

20
13



MEMORIA ANUAL



ENERGIA ESENCIAL PARA CHILE



INDICE

20
13

01

CARTA

DEL PRESIDENTE

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 2013.

En primer lugar, deseo referirme a los resultados del año, consignando que la utilidad neta después de impuestos, llegó a US\$ 39,6 millones, lo que implicó una baja de cerca de 30% respecto de lo registrado en 2012. Cabe señalar que el EBITDA fue de US\$251,5 millones en el año 2013. Los resultados fueron afectados por la menor disponibilidad de gas en el sistema, así como por las mantenciones de centrales, tanto de E.CL como de otros operadores. Esto se tradujo en mayores niveles de generación de electricidad con combustibles más caros como el petróleo, y un aumento de pagos por sobrecostos de generación en el sistema. Pese a lo anterior, pudimos apreciar una recuperación en el cuarto trimestre, alcanzándose un EBITDA de US\$60,4 millones y una utilidad neta de US\$17 millones.

Es destacable que la solidez financiera de E.CL llevó a que la agencia de calificación de riesgo Standard & Poor's elevase la clasificación de E.CL desde 'BBB-' a 'BBB', recalcando que la empresa tiene una relevancia estratégica para su controladora GDF SUEZ.

En el ámbito operacional, la generación bruta de E.CL y sus filiales alcanzaron en 2013 los 9.480 GWh, registrando una baja de 0,74% respecto del periodo anterior. Durante el año 2013, E.CL y sus filiales tuvieron una participación de mercado de 61,4 % en las ventas físicas totales de las empresas generadoras del SING, siendo los más importantes proveedores de energía eléctrica de este sistema eléctrico.

En cuanto a los proyectos que la compañía se encuentra desarrollando: durante el año 2013 la compañía continuó

trabajando en la materialización de Infraestructura Energética Mejillones, el principal proyecto de expansión de capacidad de generación eléctrica de energía de base. Éste proyecto considera la construcción de dos unidades termoeléctricas de 375 MW brutos y un nuevo puerto de descarga.

La empresa también posee una cartera de proyectos de energías renovables no convencionales de significativa relevancia. Al respecto, podemos informar que a mediados de año comenzó a operar la Planta Solar El Águila 1, con una capacidad de 2 MW de potencia instalada y una inversión cercana a los US\$ 7 millones. Se trata de la primera planta solar fotovoltaica que inyecta energía directamente al SING. La compañía recibió también la autorización ambiental para el proyecto solar denominado El Águila 2 de 40 MW de potencia y para el proyecto Planta Solar Fotovoltaica Pampa Camarones de 300 MW de potencia el cual se realizará en etapas, bajo la condición de que se cumplan los requerimientos financieros y comerciales que la compañía requiere para su construcción. Finalmente, la empresa también recibió la aprobación ambiental de dos parques eólicos en Calama, que suman una potencia total de 183 MW de potencia.

Es importante destacar que a fines de 2013 la empresa ejerció la opción de compra del proyecto de línea de transmisión de doble circuito de 500 kV que interconectará unidades generadoras de nuestra empresa en Mejillones, con el sector denominado Cardones, en el norte del SIC siendo este un paso relevante para nuestra empresa con miras al acceso al mercado eléctrico del Sistema Interconectado Central, mercado que hoy en día representa una fuente de diversificación de nuestra cartera de clientes y además el acceso a un mercado de mayor envergadura que el Sistema Interconectado del Norte Grande. Esta línea tendrá inicialmente la calidad de línea adicional, pero sin perjuicio de ello cuenta con capacidad suficiente para en el futuro cercano ser calificada como una línea troncal de interconexión SING-SIC.





Al respecto, ya hemos anunciado el inicio de la construcción de esta iniciativa que es muy relevante, no sólo para E.CL y el grupo GDF SUEZ, sino también para el país pues puede ayudar a paliar en parte la escasez oferta de generación que hoy prevalece en este sistema. Estimamos que el proyecto demandará una inversión de US\$ 700 millones y será desarrollado probablemente por E.CL en conjunto con otros inversionistas. Asimismo, hemos informado a los organismos pertinentes la desconexión del SING e interconexión al SIC de la unidad CTM-3 en el año 2017, unidad que tiene la capacidad para operar con gas natural y con diesel.

En materia medioambiental lo más relevante fue el avance en el Plan de Reducción de Emisiones de la compañía. Durante 2013 se culminó con la instalación de la totalidad de los filtros de mangas en las unidades a carbón, con lo cual estamos cumpliendo anticipadamente con la norma en lo que se refiere a los niveles de material particulado.

También se avanzó de una manera relevante en la implementación de los sistemas que permiten bajar las emisiones de dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno. Cabe destacar también que para cumplir con la nueva Norma de Emisiones para Centrales Termoeléctricas, la empresa usará cal hidratada en los equipos de desulfuración de las unidades generadoras. De ese modo se sometió a consideración de la autoridad ambiental un proyecto para producir este insumo. Cabe destacar que hasta la fecha las inversiones en abatimiento de emisiones que la compañía ha realizado alcanzan un monto de US\$ 145 millones.

En cuanto a los proyectos sustentables, éstos han ido avanzando según lo esperado. Al efecto, el año 2013 fue clave para poder validar técnica y económicamente el proyecto de la piscicultura de Cobia con aguas efluentes de la Central Termoeléctrica de Mejillones. Asimismo, en Coronel fue inaugurada una planta piloto de co-combustión de carbón y biomasa que permitirá hacer pruebas y determinar los escenarios técnicos y económicos propicios para la utilización de diversos combustibles.

Respecto de las iniciativas para la producción de biodiesel a partir de microalgas (consorcios AlgaeFuels S.A. y DesertBioenergy S.A.),

éstos avanzaron significativamente, destacándose la instalación de una planta piloto ubicada en Tocopilla (DesertBioenergy) y la construcción y habilitación de un moderno laboratorio donde se realizarán nuevas investigaciones con profesionales de universidades locales y extranjeras (AlgaeFuels).

