	20	0%	9%
Carbón	3.538	86%	3.285	78%	3.443	82%	3.634	87%	6%
Gas Argentino (AES Gener)	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a
GNL	486	12%	683	16%	627	15%	489	12%	-22%
Diesel / Petróleo pesado	76	2%	204	5%	38	1%	146	3%	281%
Solar / cogeneración	-	0%	-	0%	-	0%	25	0%	-
Total generación bruta SING	**4.124**	**100%**	**4.190**	**100%**	**4.127**	**100%**	**4.314**	**100%**	**5%**

Fuente: CDEC-SING

La generación por empresa en el SING durante 2012 ha sido la siguiente:

Generación por Empresa (en GWh)

	1T 2012		2T 2012		3T 2012		4T 2012		% Variación
Generación por Empresa (en GWh)	**GWh**	**% del total**	**GWh**	**% del total**	**GWh**	**% del total**	**GWh**	**% del total**	**Tc/T**
Empresa									
AES Gener	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a
Norgener / Angamos	1.357	33%	1.178	28%	1.358	33%	1.609	39%	18%
Celta	248	6%	103	2%	269	7%	232	6%	-14%
GasAtacama	247	6%	250	6%	140	3%	139	3%	0%
E.CL (con CTH al 100%)	2.261	55%	2.642	63%	2.349	57%	2.298	56%	-2%
Otros	11	0%	16	0%	10	0%	37	1%	257%
Total generación bruta SING	**4.124**	**100%**	**4.190**	**100%**	**4.127**	**100%**	**4.314**	**105%**	**5%**

Fuente: CDEC-SING

Durante el cuarto trimestre se observó una disminución en la generación de electricidad de E.CL, la que continuó representando un 56% de la generación en el sistema. En el tercer trimestre la Compañía tuvo centrales temporalmente fuera de servicio con mantenciones programadas y la falla de CTH la tuvo fuera de servicio durante todo el último trimestre. Cabe destacar que durante el año 2012, la central de AES Gener localizada en la región de Salta, Argentina, no despachó energía al SING. Las centrales Angamos de AES Gener aumentaron su generación en el cuarto trimestre, en tanto GasAtacama

disminuyó su generación a partir de GNL producto del término del contrato de suministro con las compañías mineras pertenecientes al grupo denominado G4 a fines de septiembre de 2012.

Los mayores niveles de demanda y generación de electricidad en el SING en el cuarto trimestre se explicaron por el aumento en la producción de cobre que normalmente se registra hacia fines de cada año.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados para los periodos finalizados al 31 de Diciembre de 2012 y 31 de Diciembre de 2011, los que han sido preparados en dólares norteamericanos de acuerdo a IFRS, y que deben ser leídos en conjunto con los estados financieros y sus notas respectivas publicadas por la Superintendencia de Valores y Seguros (www.svs.cl).

Resultados de las operaciones

Cuarto trimestre de 2012 comparado con el tercer trimestre de 2012 y cuarto trimestre de 2011

Ingresos operacionales

Información Trimestral
(En millones de US$, excepto por volúmenes y porcentajes)

	4T 2011		3T 2012		4T 2012		% Variación	
Ingresos de la operación	**Monto**	**% del total**	**Monto**	**% del total**	**Monto**	**% del total**	**Trim. c/T**	**Año c/A.**
Ventas a clientes no regulados	245,0	91%	195,9	81%	218,7	84%	12%	-11%
Ventas a clientes regulados	-		40,6	17%	39,1	15%	-4%	n.a
Ventas al mercado spot	17,3	9%	6,2	3%	3,0	1%	-51%	-83%
Total ingresos por venta de energía y potencia	262,3	96%	242,6	91%	260,8	90%	7%	-1%
Ventas por distribución de gas	1,4	1%	0,6	0%	0,4	0%	-37%	-72%
Otros ingresos operacionales	75,2	3%	23,2	9%	29,0	10%	25%	-61%
Total ingresos operacionales	**338,8**	**100%**	**266,4**	**100%**	**290,2**	**109%**	**9%**	**-14%**
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados (1)	1.828	99%	1.793	78%	1.906	80%	6%	4%
Ventas de energía a clientes regulados	-	0%	427	18%	442	19%	3%	n.a
Ventas de energía al mercado spot	60	1%	92	4%	42	2%	-55%	-31%
Total ventas de energía	**1.889**	**100%**	**2.313**	**100%**	**2.389**	**100%**	**3%**	**27%**
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.$/MWh)(2)	**138,9**		**107,1**		**113,9**		**6%**	**-18%**
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.$/MWh) (3)	**-**		**95**		**88,3**		**-7%**	**n.a**

(1) Incluye 60% de las ventas de CTH.
(2) Calculado como el cuociente entre ingresos totales por ventas de energía y potencia no regulados y spot y ventas de energía no regulados y spot en términos físicos.
(3) Calculado como el cuociente entre ingresos totales por ventas de energía y potencia regulados y ventas de energía regulados en términos físicos.

En el cuarto trimestre de 2012 los ingresos totales de la operación aumentaron en comparación con el trimestre anterior y disminuyeron con respecto al mismo trimestre del año 2011.

Los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US$260,8 millones, representando un incremento de 7% comparado con el trimestre anterior y una leve disminución de 1% con respecto a igual trimestre del año 2011. El incremento se debió a las mayores ventas físicas y a la mayor la tarifa promedio monómica realizada, la que pasó de US$105/MWh en el tercer trimestre a US$109/MWh en el cuarto trimestre de 2012. La comparación respecto al mismo trimestre del año anterior, muestra un incremento en venta física, explicado primordialmente por la incorporación del contrato de suministro con EMEL, y una importante caída en tarifas.

Las ventas a clientes no regulados llegaron a los US$218,7 millones, un aumento de 12% con respecto al trimestre anterior y una caída de 11% con respecto al cuarto trimestre de 2012. La venta física de energía a clientes no regulados aumentó en el trimestre principalmente por incrementos en la demanda de Chuquicamata, Gaby, Zaldívar y El Abra. La tarifa monómica promedio observada de clientes no regulados cayó un 18% comparado con igual período del año anterior y aumentó un 6% con respecto al trimestre anterior. La disminución está asociada al inicio de contratos de suministro con tarifas vinculadas al costo de generación con carbón, desde que CTA y CTH entraron en régimen comercial (julio y agosto 2011, respectivamente); al término del contrato con Minera Spence; y a cambios en la indexación de tarifas estipulados en algunos contratos. Particularmente, en el caso del cuarto trimestre hubo un cambio en la composición tarifaria de Chuquicamata que produjo una disminución en el margen eléctrico. Por otro lado, el aumento observado en la tarifa monómica promedio en el trimestre obedece al término a fines de septiembre del acuerdo con las compañías mineras para el suministro de energía generada con GNL. Bajo dicho acuerdo, las compañías generadoras compraban el combustible a las compañías mineras y vendían la electricidad generada a un precio equivalente al costo del combustible más un margen de generación. En el tercer trimestre, encontrándose estos contratos aún vigentes, el costo del combustible y la tarifa eléctrica correspondiente, presentaron niveles promedio más bajos que en trimestres anteriores. Además, en el tercer trimestre hubo un efecto negativo puntual de US$5,6 millones producto de un acuerdo tarifario con un cliente, factor que explica en parte la recuperación de tarifas del cuarto trimestre de 2012.

Las ventas a clientes regulados, por su parte, llegaron a los US$39,1 millones, manteniéndose en niveles similares respecto al trimestre anterior. Sin embargo, la tarifa monómica promedio de clientes regulados mostró una caída de 7% con respecto al trimestre anterior debido al reajuste de tarifa aplicado a partir de agosto por una variación mayor al 10% observada en el índice Henry Hub aplicable en el cálculo de la tarifa base. Posteriormente, en noviembre, con el cambio de periodo tarifario de precio de nudo, la tarifa se modificó al alza. Sin embargo, dicho reajuste no se vio reflejado en los resultados de 2012 ya que la publicación del decreto aún se encuentra pendiente. En tanto, hubo un leve incremento en las ventas físicas debido a variaciones propias del negocio de clientes regulados y aumentos en la demanda.

En términos físicos, las ventas al mercado spot mostraron una disminución en comparación con ambos trimestres; sin embargo, éstas continuaron siendo no significativas debido al alto nivel de contratación de E.CL. Los niveles de ventas al mercado spot deben analizarse en términos netos. Mientras que en el segundo trimestre de 2012 E.CL había registrado ventas netas de 28 GWh, en el tercer trimestre E.CL registró compras netas cercanas a los 238 GWh y en el cuarto trimestre registró compras netas cercanas a los 297 GWh asociados a la salida de CTH durante el periodo. Cabe destacar que la venta física de energía de CTA y de CTH en el mercado spot se comenzó a incluir en el estado de resultados a partir de su entrada en operación comercial durante el tercer trimestre de 2011. En la partida de ventas al mercado spot se incluyen además los pagos por las reliquidaciones anuales de potencia y mensuales de energía efectuadas según el centro de despacho de carga CDEC.

Los otros ingresos operacionales consideran peajes de transmisión, servicios portuarios, servicios de mantención de líneas de transmisión para terceros y compras de combustibles vendidas a otros generadores. Cabe destacar que en este trimestre se reconocieron US$7 millones de ingresos por indemnizaciones de seguros, incluyendo US$4,2 millones de indemnización estimada para la falla de la turbina de CTH. En tanto en el cuarto trimestre del año 2011 se reconoció en esta partida el cobro de boletas de garantía asociado a penalidades por atrasos incurridos por el contratista en la construcción de CTA y CTH, cuyo efecto sobre los ingresos operacionales consolidados de E.CL ascendió a US$63,2 millones.

Información Trimestral
(En millones de US$, excepto por volúmenes y porcentajes)

	4T 2011		3T 2012		4T 2012		% Variación	
Costos de la operación	**Monto**	**% of total**	**Monto**	**% del total**	**Monto**	**% del total**	**Trim. c/T**	**Año c/A**
Combustibles	(126,9)	55%	(100,8)	43%	(118,1)	44%	17%	-7%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes	(23,0)	10%	(30,2)	13%	(48,3)	21%	60%	110%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(26,3)	11%	(39,2)	17%	(34,0)	15%	-13%	29%
Otros costos directos de la operación	(54,2)	24%	(61,9)	27%	(65,5)	28%	6%	21%
Total costos directos de ventas	**(230,4)**	**95%**	**(232,1)**	**96%**	**(265,8)**	**92%**	**15%**	**15%**
Gastos de administración y ventas	(11,2)	5%	(10,0)	4%	(14,3)	5%	42%	28%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas	(0,3)	0%	(0,3)	0%	(0,3)	0%	2%	-8%
Otros ingresos/costos de la operación	(0,3)	0%	1,9	-1%	(9,9)	3%	-628%	3577%
Total costos de la operación	**(241,5)**	**100%**	**(240,5)**	**100%**	**(290,2)**	**100%**	**21%**	**20%**
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad								
Carbón	1.390	76%	1.697	76%	1.789	78%	5%	29%
Gas	375	20%	489	22%	434	19%	-11%	16%
Petróleo diesel y petróleo pesado	64	3%	34	2%	58	3%	72%	-9%
Hidro	11	1%	10	0%	11	0%	13%	6%
Total generación bruta	**1.838**	**100%**	**2.229**	**100%**	**2.293**	**100%**	**3%**	**25%**
Menos Consumos propios	(148)	-8%	(161)	-7%	(161)	-7%	0%	9%
Total generación neta	**1.690**	**87%**	**2.068**	**86%**	**2.131**	**87%**	**3%**	**26%**
Compras de energía en el mercado spot	258	13%	330	14%	323	13%	-2%	25%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión	**1.948**	**100%**	**2.398**	**100%**	**2.455**	**100%**	**26%**	**2%**

La generación bruta de electricidad aumentó 25% en el cuarto trimestre de 2012 con respecto al cuarto trimestre de 2011 debido a la mayor generación de la nueva unidad carbonera CTA, la que comenzó su operación comercial en el tercer trimestre de 2011. En tanto, el día 20 de septiembre, CTH presentó una falla que la mantuvo fuera durante prácticamente todo el trimestre. El sistema en general presentó buena disponibilidad de centrales; sin embargo, la menor disponibilidad de GNL en el sistema producto del término de los contratos con las compañías mineras con E.CL y GasAtacama, unido a la mayor demanda, hizo que los costos marginales en el cuarto trimestre fuesen un 10% mayores que los del tercer trimestre. Las compras físicas en el mercado spot se mantuvieron similares respecto al trimestre anterior, lo que implicó mayores costos dados los mayores precios observados en dicho mercado. Los precios del petróleo (WTI), a los cuales parte del suministro de GNL, el diesel y los costos marginales están vinculados, registraron un valor promedio de US$87,97/bl durante el 4T12. Esto representó una caída trimestral de un 4,50% desde US$92,12/bl en el 3T12 y una caída de un 6,08% anual desde US$93,66/bl en el 4T11. En tanto, el precio del carbón experimentó fluctuaciones menores en el periodo con una tendencia a la baja. La mayor generación, el fin del suministro de GNL a menores precios promedio adquirido a las compañías mineras y la utilización de GNL de periodos anteriores indexado a diesel se reflejaron en un incremento de 17%, en la partida de combustibles en el cuarto trimestre. El mayor costo de compras realizadas en el mercado spot se debió principalmente a mayores precios.

Los otros costos directos de la operación aumentaron en el cuarto trimestre en línea con el aumento en la venta física. En esta partida se incluyen los peajes de transmisión asociados al inicio del contrato con EMEL debido al uso de líneas de sub-transmisión, los que se ven compensados por mayores ingresos por peajes de transmisión. Otros costos operacionales mostraron incrementos en el trimestre, incluyendo mayores servicios a terceros producto de mantenciones y reparaciones de las centrales. En tanto los gastos de administración y ventas se incrementaron básicamente por mayores gastos en

asesorías asociados al desarrollo de nuevos proyectos. Por último, esta partida incluye una pérdida de US$3,4 millones debida al pago por parte de YPF de su deuda por el acuerdo transaccional en pesos argentinos, así como provisiones de incobrables de US$4,2 millones.

Margen Eléctrico

	2011					2012				
Margen Eléctrico	**1T11**	**2T11**	**3T11**	**4T11**	**TOTAL**	**1T12**	**2T12**	**3T12**	**4T12**	**TOTAL**
Total ingresos por ventas de energía y potencia	**281,3**	**317,8**	**271,9**	**262,3**	**1.133,2**	**274,8**	**261,4**	**242,6**	**260,8**	**1.039,5**
Costo de combustible	(125,4)	(156,6)	(124,1)	(126,9)	(533,0)	(103,1)	(150,6)	(100,8)	(118,1)	(472,6)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot	(41,5)	(36,1)	(18,5)	(23,0)	(119,1)	(37,4)	(14,2)	(30,2)	(48,3)	(130,1)
Utilidad bruta del negocio de generación	**114,4**	**125,1**	**129,3**	**112,4**	**481,1**	**134,2**	**96,6**	**111,6**	**94,4**	**436,8**
Margen eléctrico	41%	39%	48%	43%	42%	49%	37%	46%	36%	42%

El margen eléctrico mostró una caída en el cuarto trimestre, tanto en comparación con el trimestre anterior como con el cuarto trimestre de 2011. Los ingresos por ventas de energía y potencia mostraron un incremento en comparación con el trimestre anterior, asociado al incremento de 3% en la venta física y la mayor tarifa monómica promedio. Ésta aumentó un 4% producto del término de los contratos de suministro de GNL con compañías mineras a fines de septiembre, cuyo efecto fue en parte contrarrestado por el cambio en la indexación de la tarifa estipulado en el contrato con Chuquicamata y una nueva disminución en la tarifa promedio del contrato de EMEL que se vio afectada por los bajos niveles del índice Henry Hub. La compañía ha suscrito un contrato de suministro de largo plazo de GNL con tarifas indexadas a Henry Hub para abastecer a EMEL. Durante el cuarto trimestre de 2012, la compañía comenzó a recibir los primeros embarques con tarifas vinculadas al índice Henry Hub.