En términos de responsabilidad social, la compañía ha desplegado una política de aportes a las comunidades donde se inserta con muy buenos resultados. Como hecho destacado, en 2013 se inauguraron las Mesas de Trabajo y Fondos Concursables en Tocopilla, que asignaron recursos a proyectos presentados y votados por la propia comunidad. En Mejillones se ha apoyado el desarrollo y fortalecimiento de la pesca artesanal y la implementación de un Fondo Concursable para los vecinos.

Quiero terminar agradeciendo a todos nuestros accionistas, socios, clientes, y proveedores por la confianza depositada en nuestra compañía, pues con muchos de ellos tenemos una relación de larga data. Y señalarles que la compañía está hoy en día en un punto de inflexión, el que probablemente hará que el futuro depare muchos éxitos y logros. También quiero agradecer especialmente a las comunidades vecinas, ya que con ellas hemos avanzado en una relación cercana y en concretar iniciativas que nos permiten generar valor compartido. No puedo dejar de mencionar a nuestros colaboradores que día a día se esfuerzan y ponen toda su energía en beneficio de E.CL. Nuestro compromiso es con todos ustedes, con Chile y con su gente. Los quiero invitar a que sigan siendo parte de nuestro holding, sus proyectos y sus logros.

Atentamente,



JUAN CLAVERÍA
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 mantenimiento y reparación de sistemas eléctricos.

ADAPTACIÓN Y TRADUCCIÓN DE LA ESTRATEGIA.

Si bien es cierto que el Plan Estratégico más reciente de la empresa mantiene vigente sus fundamentos en término de Misión y Visión de la Compañía, el cambio de escenario de la industria, una comunidad cada vez más organizada y con creciente conciencia ambiental, y las mayores exigencias de todas las partes interesadas, han propiciado potenciar la comunicación interna como una forma de fortalecer la estrategia de E.CL. Para ello, la empresa cuenta con un mapa estratégico simple, el cual es comunicado y entendido por los trabajadores y reforzado a través de las acciones de alineamiento con los colaboradores y el monitoreo de la estrategia.



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

MONITOREO DE LA ESTRATEGIA

Cada Vice Presidencia identifica los objetivos que le aplican de acuerdo con los principales focos de la estrategia, los que representan la base para el proceso de definición de objetivos individuales de cada jefatura y la definición de los scorecard vinculados al proceso de evaluación de desempeño.

En el 2013 el resultado fue la aplicación de scorecard globales para cada área y 240 tableros de gestión para las jefaturas.

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”.





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.

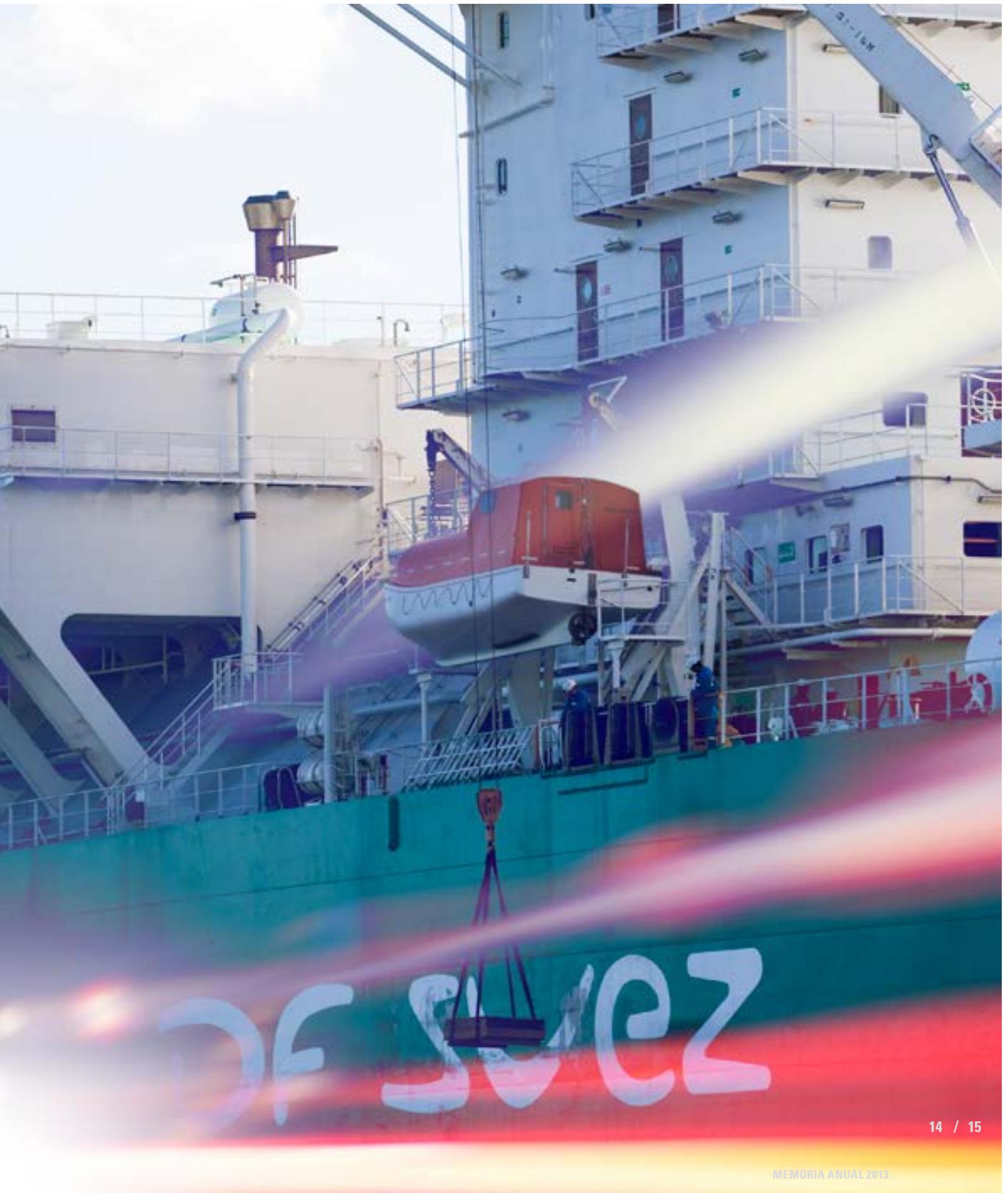
En esa línea, el Grupo propone soluciones eficaces e innovadoras a los particulares, las ciudades y las empresas, basándose en una cartera de aprovisionamiento de gas diversificada, un parque de producción eléctrica flexible y poco emisor de CO2 y unas competencias únicas en cuatro sectores clave: el 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 2013, la totalidad de las acciones se encuentran suscritas y pagadas.