Entre tanto, el margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, se vio mermado por las mayores compras al mercado spot a precios más altos y generación con GNL a precios indexados al petróleo que se hicieron necesarias en gran parte debido a la parada de CTH y la mayor demanda en el trimestre. Es así que el margen eléctrico disminuyó en el cuarto trimestre con respecto al trimestre anterior. Esta disminución resulta del efecto de varios factores: efecto directo de la parada de CTH, antes de indemnizaciones de seguros, que explican alrededor de un 38% de la caída, cambios de indexación en tarifas contractuales, que explican un porcentaje similar, y finalmente un 24% que se puede atribuir al efecto del descalce del contrato EMEL.

En resumen, el aumento en el costo de combustible y el mayor precio spot superaron el incremento en los ingresos por venta de energía y potencia, con lo que la utilidad bruta del negocio de generación de electricidad en el trimestre presentó una caída de 15,4% respecto al trimestre anterior y una caída de 16,0% comparada con el mismo periodo del año anterior. Respecto al margen eléctrico en términos porcentuales, en el cuarto trimestre éste fue de un 36%, un nivel similar al observado en el segundo trimestre de 2012, cuando la compañía presentó niveles altos de generación, tanto sobre la base de carbón como con GNL a precios altos para contrarrestar la caída en la generación de centrales a carbón en el sistema.

Resultado operacional

	4T 2011		3T 2012		4T 2012		% Variación	
EBITDA	**Monto**	**%**	**Monto**	**%**	**Monto**	**%**	**Trim. c/T**	**Año c/A**
Total ingresos de la operación	338,8	100%	266,4	100%	290,2	109%	9%	-14%
Total costo de ventas	(230,4)	-68%	(232,1)	-87%	(265,8)	-100%	15%	15%
Ganancia bruta	**108,5**	**32%**	**34,3**	**13%**	**24,4**	**9%**	**-29%**	**-78%**
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(11,5)	-3%	(8,5)	-3%	(24,4)	-9%	189%	113%
Ganancia Operacional	**96,7**	**29%**	**25,9**	**10%**	**(0,1)**	**0%**	**-100%**	**-100%**
Depreciación y amortización	26,6	8%	39,5	15%	34,2	13%	-13%	29%
Provisiones / (reversos) de incobrables	**3,0**	**1%**	**-**	**0%**	**4,2**	**2%**	**n.a**	**40%**
EBITDA	**126,3**	**37%**	**65,3**	**25%**	**38,4**	**14%**	**-41%**	**-70%**

Debido a lo explicado en el párrafo anterior, a la ausencia de los ingresos no-recurrentes significativos registrados en el 4T11, y al aumento de costos operacionales y administrativos, que crecieron en línea con el aumento en la generación de electricidad, el EBITDA presentó caídas en comparación con el tercer trimestre de 2012 y el cuarto trimestre de 2011.

Resultados financieros

	4T 2011		3T 2012		4T 2012		% Variación	
Resultados no operacionales	**Monto**	**% Ingresos**	**Monto**	**% Ingresos**	**Monto**	**% Ingresos**	**Trim. c/T**	**Año c/A**
Ingresos financieros	0,7	0%	0,4	0%	0,6	0%	53%	-44%
Gastos financieros	(12,4)	-4%	(10,8)	-4%	(10,8)	-4%	1%	-13%
Diferencia de cambio	7,1	2%	6,5	2%	(2,0)	-1%	-131%	-7%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos	(0,2)	0%	1,0	0%	25,2	9%	2419%	-702%
Total resultado no operacional	**(4,8)**	**-2%**	**(2,8)**	**-1%**	**13,0**	**4%**	**-562%**	**-41%**
Ganancia antes de impuesto	92,0	30%	23,1	8%	12,9	4%	-44%	-75%
Impuesto a las ganancias	(17,4)	-6%	(26,1)	-9%	(0,3)	0%	-99%	50%
Ganancia después de impuestos	**74,6**	**25%**	**(3,0)**	**-1%**	**12,6**	**4%**	**-516%**	**-104%**
Ganancia por acción	**0,071**	**0%**	**(0,003)**	**0%**	**0,012**	**0%**	**-516%**	**-104%**

En el cuarto trimestre, la compañía registró una utilidad de US$12,6 millones, o de US$ 0,012 por acción.

Los gastos financieros se mantuvieron en línea con respecto al trimestre anterior y al mismo periodo del año anterior. Es importante mencionar que los gastos financieros asociados al financiamiento de proyecto de CTA dejaron de ser activados a partir del 15 de julio de 2011, luego de la entrada en operación comercial del proyecto.
La utilidad de cambio alcanzó US$2,0 millones, la que contrasta con utilidades de cambio de US$6,5 millones en el trimestre anterior y de US$7,1 millones en el mismo trimestre del año anterior. La utilidad por diferencias de cambio se originó por el efecto de la apreciación del peso en el trimestre sobre ciertos activos en pesos.
Los otros ingresos no operacionales se vieron afectados por el reconocimiento de una utilidad de US$25,4 millones antes de impuestos en la venta de la línea de transmisión Crucero – Lagunas.
Respecto al impuesto a la ganancia, en septiembre se publicó la ley de Reforma Tributaria, por lo que ahora la tasa de cálculo del impuesto es de un 20%.

AÑO 2012 COMPARADO CON AÑO 2011

Ingresos operacionales

Información a Diciembre 2012
(En millones de US$, excepto por volúmenes y porcentajes)

	12M 2011		12M 2012		Variación	
Ingresos de la operación	**Monto**	**%**	**Monto**	**%**	**Monto**	**%**
Ventas a clientes no regulados	1.071,6	95%	839,6	81%	(231,9)	-22%
Ventas a clientes regulados	-		166,4	16%	166,4	n.a
Ventas al mercado spot	61,6	5%	33,6	3%	(28,1)	-46%
Total ingresos por venta de energía y potencia	**1.133,2**	**90%**	**1.039,5**	**92%**	**(93,7)**	**-8%**
Ventas por distribución de gas	5,6	0%	2,7	0%	(3,0)	-53%
Otros ingresos operacionales	117,7	9%	88,0	8%	(29,8)	-25%
Total ingresos operacionales	**1.256,6**	**100%**	**1.130,2**	**100%**	**(126,4)**	**-10%**
Estadísticas físicas (en GWh)						
Ventas de energía a clientes no regulados	7.356	98%	7.167	78%	(189)	-3%
Ventas de energía a clientes regulados	-	0%	1.699	19%	1.699	n.a
Ventas de energía al mercado spot	124	2%	309	3%	186	150%
		0%		0%		0%
Total ventas de energía	**7.480**	**100%**	**9.175**	**100%**	**1.695**	**23%**
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.$/MWh)(2)	**151,5**		**116,8**		**(34,7)**	**-23%**
Precio promedio monómico realizado clientes regulados(U.S.$/MWh) (3)	**-**		**97,9**		**-**	**-**

(1) Incluye 60% de las ventas de CTH.
(2) Calculado como el cuociente entre ingresos totales por ventas de energía y potencia no regulados y spot y ventas de energía no regulados y spot en términos físicos.
(3) Calculado como el cuociente entre ingresos totales por ventas de energía y potencia regulados y ventas de energía regulados en términos físicos.

Durante el año 2012 los ingresos totales de la operación disminuyeron un 10% en comparación con el año 2011.

Las ventas a clientes regulados, que comenzaron en 2012, llegaron a los US$166,4 millones; sin embargo, no alcanzaron a compensar la caída de 22% en las ventas a clientes no regulados. Como resultado, los ingresos por venta de energía y potencia disminuyeron un 8% con respecto al año anterior. Esto se explica por la combinación de mayores ventas físicas con una caída en las tarifas monómicas promedio.

El aumento en la venta física está fundamentalmente explicado por el inicio del contrato con EMEL en enero de 2012, que significó mayores ventas de energía por 1.699 GWh en el periodo. Por otra parte, durante 2012 las ventas físicas de energía a clientes no regulados disminuyeron un 5% por varias razones: En el primer trimestre, se registró una menor demanda de algunas minas como Chuquicamata, Radomiro Tomic, El Abra y Zaldívar asociada a los efectos del invierno boliviano en la zona cordillerana. Asimismo, Minera Esperanza reportó ciertos problemas operacionales en sus faenas en la primera parte del año. Por último, el contrato con Minera Spence terminó en julio de 2011. No fue sino hasta el segundo semestre en que esta tendencia comenzó a revertirse.

Nuestro parque generador mostró un buen desempeño operacional en este periodo aun cuando se realizaron mantenciones programadas a las unidades U16, U12, U13, U15, CTM1 y CTM2 y se registró una falla relevante en CTH en la segunda mitad de septiembre que se extendió hasta fines de diciembre. Debido a los buenos niveles de generación de E.CL y a la indisponibilidad de otras centrales del sistema, especialmente en el segundo trimestre, E.CL registró ventas al mercado spot por 300 GWh, un alza en comparación con solo 124 GWh el año pasado.

Las tarifas monómicas promedio de clientes no regulados mostraron una caída de 23% con respecto al año anterior, confirmando la tendencia a la baja observada desde principios del año pasado. Esta baja está asociada al inicio de contratos de suministro con tarifas vinculadas al costo de generación con carbón, desde que CTA y CTH entraron en régimen comercial (julio y agosto 2011, respectivamente); al término del contrato con Minera Spence; a cambios en la indexación de tarifas estipulados en algunos contratos y a los menores precios promedio del GNL adquirido a compañías mineras. La tarifa monómica promedio de clientes regulados se situó en los US$97,9/MWh, por debajo de la tarifa promedio de clientes no regulados, debido a los bajos niveles alcanzados por el índice Henry Hub.

Normalmente, los otros ingresos operacionales consideran peajes de transmisión, servicios portuarios, servicios de mantención de líneas de transmisión para terceros y compras de combustibles vendidas a otros generadores. Sin embargo, estos ingresos fueron particularmente elevados el año 2011 debido a que en el cuarto trimestre se incluyó un monto de US$63,2 millones asociado al cobro de boletas de garantía que hizo efectivas las penalidades por atrasos incurridos por el contratista en la construcción de CTA y CTH. En tanto, en el cuarto trimestre de 2012 se incluyó un monto de US$7 millones en compensaciones de seguros, las cuales incluyen US$4,2 millones asociados a la indemnización del seguro por la falla en la turbina de CTH.

Costos operacionales

Información a Diciembre 2012
(En millones de US$, excepto por volúmenes y porcentajes)

	12M - 2011		12M - 2012		Variación	
Costos de la operación	**Monto**	**%**	**Monto**	**%**	**Monto**	**%**
Combustibles	(533,0)	56%	(472,6)	48%	60,4	-11%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes	(119,1)	12%	(130,1)	13%	(11,1)	9%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(109,3)	11%	(134,9)	14%	(25,7)	23%
Otros costos directos de la operación	(194,0)	20%	(238,9)	24%	(44,9)	23%
Total costos directos de ventas	**(955,4)**	**95%**	**(976,6)**	**95%**	**(21,2)**	**2%**
Gastos de administración y ventas	(46,2)	5%	(49,7)	5%	(3,5)	8%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas	(1,2)	0%	(1,1)	0%	0,1	-12%
Otros ingresos/costos	1,0	0%	(4,1)	0%	(5,1)	-537%
Total costos de la operación	**(1.001,8)**	**100%**	**(1.031,4)**	**100%**	**(29,7)**	**3%**
Estadísticas físicas (en GWh)						
Generación bruta de electricidad						
Carbón	5.368	74%	7.162	78%	1.794	33%
Gas	1.504	21%	1.728	19%	224	15%
Petróleo diesel y petróleo pesado	318	4%	224	2%	(94)	-29%
Hidro	40	1%	49	1%	8	20%
Total generación bruta	**7.230**	**100%**	**9.163**	**100%**	**1.933**	**27%**
Menos Consumos propios	(526)	-7%	(663)	-7%	(138)	26%
Total generación neta	**6.705**	**87%**	**8.500**	**89%**	**1.795**	**27%**
Compras de energía en el mercado spot	1.009	13%	1.065	11%	55	5%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión	**7.714**	**100%**	**9.564**	**100%**	**1.851**	**24%**

Nuestra generación bruta aumentó en 2012, debido a la mayor generación de nuestras nuevas unidades carboneras CTA y CTH. La generación en base a carbón aumentó desde un 74% a un 78% de la generación total de E.CL, desplazando a la generación en base a petróleo diesel y petróleo pesado. Sin embargo, la generación a carbón se vio afectada por las mantenciones programadas de varias de nuestras unidades y la falla de CTH en el último trimestre. Pese al incremento de la generación bruta y a los precios relativamente estables de los combustibles (el índice WTI promedió US$94,10/bl en 2012 vs. US$94,70/bl en 2011), el costo de combustibles disminuyó principalmente por el uso de una mezcla de combustibles de menor costo y por el menor precio promedio al que el GNL fue comprado a compañías mineras. El costo de compras de energía y potencia al mercado spot aumentó principalmente por las mayores compras físicas y mayores precios promedio. Esto último se dio a pesar de la disminución del costo marginal promedio con respecto al año anterior ya que parte de nuestras compras en el mercado spot se dio durante la falla de CTH en que se registraron costos marginales más altos. La depreciación del período registró un aumento debido a la depreciación de las nuevas centrales que entraron en operación a mediados de 2011 y a la depreciación de activos asociados a mantenciones mayores e inversiones en mejoras medioambientales.

Los otros costos directos de la operación aumentaron principalmente por mayores peajes de transmisión asociados al inicio del contrato con EMEL debido al uso de líneas de sub-transmisión, los que son compensados por mayores ingresos por peajes, así como a mayores costos de servicios de muelle. También se observó un aumento en las primas de seguros producto de la inclusión de nuevas centrales en la póliza, la contratación de coberturas adicionales para riesgo sísmico y el encarecimiento de las primas después de las grandes catástrofes naturales ocurridas en Chile y el mundo en los últimos años.

Resultado operacional

Información a Diciembre 2012
(En millones de US$, excepto por porcentajes)

	12M - 2011		12M- 2012		Variación	
EBITDA	**Monto**	**%**	**Monto**	**%**	**Monto**	**%**
Total ingresos de la operación	1.256,6	100%	1.130,2	100%	(126,4)	-10%
Total costo de ventas	(955,4)	-76%	(976,6)	-86%	(21,2)	2%
Ganancia bruta	**301,2**	**24%**	**153,6**	**14%**	**(147,6)**	**-49%**
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(46,4)	-4%	(54,9)	-5%	(8,5)	18%
Ganancia Operacional	**254,8**	**20%**	**98,7**	**9%**	**(156,1)**	**-61%**
Depreciación y amortización	110,5	9%	136,0	12%	25,5	23%
Provisiones de incobrables (reversos)	3,0	-	4,2	-	1,2	40%
EBITDA	**368,3**	**29%**	**238,9**	**21%**	**(129,4)**	**-35%**

El año 2012 el EBITDA alcanzó US$238,9 millones, una disminución de 35% con respecto al año anterior. Esto se debió principalmente a la ausencia de ingresos no-recurrentes registrados en 2011, a la caída en las tarifas monómicas promedio de clientes no regulados y a menores tarifas cobradas a clientes regulados producto de los bajos niveles de precios del GNL según el índice Henry Hub. Si bien E.CL suscribió un contrato de abastecimiento de GNL de largo plazo también indexado a Henry Hub, no fue sino hasta mediados del último trimestre en que E.CL comenzó a recibir embarques con precios vinculados al Henry Hub, mientras que el contrato con EMEL se inició en enero de 2012. Este descalce temporal asociado al contrato con clientes regulados contribuyó a la caída del resultado operacional el año 2012.