NÓMINA DE MAYORES ACCIONISTAS

PORCENTAJE POR TIPO DE ACCIONISTA

Tipo de accionista	N° de Accionistas	Total Acciones	Porcentaje de Participación
Persona Natural	1.483	5.624.869	0,53%
Persona Jurídica	429	1.047.684.907	99,47%
Total	1.912	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	44.046.626	44.046.626	4,18%
Banco Itau por Cuenta de Inversionistas	31.797.639	31.797.639	3,02%
AFP Provida S.A. para Fondo Pensión C	26.157.417	26.157.417	2,48%
Banco Santander por Cuenta de Inversionistas Extranjeros	24.291.597	24.291.597	2,31%
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%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo B	19.438.717	19.438.717	1,85%
AFP Habitat S.A. Fondo Tipo A	18.751.456	18.751.456	1,78%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo A	17.499.474	17.499.474	1,66%
AFP Capital S.A. Fondo de Pensión Tipo C	17.154.820	17.154.820	1,63%
AFP Cuprum S.A. Fondo Tipo A	16.920.360	16.920.360	1,61%
AFP Capital S.A. Fondo de Pensión Tipo A	16.735.861	16.735.861	1,59%
AFP Capital S.A. Fondo de Pensión Tipo B	16.195.512	16.195.512	1,54%
Larraín Vial S.A. Corredora de Bolsa	14.794.182	14.794.182	1,40%
BTG Pactual Chile S.A. Corredores de Bolsa	14.667.660	14.667.660	1,39%
AFP Cuprum S.A. Fondo Tipo B	12.263.034	12.263.034	1,16%
Banchile Corredores de Bolsa S.A.	12.141.002	12.141.002	1,15%
AFP Cuprum S.A. Para Fondo Pensión C	11.837.224	11.837.224	1,12%
Otros	141.099.944	141.099.944	13,52%
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 2013 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 2013 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 2013 se implementó 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 fue enviada durante de 2013 a la SVS y a las bolsas de valores, y puesta 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 encontraban recogidas con anterioridad 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



PRESIDENTE

1

Jan Flachet (*)
 Ingeniero Electromecánico
 Rut 14.744.021-9

SUPLENTE
Dante Dell'Elce
 Pas. 12523767N
 Contador

DIRECTORES

2

Geert Peeters
 Ingeniero
 Rut EJ 164815

SUPLENTE
Pablo Villarirno Herrera
 Abogado
 Rut 9.904.494-2

3

Juan Clavería A.
 Ingeniero Civil
 Rut 9.433.303-2

SUPLENTE
Marc Debyser
 Ingeniero
 Pas. EJ398692

4

Karen Poniachik Pollak
 Periodista
 Rut 6.379.415-5

SUPLENTE
Lionel Sotomayor Luhr
 Ingeniero Civil
 Rut 5.845.611-K

Nota (*): El Directorio de la Sociedad, en su sesión celebrada con fecha 28 de enero de 2014, acordó aceptar la renuncia a los cargos de director y Presidente presentada don Jan Flachet, quien pasó a asumir otras funciones dentro del Grupo GDF Suez, y designó como Presidente del Directorio y de la Sociedad al director don Juan Clavería Aliste.

DIRECTORIO

La empresa es administrada por un Directorio compuesto por siete miembros titulares y sus respectivos suplentes.

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 23 de abril de 2013. La composición del Directorio al 31 de diciembre de 2013 era la siguiente:



5

Manlio Alessi R.

Economista

Rut 14.746.419-3

SUPLENTE

Manuel Colcombet

Ingeniero Industrial

Pas. AAB243695

6

Cristián Eyzaguirre J.

Economista

Rut 4.773.765-6

SUPLENTE

Joaquín González E.

Abogado

Rut 6.550.944-K

7

Emilio Pellegrini

Ingeniero

Rut 4.779.271-1

SUPLENTE

Gerardo Marcelo Silva Iribame

Ingeniero Comercial

Rut 5.056.359-6.

REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO

En conformidad con lo dispuesto en la Ley N°18.046, la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 23 de abril de 2013, acordó que la remuneración del directorio para el ejercicio 2013 fuera el equivalente de 160 U.F. por sesión para cada Director, y que para el Presidente fuera el equivalente a 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.

E.CL, en el ejercicio 2013, no pagó asesorías adicionales a ningún miembro del Directorio de la sociedad y efectuó gastos durante el año 2013 por un monto de MUS\$196 por concepto de representación del Directorio en el mismo período.