Resultados financieros

Información a Diciembre 2012 (En millones de US$, excepto por porcentajes)						
	12M - 2011		12M - 2012		Variación	
Resultados no operacionales	**Monto**	**% Ingresos**	**Monto**	**% Ingresos**	**Monto**	**%**
Ingresos financieros	3,9	0%	2,4	0%	(1,5)	-39%
Gastos financieros	(30,4)	-4%	(44,1)	-5%	(13,7)	45%
Diferencia de cambio	(1,6)	0%	9,2	1%	10,8	n.a.
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos	(1,0)	0%	25,5	3%	26,5	-2741%
Total resultado no operacional	**(29,1)**	**-4%**	**(7,0)**	**-1%**	**22,1**	**-76%**
Ganancia antes de impuesto	225,7	28%	91,7	10%	(133,9)	-59%
Impuesto a las ganancias	(47,1)	-6%	(35,5)	-4%	11,5	-24%
Ganancia después de impuestos	**178,6**	**22%**	**56,2**	**6%**	**(122,4)**	**-69%**
Ganancia por acción	**0,170**		**0,053**		**(0,116)**	**-69%**

Los gastos financieros mostraron un incremento de US$13,7 millones debido a los gastos financieros del financiamiento de proyecto de CTA que dejaron de activarse a contar del inicio de la operación comercial del proyecto el 15 de julio de 2011.

La utilidad de cambio alcanzó US$ 9,2 millones, lo que contrasta con la pérdida de cambio del año anterior.

Ganancia neta

La utilidad después de impuesto mostró una caída de US$122,4 millones comparado con el año anterior, llegando a los US$56,2 millones, principalmente debido a la disminución de ingresos no-recurrentes, al menor resultado operacional en gran parte explicado por el descalce temporal en el contrato de EMEL, a los mayores gastos financieros y a la ley de Reforma Tributaria, que tuvo un efecto negativo en los impuestos diferidos y en los impuestos corrientes del último trimestre. Las utilidades en la venta de la línea de transmisión Crucero-Lagunas ayudaron a compensar en parte los efectos anteriormente mencionados.

Liquidez y recursos de capital

A fines de diciembre de 2012, E.CL contaba con recursos en efectivo por US$184 millones, incluyendo los activos disponibles para la venta de corto plazo. Esto, frente a una deuda financiera total nominal de US$770 millones, de la cual US$11,8 millones tienen vencimiento dentro de un año.

	Información a Diciembre 2012 (En millones de US$)	
Estado de flujo de efectivo	**2011**	**2012**
Flujos de caja netos provenientes de la operación	417,5	221,5
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(183,9)	(177,2)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	(189,9)	(53,7)
Cambio en el efectivo	**43,7**	**(9,4)**

(1) Los montos nominales se refieren a capital de la deuda y pueden diferir de los montos de deuda reportados bajo la metodología IFRS en el balance de la compañía.

Flujos de caja provenientes de la operación

El flujo de caja proveniente de la operación mostró una disminución significativa en 2012 con respecto al año anterior. Un 40% de esta disminución se explica por el cobro en 2011 de boletas de garantía por el atraso en la construcción de CTA y CTH. Un 20% se explica por mayores pagos netos de IVA e impuesto a la renta debido a que en 2011 hubo mayores recuperaciones de IVA en CTA y CTH. Un 28% se debe a menores ingresos de la operación propiamente tales, y el resto se debe a varias razones, entre las cuales se observan mayores pagos de primas de seguro y de gastos financieros asociados al bono 144-A. En el año 20112 sólo se realizó el pago correspondiente a Julio 2011 en tanto en el año 2012 fue el primer año donde se realizaron dos pagos semestrales de intereses.

Flujos de caja usados en actividades de inversión

Nuestras inversiones más significativas en los últimos tres años han sido aquéllas relacionadas con los proyectos CTA y CTH y los activos de transmisión necesarios para transportar la energía generada por CTA y CTH hasta las faenas mineras de sus respectivos clientes. A partir de 2010, bajo IFRS, hemos reconocido un 60% de las inversiones en activo fijo de CTH en proporción a nuestra participación accionaria en el proyecto. Además de la inversión en estos proyectos, hemos invertido en la mantención mayor de nuestras plantas de generación, reacondicionamiento de equipos, y mejoras con fines ambientales.

Nuestras inversiones en activos fijos durante los años 2012 y 2011 ascendieron a los US$176 millones y US$120,6 millones, respectivamente, según se detalla a continuación:

Inversiones en activos fijos

	Información a Diciembre 2012 (En millones de US$)	
CAPEX	**2011**	**2012**
CTA	28,0	29,9
CTH [1]	20,0	18,4
Central Tamaya	-	-
Subestación El Cobre y línea de transmisión Chacaya-El Cobre	-	11,0
Mantención mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos	24,0	28,2
Mejoras Medioambientales	16,0	71,0
Otros	32,6	17,4
Total inversión en activos fijos	**120,6**	**176,0**

(1) Bajo IFRS se reconocen 60% de estas inversiones.

Con una inversión cercana a los US$170 millones E.CL lleva a cabo el Proyecto de Reducción de Emisiones (CAPEX medioambiental), iniciativa que tiene como objetivo responder a las disposiciones de la nueva legislación ambiental, y reducir a niveles -incluso más bajos que los exigidos por la ley- el material particulado y los gases que se emiten a la atmósfera de sus centrales termoeléctricas. En el último trimestre E.CL dio un nuevo paso en su plan para reducir sus emisiones al poner en marcha su quinto Filtro de Mangas, el cual fue instalado en la unidad 15 (132 MW) de la Central Tocopilla y comenzó a operar durante el mes de octubre.

A la fecha, la compañía ha instalado cinco filtros de mangas, los que corresponden a las unidades 1 y 2 de la Central Mejillones y a las unidades 12, 13 y 15 de la Central Tocopilla. Sólo queda por instalar el Filtro de Mangas de la unidad 14 de la Central Tocopilla, el cual se espera quede operativo durante el primer trimestre de 2013.

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

Nuestras principales actividades de financiamiento durante el año 2012 fueron las siguientes:

- En los días 15 de enero y 15 de julio de 2012, E.CL pagó intereses del bono 144-A por la cantidad de US$11,25 millones en cada fecha.
- El 16 de mayo de 2012, E.CL pagó dividendos por un monto de US$62,3 millones, con cargo a las utilidades del año 2011.
- El día 15 de junio de 2012, CTA pagó la tercera cuota de capital de su financiamiento de proyecto por la cantidad de US$3,3 millones más los intereses devengados en el período.
- El día 31 de julio, E.CL adquirió la deuda de Inversiones Hornitos (CTH) con su accionista Inversiones Punta de Rieles Ltda. la que ascendía a US$76 millones, quedando E.CL como único acreedor de Inversiones Hornitos con una deuda total de US$190 millones. Para el financiamiento parcial de esta operación, E.CL tomó un crédito de corto plazo por US$50 millones con el Banco Itaú con vencimiento el día 29 de Octubre de 2012, el que fue pagado en dicha fecha.
- El día 30 de octubre, CTA recibió un monto de US$93,7 millones correspondientes al último desembolso del financiamiento de proyecto liderado por los bancos IFC y KfW. El día 31 de octubre, CTA procedió a transferir la totalidad de dicha suma a E.CL como pago parcial del financiamiento otorgado por esta última durante la construcción de la central.
- El día 17 de diciembre de 2012, CTA pagó la cuarta cuota de capital de su financiamiento de proyecto por la cantidad de US$4 millones más los intereses devengados en el período.