Las remuneraciones brutas percibidas por los integrantes del Directorio, durante el ejercicio 2012 y 2013, incluidas aquellas recibidas por los directores por su participación en el Comité de Directores, expresadas en miles de dólares, fueron las siguientes:

	Directorio	
	2012 MUS\$	2013 MUS\$
Jan Flachet	166	148
Juan Clavería	120	119
Manlio Alessi	82	82
Geert Peeters	-	23
Karen Poniachik	120	119
Cristian Eyzaguirre	120	119
Emilio Pellegrini	-	51
Pablo Ihnen	82	23
Guy Richelle	30	23
Total	720	707





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 2013, por los directores, doña Karen Poniachik Pollak, don Juan Clavería Aliste y don Cristián Eyzaguirre Johnston.

La Junta General de Accionistas celebrada el 23 de abril de 2013, 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.

COMITÉ DE DIRECTORES

Durante el año 2013, 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 2013.
- b) Examinó los sistemas de remuneraciones y planes de compensación de los gerentes, ejecutivos principales y trabajadores de la Sociedad.
- c) Informó al Directorio respecto de la conveniencia de contratar para el año 2013 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.
- d) Designar como clasificadoras privadas de riesgo para el ejercicio 2013 a las firmas “[Feller Rate Clasificadora de Riesgo Ltda.]” e “[ICR Compañía Clasificadora de Riesgo Ltda.]”.
- e) Examinó los antecedentes de las operaciones realizadas por la Sociedad con partes relacionadas, comprendidas en el Título XVI de la Ley N° 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. En relación con el proyecto de prestación de servicios portuarios y suministro de agua a SCM El Abra, se autorizó la celebración con Tractebel Engineering S.A. de un contrato

de prestación de servicios de ingeniería para desarrollo de proyectos, realización de estudios de pre-factibilidad y factibilidad, preparación de bases de construcción, soporte en el proceso de licitación y evaluación de oferta.

2. En relación con los proyectos de instalación de filtros de manga a las unidades carboneras y de extensión de su vida útil, se aprobó el aumento de presupuesto para los servicios prestados por Tractebel Engineering S.A. y se autorizó la celebración con ésta de un contrato para la ejecución de los trabajos de ingeniería asociado a los referidos proyectos.
3. Se aprobó la contratación de la asesoría de Tractebel Engineering S.A. para la elaboración de las alternativas conceptuales para la solución definitiva del problema de filtración del sistema de enfriamiento de las Unidades CTA y CTH, y elaboración de la ingeniería básica y metodología para la implementación de la solución definitiva.
4. En relación con el proyecto de investigación consistente en el desarrollo productivo de cobia, se acordó la celebración con Cobia del Desierto de Atacama SpA de un contrato de prestación de servicios de investigación y desarrollo, según se definen éstas en la Ley 20.241, y construcción de una pequeña unidad de cuarentena experimental.
5. Se autorizó la contratación de Tractebel Engineering S.A. para:
 - a) Preparación de un estudio de pre-factibilidad para analizar el cumplimiento de la nueva Norma de Emisiones de Centrales Eléctricas en las Unidades 10 y 11 y en las Unidades Turbogas 1,2 y 3 de Tocopilla y Turbogas de Iquique.
 - b) Preparación de un estudio de pre-factibilidad para analizar el cumplimiento de la nueva Norma de Emisiones de Centrales Eléctricas en la Unidad 16, referente a la emisión de Nox en un escenario de reducción del valor mínimo técnico de despacho de la Unidad.
 - c) Prestación de los servicios de ingeniería conceptual para la elaboración de los expedientes técnicos de las Declaraciones de Impacto Ambiental necesarias para el proyecto de construcción de una planta de caliza.
6. Se autorizó la contratación de Laborelec para la preparación de un estudio de la vida remanente de las centrales térmicas, con el objeto de generar un plan de mejoras y definir el alcance de un proyecto de extensión de vida útil





de las unidades, así como analizar los posibles impactos en la depreciación de estos activos.

7. Se aprobó la regularización de los servicios prestados por E.CL a Central Termoeléctrica Andina S.A. e Inversiones Hornitos S.A. por concepto de lavado de aislación en las Subestaciones CTA y CTH, por un monto anual idéntico al resultante de la licitación adjudicada a SERCOELEC, aplicado al periodo comprendida entre la fecha de entrada en operación comercial de la respectiva Unidad y la fecha en que entre en vigencia el contrato con SERCOELEC.
8. Se aprobó la celebración de un contrato con GNL Mejillones S.A., por medio del cual ésta se obliga a prestar a E.CL los servicios de recepción, almacenamiento, regasificación y entrega de gas natural licuado, por un volumen contractual de 14.500.000 MMBtu el año 2013, 17.400.000 MMBtu el año 2014 y 14.500.000 MMBtu para cada uno de los años 2015 a 2026, en la modalidad Take or Pay.
9. Se autorizó la venta y cesión a GDF Suez de la ingeniería, conocimientos y know how que deriven del Proyecto Termosolar Piloto Mejillones consistente en la construcción de una planta de concentración solar de tecnología Fresnel, que produce vapor