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 31 de diciembre 2012. Este cuadro muestra los montos nominales de los saldos de deuda, los que pueden diferir de los montos reportados bajo la metodología IFRS en nuestros balances.

Obligaciones Contractuales al 31/12/12
Períodos de vencimiento de pagos
(En millones de US$)

	Total	< 1 año	1 - 3 años	3 - 5 años	Más de 5 años
Deuda bancaria	369,8	11,8	28,2	34,2	295,6
Bonos (144 A/Reg S	400,0	-	-	-	400,0
Obligaciones de leasing	1,2	1,0	0,0	0,0	0,1
Intereses devengados	11,0	11,0	-	-	-
Mark-to-market swaps	35,8	-	-	-	35,8
Total	**817,8**	**23,8**	**28,3**	**34,2**	**731,5**

Al 31 de diciembre de 2012, la deuda bancaria incluía los giros bajo el financiamiento de proyecto otorgado por IFC y KfW a nuestra filial, CTA. A dicha fecha el financiamiento de proyecto de CTA ascendía a un monto de capital total de US$369,8 millones, pagadero en cuotas semestrales crecientes, siendo la más cercana la cuota pagadera el 17 de junio de 2013, y terminando con un pago equivalente al 25% del monto total del crédito el 15 de junio de 2025. Los bonos corresponden a nuestra colocación bajo el formato 144-A/Reg S por US$400 millones a 10 años pagadera en una sola cuota a su vencimiento el 15 de enero de 2021 y con una tasa de interés de cupón de 5,625% anual. Los recursos de este bono fueron usados para el prepago total de los préstamos que E.CL tenía con accionistas y entidades relacionadas.

Otras deudas incluyen US$1,2 millones de obligaciones por leasing relacionadas con activos de transmisión, así como un resultado de US$35,8 millones producto de la valorización a precio de mercado de los derivados tomados por CTA para proteger su exposición al riesgo de tasa de interés. Un monto equivalente ha sido debitado a nuestras cuentas de patrimonio.

Política de dividendos

La política de dividendos de E.CL consiste en pagar los mínimos legales pudiendo aprobarse dividendos por sobre ellos si las condiciones de la compañía lo permiten. Cada año el directorio propone un pago de dividendos según los resultados financieros, los recursos líquidos disponibles y los requerimientos de financiamiento estimados para inversiones de capital. El dividendo propuesto por nuestro directorio debe ser aprobado en Junta de Accionistas, según lo establece la ley. El 24 de abril de 2012 nuestros accionistas aprobaron el reparto de dividendos por un monto equivalente al 50% de la utilidad neta del ejercicio fiscal 2011.

Los pagos de dividendos efectuados durante 2010 ,2011 y 2012 se presentan en el siguiente cuadro:

Dividendos efectivamente pagados por E.CL en 2010 ,2011 y 2012

Fecha de Pago	Tipo de Dividendo	Monto (en millones de US$)	US$ por acción
4 de mayo, 2010	Final (a cuenta de resultados netos de 2009)	77,7	0,07370
4 de mayo, 2010	Adicional (a cuenta de resultados netos de 2009)	1,9	0,00180
5 de mayo, 2011	Final (a cuenta de resultados netos de 2010)	100,1	0,09505
25 de agosto, 2011	Provisorio (a cuenta de resultados netos de 2011)	25,0	0,02373
16 de mayo, 2012	Final (a cuenta de resultados netos de 2011)	64,3	0,06104

Política de cobertura de riesgos

Nuestra política de cobertura de riesgos financieros intenta proteger a la compañía de ciertos riesgos según se detalla a continuación:

Riesgos inherentes al negocio y exposición a las fluctuaciones de precios de combustibles

Nuestro negocio está sujeto al riesgo de fluctuaciones en la disponibilidad y en el precio de los combustibles. Nuestra política es proteger a la compañía de estos riesgos hasta donde sea posible mediante la indexación de las tarifas de energía incorporadas en nuestros contratos, procurando que la mezcla de combustibles considerada en nuestras tarifas y su indexación sea un buen reflejo de la composición de las fuentes de combustibles utilizada en nuestra generación de electricidad. Es importante mencionar que en enero de 2012 comenzó a operar el contrato con EMEL cuya tarifa se ajusta semestralmente según el índice Henry Hub y el índice de precios del consumidor de Estados Unidos. La compañía ha firmado un contrato de abastecimiento de GNL a largo plazo para suministrar el contrato de EMEL con tarifas vinculadas a Henry Hub; sin embargo, la compañía no comenzó a recibir GNL a precios vinculados al Henry Hub sino hasta el cuarto trimestre de 2012. Por lo tanto, mientras no comenzara a regir dicho contrato de compra de GNL, la compañía se encontró temporalmente expuesta al riesgo de descalce entre la fluctuación del indicador Henry Hub y las variaciones de costos de combustibles o de los costos marginales a los cuales debió hacer frente para abastecer el contrato de EMEL.

Riesgo de tipos de cambio de monedas

Debido a que la mayor parte de nuestros ingresos y costos están denominados en dólares y a que buscamos tomar deuda en dólares, nuestra exposición al riesgo de fluctuaciones en los tipos de cambio es limitada. El principal costo en pesos chilenos es el costo relativo al personal y gastos administrativos, que representa aproximadamente un 5% de nuestros costos de operación. Nuestro principal activo denominado en pesos chilenos, el cual se reajusta por inflación, es el IVA por recuperar relacionado a las compras de equipos para nuestros proyectos, CTA y CTH. Sin embargo, producto de disminuciones del IVA crédito fiscal luego de la entrada en operaciones de estos proyectos, esta partida se ha reducido considerablemente. Hemos ocasionalmente tomado contratos de cobertura (“forwards”) para cubrir parcialmente la exposición de este y otros activos al riesgo de fluctuaciones en el tipo de cambio. En el caso del contrato con EMEL, éste es pagadero en pesos al tipo de cambio observado y se reajusta semestralmente, a diferencia de los demás contratos que se ajustan mensualmente, por lo que la exposición al tipo de cambio de este contrato es mayor.

Riesgo de tasa de interés

Procuramos mantener una porción significativa de nuestra deuda de largo plazo a tasas de interés fijas para minimizar el riesgo de fluctuaciones en las tasas de interés. Al 31 de diciembre de 2012, un 82% del total de nuestra deuda financiera, que ascendía a un monto total de capital de US$ 769,8 millones, estaba a tasa fija. El 18% restante correspondía a la porción no cubierta del financiamiento del proyecto de CTA, la cual está basada en la tasa LIBOR de 180 días.

Al 31 de Diciembre de 2012
Vencimiento contractual
(En millones de US$)

	Tasa de interés promedio	2013		2014		2015		2016		2017 y más		TOTAL
Tasa Fija												
(US$)	Tasa fija base según swap de 3,665% p.a. + spread de 2.50%(1)	7,2	0%	7,8	0%	9,5	0%	10,2	0%	193,3	0%	228,0
(US$)	5.625% p.a.	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	400,0	0%	400,0
Tasa variable												
(US$)	LIBOR (180) + 2.50% p.a. (1)	4,5	0%	4,9	0%	6,0	0%	6,4	0%	119,9	0%	141,8
Total (2)		**11,8**	**0%**	**12,8**	**0%**	**15,5**	**0%**	**16,6**	**0%**	**713,2**	**0%**	**769,8**