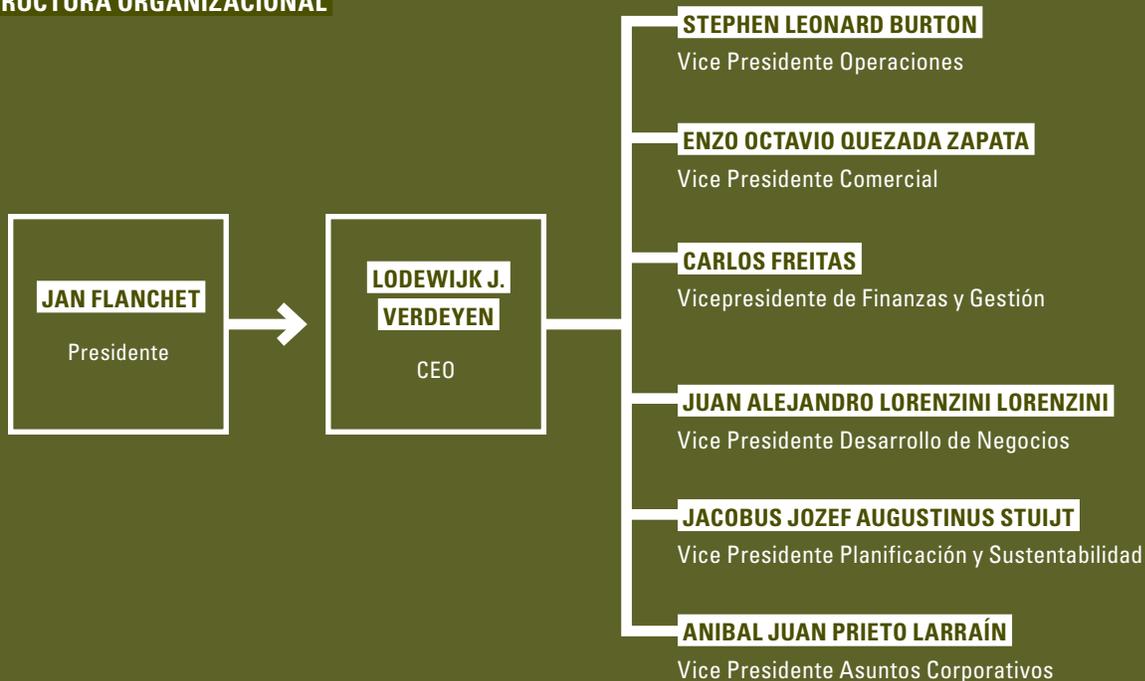
a través de energía termo solar mediante espejos planos, para ser inyectado en la turbina de vapor de la Unidad CTM1.

10. Se aprobó la ampliación de la asesoría contratada con Tractebel Engineering S.A. para la elaboración de los expedientes técnicos de las Declaraciones de Impacto Ambiental necesarias para el proyecto de construcción de una planta de caliza, agregando trabajos adicionales.
11. En relación con el proyecto de construcción de una planta de caliza, se aprobó la contratación de la asesoría de Laborelec en el proceso de selección de suministradores de cal y validación del consumo de ésta para diferentes escenarios de calidad de la cal.
12. Se aprobó la compra a Eólica Monte Redondo S.A. de las acreditaciones de generación de energías renovables no convencionales de conformidad con lo dispuesto en el artículo 150 Bis en la Ley General de Servicios Eléctricos ("Acreditaciones"), por 74,9 GWh para E.CL y 38,3 GWh para Inversiones Hornitos S.A., o cualquier cantidad superior que necesitare cualquiera de estas sociedades para completar el monto total de Acreditaciones exigido para el año 2013.

13. Se aprobó la modificación del acuerdo denominado "Long Term Service Agreement", suscrito entre el Grupo GDF Suez y Alstom para la provisión de repuestos para turbinas a gas, de manera de incorporar la modalidad de aprovisionamiento de repuestos de alto valor y criticidad de la Unidad 16 a través de una sociedad del Grupo GDF Suez denominada Sharepart.
14. En relación con el proyecto de construcción de un terminal marítimo en Mejillones, se aprobó la contratación de los servicios de Tractebel Engineering S.A. como ingeniero del propietario en el proceso de licitación del referido proyecto, para que evalúe las ofertas que se presenten y asesore a la Sociedad respecto de los términos y condiciones de los contratos necesarios para su implementación
15. Se aprobó la contratación de los servicios de Tractebel Engineering S.A. para la elaboración de la ingeniería básica, especificaciones técnicas y bases de licitación para la construcción de la Subestación Rica Aventura.
16. Se aprobó la celebración de un contrato de administración, operación y mantenimiento de las plantas de Eólica Monte Redondo S.A., por un valor equivalente a los costos laborales y de operación y mantenimiento, recargados en un 20%.

17. Se aprobó la celebración de un contrato de prestación de servicios con Suez Energy Andino S.A., en virtud del cual, E.CL le presta servicios con el personal que resulte desvinculada de la primera en su proceso de reestructuración interna, a un valor equivalente a los costos laborales asociados a esas personas, recargado en un 10%.
18. En relación con el proyecto de construcción de una planta de concentración solar, se aprobó la contratación de los servicios de ingeniería de detalle de Tractebel Engineering S.A. en el proceso de licitación del señalado proyecto.
19. Se aprobó la celebración de un contrato de peaje adicional con Inversiones Hornitos S.A., para formalizar el uso por parte de ésta última, de la línea 220 kV Chacaya – Crucero, de propiedad de E.CL.
20. Se aprobó la celebración de un contrato con GNL Mejillones S.A. para el almacenamiento de nitrógeno líquido en un estanque criogénico por un plazo de 5 años, con una capacidad de 42 toneladas al día a firme; y el suministro de nitrógeno gaseoso, por una capacidad de hasta 17 toneladas al día interrumpible.

ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL



PRINCIPALES EJECUTIVOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013



1



2



3

1

Lodewijk J. Verdeyen

CEO

Ingeniero Civil Electrotécnico-Mecánico

Rut 21.648.094-5

Fecha desde que ejerce el cargo: Junio - 2004

2

Stephen Burton

Vice Presidente de Operaciones

Power Engineer

Rut 22.898.647-K

Fecha desde que ejerce el cargo: Abril - 2011

3

Carlos Freitas

Vicepresidente de Finanzas y Gestión

Ingeniero de producción

Rut 21.620.971-0

Fecha desde que ejerce el cargo: Febrero - 2013

REMUNERACIONES DE LOS GERENTES

Remuneración de Gerentes y Ejecutivos Principales	31-12-2013 MUS\$
Remuneraciones de Gerentes y Ejecutivos Principales y Dietas ⁽¹⁾	3.970
Total	3.970



4

Enzo Quezada Z.

Vice Presidente Comercial
Ingeniero Civil Eléctrico
Rut 9.409.711-8
Fecha desde que ejerce el cargo: Abril - 2011

5

Anibal Prieto L.

Vice Presidente de Asuntos Corporativos
Abogado
Rut 9.387.791-8
Fecha desde que ejerce el cargo: Abril - 2011

6

Demián Talavera

Vice Presidente de Desarrollo de Negocios
Ingeniero Civil Electricista
Rut 14.608.639-K
Fecha desde que ejerce el cargo: Enero - 2014

7

Jacobus Stuijt

Vice Presidente de Planificación y Sustentabilidad
Ingeniero Químico
Rut 14.571.447-8
Fecha desde que ejerce el cargo: Abril - 2011

DOTACIÓN DE PERSONAL

Dotación de la Empresa por Nivel Profesional a Diciembre 2013:

	Ingenieros	Técnicos	Otros Profesionales	Total
Generación	145	393	3	541
Transmisión	35	80	1	116
Administración y Apoyo	89	58	9	156
Totales	269	531	13	813

GESTIÓN DE TALENTO

RECLUTAMIENTO Y SELECCIÓN

Durante el año 2013, la Gerencia de Recursos Humanos presentó un cambio dentro de su estructura organizacional, debido principalmente a la creación de la Subgerencia de Gestión de Talento, cuyas tareas principales podemos destacar el atraer, desarrollar, y retener a los nuevos talentos que ingresen a la empresa. Gracias a esta reestructuración, se ha podido optimizar la gestión de los procesos de Reclutamiento y Selección, además de generar un mayor control administrativo respecto a las movilidades internas que ocurren el día de hoy dentro de nuestra empresa.

En el marco de esto, 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 negocios de las operaciones de energía. Lo anterior, se ha hecho posible gracias a la existencia de plataformas de reclutamiento y al uso de redes sociales, cuyo objetivo principal es establecer un diálogo continuo entre los potenciales candidatos y la empresa. Junto con esto, es importante destacar que durante el 2013 se efectuaron 48 contrataciones de plazo indefinido junto con 22 contrataciones de plazo fijo.

Dentro de los puntos más importantes que se pueden destacar por parte del área de Reclutamiento y Selección:

- Creación del comité de Movilidad Interna / Concursos Internos
- Reducción de costos en los procesos de Selección, debido a la disminución de búsquedas a través de Headhunters, ocupándonos como equipo de R&S de E-CL a realizar las búsquedas de los mejores talentos en el mercado.
- Fortalecer LinkedIn como herramienta de reclutamiento de profesionales.
- Participación en Ferias Laborales (Branding).
- Realización de mejoras para disminuir los tiempos del proceso de selección, entre las cuales podemos destacar la coordinación y gestión de los Exámenes Preocupacionales, los cuales actualmente son realizados directamente por el equipo de R&S, lo que ha ayudado a disminuir considerablemente los tiempos de reclutamiento en al menos 1 semana.

CAPACITACIÓN

Durante el 2013 y con el fin de alinear las acciones de capacitación con la estrategia de la compañía, se constituyó el "Comité de Capacitación", que tiene por objetivos:

- Proponer Políticas y establecer lineamientos para los

procedimientos de Capacitación a nivel Corporativo.

- Validar los planes anuales de Capacitación en la Gerencia de Recursos Humanos.
- Validar el presupuesto anual de Capacitación, previo a la presentación a la Gerencia General.

Dentro de las iniciativas presentadas, se encuentra la plataforma www.classroom.tv que nos permitirá entregar contenido vía web, de manera de acceder a menor costo a los colaboradores en sitios. En lo referido al plan de capacitación, se desarrolló una metodología para la detección de las necesidades de capacitación (DNC), que considera un levantamiento de tipo Top-down y Bottom-up, además de lo obtenido a través de sistema de evaluación de desempeño.

PROCESO DE EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO

Se realizó una serie de mejoras al modelo de evaluación del desempeño, con el fin de pasar de una mirada de evaluación hacia un modelo de gestión, integrando los resultados al ciclo de gestión de capital humano.

En términos de los objetivos personales, se logró vincularlos a los objetivos estratégicos de la Compañía, estableciendo de esta forma una relación directa entre los esfuerzos personales y su contribución al logro de la estrategia.

Por otro lado, se redefinieron las competencias corporativas, de modo que respondan a lo declarado en el Charter, además de incorporar conductas observables a cada una, de modo de facilitar la evaluación. Por último se incorporaron las reuniones de monitoreo y ajuste, como una instancia de revisión periódica, de modo de tomar acción oportuna frente a desviaciones.

GESTIÓN DE PERSONAL

GESTIÓN DE COMPETENCIAS LABORALES

El Sistema de Gestión por Competencias, requiere para su óptimo desempeño, contar con los trabajadores y materiales que permitan dar respuesta a una demanda inminente de la compañía por mejorar la gestión de los diferentes procesos productivos. Los trabajadores encuentran en este sistema una instancia de reconocimiento y validación de su acervo de experiencia, habilidades y destrezas acumuladas a través de su trayectoria laboral, además de indicar la ruta formativa para aquellos trabajadores que ingresan al sistema.

En concreto, durante el año 2013 se ejecutó en terreno un total de 781 evaluaciones de competencias, con lo que se alcanzó el 99,3%



de acreditaciones, con lo que se superó la meta propuesta de 95%. Esto permitió certificar en su posición a 34 trabajadores, lo que les abre posibilidades de acceder a puestos de mayor responsabilidad en la organización, además de mejorar sus rentas y pasar a formar parte del mejoramiento continuo de competencias dentro de sus rutas de desarrollo personal.

BIENESTAR SOCIAL Y CALIDAD DE VIDA

La Gerencia de Recursos Humanos pone especial atención en la detección de factores de riesgo y el diagnóstico precoz de patologías para su tratamiento oportuno. Por ello, se incentiva a nuestros colaboradores a realizar chequeos médicos preventivos, a través de coordinaciones con cada uno de los miembros de la compañía. En la misma línea, la campaña de vacunación contra el virus de la Influenza correspondiente a 2013, culminó con un total de 220 trabajadores vacunados.