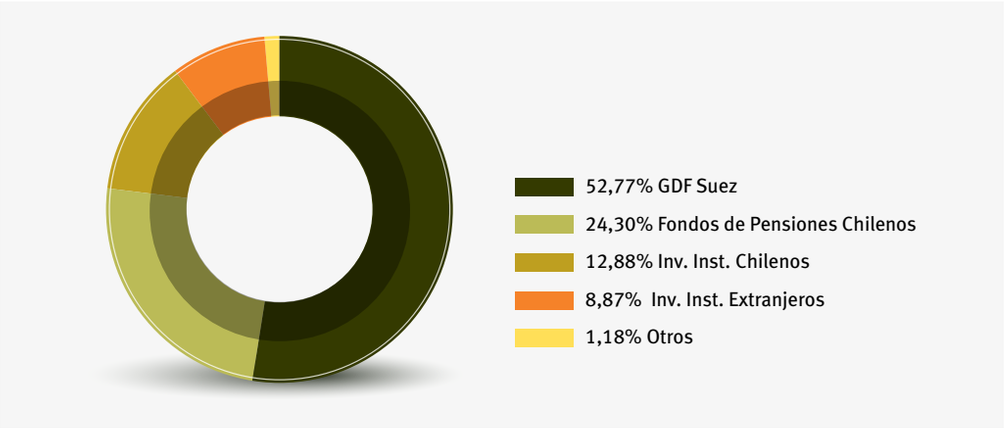
(1) Corresponde a la tasa de interés actual del financiamiento de proyecto de IFC y KfW para CTA. El margen de 2,5% p.a. sobre LIBOR aumenta en 0,25% cada tres años comenzando el 30 de abril de 2013.
(2) Estas cifras incluyen montos de capital solamente y excluyen obligaciones por leasing relacionadas al uso de nuestras líneas de transmisión o ajustes a valor de mercado de nuestros swaps de tasa de interés.

Riesgo de crédito

Estamos expuestos al riesgo de crédito en el curso normal de nuestro negocio y al momento de invertir nuestros saldos de caja. En nuestro negocio de generación eléctrica, nuestros clientes son grandes compañías mineras de reconocida solvencia que por lo general presentan un bajo nivel de riesgo. Además contamos con el único cliente regulado en el sistema que proporciona suministro a clientes residenciales y comerciales en la región. Nuestra política de inversiones contempla invertir nuestros recursos de caja en el corto plazo con instituciones con grado de inversión. También consideramos el riesgo financiero de nuestras contrapartes al momento de tomar instrumentos derivados de cobertura de tipo de cambio o de tasa de interés, y contamos con límites máximos para inversiones con cada contraparte para el manejo de nuestro grado de riesgo de crédito.

Estructura de Propiedad de la Compañía al 31 de diciembre de 2012

Nº de accionistas: 1.954



NºTOTAL DE ACCIONES: 1.053.309.776

ANEXO 1

Estadísticas físicas y estados financieros trimestrales resumidos

	2011					2012				
	1T11	2T11	3T11	4T11	2011	1T12	2T12	3T12	4T12	2012
Ventas físicas										
Ventas de energía a clientes no regulados	1.800	1.904	1.828	1.824	7.356	1.726	1.742	1.793	1.906	7.167
Ventas de energía a clientes regulados	-	-	-	64	124	417	412	427	442	1.699
Ventas de energía al mercado spot	0	-	60,3	63,6	123,9	113	62	92	42	309
Total ventas de energía	**1.800**	**1.904**	**1.889**	**1.888**	**7.480**	**2.256**	**2.216**	**2.313**	**2.389**	**9.175**
Generación bruta por combustible										
Carbón	1.167	1.304	1.508	1.390	5.368	1.804	1.872	1.697	1.789	7.162
Gas	391	396	342	375	1.504	258	548	489	434	1.728
Petróleo diesel y petróleo pesado	119	96	39	64	318	53	80	34	58	224
Hidro	13	9	8	11	40	17	11	10	11	49
Total generación bruta	**1.689**	**1.805**	**1.897**	**1.838**	**7.230**	**2.131**	**2.510**	**2.229**	**2.293**	**9.163**
Menos Consumos propios	(100,1)	(127,1)	(150,0)	(148,4)	(525,6)	(164,3)	(176,9)	(160,8)	(161,2)	(663,3)
Total generación neta	**1.589**	**1.678**	**1.747**	**1.690**	**6.705**	**1.967**	**2.333**	**2.068**	**2.131**	**8.500**
Compras de energía en el mercado spot	**289**	**266**	**196**	**258**	**1.009**	**378**	**34**	**330**	**323**	**1.065**
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	**1.878**	**1.944**	**1.943**	**1.948**	**7.714**	**2.344**	**2.367**	**2.398**	**2.455**	**9.564**

Estado de resultados trimestrales
(En millones de US$)

IFRS	2011					2012				
Ingresos de la operación	**1T11**	**2T11**	**3T11**	**4T11**	**12M11**	**1T12**	**2T12**	**3T12**	**4T12**	**12M12**
Ventas a clientes regulados						46,8	40,0	40,6	39,1	166,4
Ventas a clientes no regulados	267,4	307,2	252,0	245,0	1.071,6	215,9	209,1	195,9	218,7	839,6
Ventas al mercado spot y ajustes	13,9	10,6	19,9	17,3	61,6	12,1	12,3	6,2	3,0	33,6
Total ingresos por venta de energía y potencia	**281,3**	**317,8**	**271,9**	**262,3**	**1.133,2**	**274,8**	**261,4**	**242,6**	**260,8**	**1.039,5**
Ventas por distribución de gas	1,5	1,5	1,2	1,4	5,6	1,0	0,7	0,6	0,4	2,7
Otros ingresos operacionales	19,3	11,5	11,8	75,2	117,7	16,3	19,5	23,2	29,0	88,0
Total ingresos operacionales	**302,1**	**330,8**	**284,9**	**338,8**	**1.256,6**	**292,1**	**281,5**	**266,4**	**290,2**	**1.130,2**
Costos de la operación										
Combustibles	(125,4)	(156,6)	(124,1)	(126,9)	(533,0)	(103,1)	(150,6)	(100,8)	(118,1)	(472,6)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes	(41,5)	(36,1)	(18,5)	(23,0)	(119,1)	(37,4)	(14,2)	(30,2)	(48,3)	(130,1)
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(24,9)	(26,0)	(32,1)	(26,3)	(109,3)	(31,6)	(30,2)	(39,2)	(34,0)	(134,9)
Otros costos directos de la operación	(46,8)	(42,0)	(51,0)	(54,2)	(194,0)	(56,3)	(55,2)	(61,9)	(65,5)	(238,9)
Total costos directos de ventas	(238,5)	(260,7)	(225,8)	(230,4)	(955,4)	(228,4)	(250,3)	(232,1)	(265,8)	(976,6)
Gastos de administración y ventas	(10,0)	(14,5)	(10,5)	(11,2)	(46,2)	(12,3)	(13,1)	(10,0)	(14,3)	(49,7)
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(1,2)	(0,2)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(1,1)
Otros ingresos de la operación	0,7	0,3	0,3	(0,3)	1,0	1,1	2,7	1,9	(9,9)	(4,1)
Total costos de la operación	**(248,1)**	**(275,2)**	**(236,9)**	**(241,5)**	**(1.001,8)**	**(239,8)**	**(260,9)**	**(240,5)**	**(290,2)**	**(1.031,4)**
Ganancia operacional	**54,0**	**55,6**	**48,6**	**96,7**	**254,8**	**52,3**	**20,6**	**25,9**	**(0,1)**	**98,7**
EBITDA	**79,2**	**81,9**	**81,0**	**126,3**	**368,3**	**84,1**	**51,1**	**65,3**	**38,4**	**238,9**
Ingresos financieros	1,0	1,2	0,9	0,7	3,9	0,9	0,4	0,4	0,6	2,4
Gastos financieros	(3,7)	(4,1)	(10,2)	(12,4)	(30,4)	(11,4)	(11,1)	(10,8)	(10,8)	(44,1)
Diferencia de cambio	(5,9)	10,6	(13,5)	7,1	(1,6)	5,8	(1,2)	6,5	(2,0)	9,2
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos	(0,2)	(0,2)	(0,5)	(0,2)	(1,0)	(0,1)	(0,5)	1,0	25,2	25,5
Total resultado no operacional	**(8,7)**	**7,6**	**(23,2)**	**(4,8)**	**(29,1)**	**(4,8)**	**(12,4)**	**(2,8)**	**13,0**	**(7,0)**
Ganancia antes de impuesto	45,3	63,0	25,4	92,0	225,7	47,5	8,2	23,1	12,9	91,7
Impuesto a las ganancias	(11,3)	(12,9)	(5,4)	(17,4)	(47,1)	(7,4)	(1,7)	(26,1)	(0,3)	(35,5)
Ganancia después de impuestos	**34,0**	**50,1**	**19,9**	**74,6**	**178,6**	**40,1**	**6,6**	**(3,0)**	**12,6**	**56,2**
Ganancia por acción	**0,032**	**0,048**	**0,019**	**0,071**	**0,170**	**0,038**	**0,006**	**(0,003)**	**0,012**	**0,053**