En el año 2013, se realizó un exhaustivo análisis del modelo de salud que la empresa tiene hoy en día, cuyo objetivo es lograr las mejores condiciones de salud para nuestros colaboradores.

Durante la vigencia de las pólizas de los Seguros de asistencia médica y dental, correspondiente a 2013, la compañía aseguradora reembolsó gastos médicos y dentales por un total de 36.900 UF.

GESTIÓN DEPORTIVA

E-CL mediante el Deporte ha mantenido durante el 2013 estrechos lazos con la Comunidad.

La mayoría de nuestras academias infantiles son totalmente gratuitas y reciben a todos los infantes de la ciudad de Tocopilla. Entre nuestras academias más destacadas podemos mencionar:

- Academia de Natación
- Academia de Fútbol Damas y Varones: Quienes han logrado importantes logros como por ejemplo el 3° Lugar en el Campeonato organizado por Alexis Sánchez en Tocopilla y 1° Lugar en el Campeonato de inauguración de Canchas en la ciudad de Pica.
- Béisbol: Academia formada a principios del 2013 quienes ya han participado en campeonatos internacionales representando a nuestra empresa.

DEPORTE INTERNO

Siempre preocupado por nuestros trabajadores, E-CL, beneficia con el uso gratuito de gimnasios en los diferentes sitios.

Existe la Academia de Karate, en la cual participan los trabajadores de E-CL CTT y sus cargas familiares.

Se han desarrollado varios proyectos por medio de la ley de Donaciones deportivas tales como campeonatos de Básquetbol, Golf y entrenamientos de Béisbol.

En los diferentes sitios se apoyó constantemente a las diferentes Ramas de la empresa y Club Deportivo tales como: Fútbol, Baby Fútbol, Básquetbol, Tenis, Mountain Bike, Béisbol, Golf y la emergente rama de buceo en Tocopilla entre otras.

EXCELENCIA OPERACIONAL

Con el fin de hacer un mayor foco en la capacitación técnica, se creó dentro de la Gerencia de Generación y sitios, el área de Excelencia Operacional, cuya función es el aumento de las competencias funcionales del personal de Operaciones y Mantenimiento de las plantas de generación. De acuerdo a lo anterior, durante el primer año se tuvo como meta el cierre de brechas respecto a certificaciones habilitantes, lo cual derivó en la certificación del personal en temas como: Operación de calderas de alta presión, Supervisión de armado y desarmado de andamios, Soldadura toda posición, Riggers y Puente Grúa, Licencias Municipales A4, Análisis de Vibraciones, entre otros.

Por otro lado, en cuanto a la capacitación técnica como tal, se realizó una serie de actividades tendientes a esto. Las principales capacitaciones en este ámbito fueron: Operación de Turbinas (dictada por la empresa estadounidense GP Strategies), Protección contra Incendios en Plantas de Generación Eléctrica, Sistema de Protecciones PCM 600 Relion 670, entre otros. También relacionado con la capacitación técnica, se desarrolló el programa de entrenamiento en el puesto de trabajo, enfocado a operadores de terreno, quienes durante el segundo semestre del año tuvieron un programa de formación enfocado a sus funciones diarias, el cual fue impartido por un profesional con más de 30 años de experiencia en nuestras plantas.

En cuanto a los proyectos trabajados durante el año, se encuentran: Plataforma de Capacitación para la Excelencia Operacional (Plataforma CEO), Metodología de Modularización de Instructivos Operacionales (presentado en el Encuentro Internacional de Mantenedores de Plantas Mineras versión 2013), Proyecto de implementación de Simulador de Planta Térmica para el Entrenamiento de Operadores Sala de control, Levantamiento de Masterplan de formación para Operaciones y Mantenimiento de plantas de generación, entre otros.



SUBGERENCIA SEGURIDAD & SALUD OCUPACIONAL

Las actividades de Seguridad y Salud Ocupacional de E.CL S.A. se incorporan transversalmente a cada uno de los sitios de la compañía desarrollando actividades de gestión, capacitación, evaluación y seguimiento a las medidas de control en materia de Prevención de Riesgos y Salud Ocupacional incluyendo a todo el personal directo y contratistas. Para efectos de la Ley 16.744 que establece normas sobre accidentes del trabajo y enfermedades profesionales, E.CL mantiene convenio con la Asociación Chilena de Seguridad, organismo administrador de la ley. A través de este organismo administrador, se coordinan los exámenes de salud ocupacional, programa de vigilancia epidemiológica por ruido laboral, programa de radiación ultravioleta de origen solar, protocolo de manejo manual de carga, evaluación de factores de riesgos musculo esqueléticos de extremidad superior, charlas de higiene industrial, prevención de riesgos, evaluación de condiciones sanitarias y ambientales básicas en los lugares de trabajo y salud ocupacional.

RECONOCIMIENTOS

El año 2013, la Asociación Chilena de Seguridad destacó a los Sitios de E.CL con más de 10 años sin Accidentes, entre los que se encuentran: Subestación Arica 26 años, Central Diesel Arica 15 años, Central Diesel Iquique 11 años, y Distrinor 10 años.

EXÁMENES DE SALUD LABORAL

Todo el personal que ingresa a la compañía es sometido a exámenes ocupacionales y el personal que ya se encuentra desarrollando trabajos al interior de los sitios, es sometido a exámenes ocupacionales a través del Organismo Administrador de La Ley de Accidentes del Trabajo.

En el transcurso del año 2013, se realizaron 493 exámenes de salud laboral a colaboradores que realizan trabajo en altura física y/o geográfica.

Capacitación en Higiene Industrial, prevención de Riesgos y Salud Ocupacional

Uno de los valores importantes para el adecuado control de riesgos lo constituye la capacitación y revisión de estándares de trabajo por parte del personal de operacional. Durante el año 2013 Se realizaron 29 capacitaciones de seguridad con un total de 593 participantes.