Balance Trimestral
(En millones de US$)

	2011				2012			
	31-Mar-11	30-Jun-11	30-Sep-11	31-Dec-11	31-Mar-12	30-Jun-12	30-Sep-12	31-Dec-12
Activo corriente								
Efectivo y efectivo equivalente (1)	156,8	163,4	79,3	192,6	233,6	172,4	200,2	184,1
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	240,6	231,4	204,5	188,5	244,9	260,1	257,7	187,0
Impuestos por recuperar	44,5	30,2	39,4	52,5	58,1	29,3	40,8	58,2
Otros activos corrientes	272,1	199,6	234,8	199,9	192,8	200,4	170,6	192,4
Total activos corrientes	**713,9**	**624,6**	**557,9**	**633,4**	**729,5**	**662,2**	**669,3**	**621,7**
Activos no corrientes								
Propiedades, planta y equipos - neto	1.753,1	1.739,9	1.782,2	1.791,5	1.788,5	1.804,9	1.813,6	1.827,6
Otros activos no corrientes	403,5	407,6	394,1	386,1	375,7	375,5	375,9	441,9
TOTAL ACTIVO	**2.870,5**	**2.772,1**	**2.734,2**	**2.811,0**	**2.893,7**	**2.842,5**	**2.858,8**	**2.891,2**
Pasivos corrientes								
Deuda financiera	64,3	66,0	12,9	17,9	12,5	18,0	66,9	20,6
Otros pasivos corrientes	308,7	218,4	219,3	242,3	301,0	276,3	223,3	209,3
Total pasivos corrientes	**373,0**	**284,3**	**232,2**	**260,2**	**313,5**	**294,3**	**290,2**	**229,9**
Pasivos no corrientes								
Deuda financiera (incluyendo deuda con compañías relacionadas)	659,9	663,3	689,8	685,5	686,0	689,1	690,4	774,2
Otros pasivos de largo plazo	180,8	187,2	187,6	187,5	185,7	184,8	206,8	202,0
Total pasivos no corrientes	**840,7**	**850,5**	**877,4**	**873,0**	**871,7**	**873,9**	**897,2**	**976,1**
Patrimonio	1.656,8	1.637,2	1.624,7	1.677,8	1.708,5	1.674,3	1.671,4	1.685,2
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	**2.870,5**	**2.772,1**	**2.734,2**	**2.811,0**	**2.893,7**	**2.842,5**	**2.858,8**	**2.891,2**

(1) Incluye inversiones de corto-plazo disponibles para la venta (fondos mutuos)

HECHOS RELEVANTES

En el ejercicio 2012, se informaron los siguientes hechos relevantes a la Superintendencia de Valores y Seguros.

HECHO ESENCIAL DEL 04 DE ABRIL DE 2012

El Directorio, en su sesión celebrada el día 3 de abril de 2012, acordó proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas citada para el día 24 de abril de 2012, lo siguiente:

a) Ratificar lo obrado por el Directorio de la Sociedad en cuanto a los dividendos provisorios distribuidos de los accionistas durante el año 2011 por un monto total de US$ 25.000.000.

b) Repartir como dividendo definitivo a los accionistas con cargo al ejercicio 2011, la cantidad de US$ 64.301.192,40, correspondiendo en consecuencia a los accionistas un dividendo de US$ 0,0610468011 por acción, que se pagaría el día 16 de mayo de 2012, a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas de la Sociedad el quinto día hábil anterior a dicha fecha. El dividendo, de ser aprobado por la Junta de Accionistas a que se ha hecho mención, se pagará en pesos, moneda nacional, según el tipo de cambio “dólar observado”, que aparezca publicado en el Diario Oficial el día 14 de mayo de 2012.

HECHO ESENCIAL DEL 24 DE ABRIL DE 2012

Se informan los siguientes acuerdos adoptados por la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 24 de abril de 2012:

a) Repartir como dividendo definitivo con cargo al ejercicio 2011, la cantidad de US$ 64.301.192,40, correspondiendo en consecuencia un dividendo de US$ 0,0610468011 por acción, que se pagará el día 16 de mayo de 2012, a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas de la Sociedad el quinto día hábil anterior a dicha fecha. El dividendo se pagará en pesos, moneda nacional, según el tipo de cambio “dólar observado”, que aparezca publicado en el Diario Oficial el día 14 de mayo de 2012.

b) Designar como empresa de auditoría externa a la firma Deloitte Auditores y Consultores Limitada.

Entre el 31 de diciembre de 2012 y la fecha de emisión de los estados financieros, no han ocurrido otros hechos significativos que afecten la presentación y/o los resultados de los mismos.

Deloitte.

Deloitte
Auditores y Consultores Limitada
RUT: 80.276.200-3
Av. Providencia 1760
Pisos 6, 7, 8, 9, 13 y 18
Providencia, Santiago
Chile
Fono: (56-2) 729 7000
Fax: (56-2) 374 9177
e-mail: deloittechile@deloitte.com
www.deloitte.cl

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los señores Accionistas y Directores de
E.CL S.A.

Informe sobre los estados financieros consolidados

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de E.CL S.A. y filiales, que comprenden los estados consolidados de situación financiera al 31 de diciembre de 2012 y 2011, y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, estados de cambios en el patrimonio y estados de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros.

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 (IFRS). 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 nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con las 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 de 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 opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas contables utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones 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 E.CL S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2012 y 2011 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS).

DELOITTE

Enero 29, 2013
Santiago, Chile

Arturo Platt A.
Rut: 8.498.077-3

DECLARACION DE RESPONSABILIDAD

Los suscritos, en calidad de Directores y Gerente General, en su caso, de E-Cl S.A., declaramos bajo juramento la veracidad de la totalidad de la información contenida en esta Memoria Anual correspondiente al ejercicio 2012.

JAN FLACHET	Presidente	Rut 14.744.021-9
JUAN CLAVERÍA A.	Director	Rut 9.433.303-2
GUY RICHELLE	Director	EH 957480
MANLIO ALESSI R.	Director	Rut 14.746.419-3
KAREN PONIACHIK POLLAK	Director	Rut 6.379.415-5
CRISTIÁN EYZAGUIRRE J.	Director	Rut 4.773.765-6
PABLO IHNEN DE LA FUENTE	Director	Rut 6.866.516-7
LODEWIJK J. VERDEYEN	Gerente General	Rut 21.648.094-5

E·CL
ENERGÍA ESENCIAL
GDF SUEZ

2012

MEMORIA ANUAL

Diseño y Producción: Leaders S.A.

Santiago, Chile / Avda. El Bosque Norte 500, oficina 902 / Teléfono: + 56(2) 353 32 01 - **Tocopilla, Chile /** Avda. Leonardo Guzmán 0780 / Teléfono: + 56(55) 819200 - **Mejillones, Chile /** Camino a Chacaya 3910 / Teléfono: + 56 (55) 658100 - **Antofagasta, Chile /** Rómulo Peña 4008 / Teléfono: + 56 (55) 642900 - **Arica, Chile /** Avda. Santa María 2251 / Teléfono: + 56 (58) 224709 - **Iquique, Chile /** Avda. Desiderio García 151 / Teléfono: + 56 (57) 411135