GABINETE DE PRIMEROS AUXILIOS

E.CL dentro de las instalaciones de Central Térmica Tocopilla y Central Térmica Mejillones, posee gabinetes de primeros auxilios que realizan atenciones a colaboradores de E.CL y empresas contratistas, registrando las siguientes prestaciones de salud durante el año 2013:

Atenciones por enfermedad común: 1.312

Atenciones por primeros auxilios: 16

ESTADÍSTICA DE ACCIDENTABILIDAD

La estadística de accidentabilidad de E.CL es de:

IF=0,69

IG=0,04

La estadística de accidentabilidad de E.CL más contratistas es de:

IF=0,60

IG=0,02

NEGOCIO DE LA COMPAÑÍA

MARCO REGULATORIO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA – HECHOS RELEVANTES CDEC-SING

I. PUBLICACIÓN DE LEYES:

14 de octubre, Ley N° 20.701, procedimiento para otorgar concesiones eléctricas.

22 de octubre, Ley N° 20.698, mediante la cual se propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales.

II. PUBLICACIÓN DE DECRETOS SUPREMOS:

9 de abril, Decreto Supremo N°14, del Ministerio de Energía, que fija tarifas de sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación.

23 de abril, Decreto Supremo N°86, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento para la fijación de precios de nudo.

5 de agosto, Decreto Supremo N°115, del Ministerio de Energía, que aprueba la modificación del Reglamento que Establece la Estructura, Funcionamiento y Financiamiento de los Centros de Despacho Económicos de Carga.

III. DICTÁMENES PANEL DE EXPERTOS

Dictamen N° 01-2013 del Panel de Expertos del 14 de marzo, que resolvió la discrepancia sobre la facultad de la Comisión para incorporar una línea de interconexión entre sistema en la revisión del Estudio de Transmisión Troncal.

Dictamen N° 02-2013 del Panel de Expertos del 3 de mayo, que resolvió la discrepancia sobre la validez de la simulación de mínimo técnico de la RM39, luego de la publicación del DS130/2012; Reglamento de Servicios Complementarios.

Dictámenes N° 14 a 16-2013 del Panel de Expertos del 4 de septiembre, que resolvieron las discrepancias sobre procedimientos del CDEC-SING para la implementación de Servicios Complementarios

Dictamen N° 17-2013 del Panel de Expertos del 16 de septiembre y que resolvió la discrepancia sobre el Factor de Distribución de Ingresos determinado por la DP del CDEC-SING, en aplicación del D.S. N° 14/2012

IV. PROCEDIMIENTOS CDEC-SING:

10 de septiembre, envío del CDEC-SING a la CNE de los procedimientos necesarios para la implementación de los Servicios Complementarios para su informe favorable.

V. APLICACIÓN DECRETO SUPREMO N°14/2012.

- a. A partir de julio de 2013, la Dirección de Peajes del CDEC-SING comenzó la aplicación del nuevo decreto tarifario en materia de subtransmisión.
- b. Con fecha 24 de diciembre de 2013, el CDEC-SING informó la finalización de la primera etapa de re-liquidaciones de pagos, producto de la aplicación del Decreto N14, para el período comprendido entre el 1 de enero de 2011 y el 30 de junio de 2013.
- c. Ha quedado pendiente una segunda etapa de reliquidación por el pago de pérdidas de subtransmisión entre el 1 de enero de 2011 y el 30 de junio de 2013.

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.

CAPACIDAD INSTALADA

E.CL cuenta con una potencia bruta instalada total de 2.103,5 MW, que representa el 45,73% 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 unidades tipo ciclo combinado que pueden operar en base a gas natural, gas natural licuado o diesel, dos unidades vapor petróleo, cuatro turbinas a gas natural y petróleo diesel, una central hidroeléctrica y centrales con

motores a petróleo diesel y fuel oil. Además, E.CL cuenta con una Planta Solar Fotovoltaica "El Águila" que actualmente se encuentra en etapa de comisionamiento.

OPERACIÓN

GENERACIÓN

La generación bruta de la compañía durante el año 2013 alcanzó los 9.480 GWh, registrando una baja de 0,74% respecto del período 2012. La tabla siguiente muestra la generación bruta por unidades y centrales.

GENERACIÓN BRUTA POR UNIDADES PRINCIPALES Y CENTRALES

Unidad	MWh brutos
CTM1	1.145.948
CTM2	1.100.443
CTM3	154.746
Chapiquiña	43.986
Diesel Arica	14.723
Diesel Iquique	10.917
Mantos Blancos	20.731
Tamaya	258.243
Solar El Águila	2.090
16	1.450.722
15	967.652
14	906.851
13	496.481
12	439.868
11	12.109
10	19.633
T. Gas 1	2.697
T. Gas 2	2.163
T. Gas 3	13.978
CTA	1.190.477
CTH	1.225.470
Total	9.479.944

La composición de E.CL por tipo de combustible, fue 78,83 % con base a carbón y petcoke, 16,94 % con base a gas natural, 0,46 % correspondió a generación hidráulica, un 3,75 % con base a petróleo, y un 0,02 % a generación solar.





Generación Bruta por Tipo de Combustible de E.CL

Tipo Combustible	2013	
	MWh brutos	[%]
Carbón + PetCoke	7.473.189	78,83
Petróleo	355.193	3,75
Gas Natural	1.605.486	16,94
Hidráulica	43.986	0,46
Solar	2.090	0,02
Hidro	48,57	0,5
Total	9.479.944	100,0%

Producción Bruta SING 2013

Empresas	2013	
	Bruta GWh	G. Bruta[%]
Angamos	3.596,6	20,87
Celta	918,8	5,33
E.CL	9.480,3	55,00
Gasatacama	931,8	5,41
Norgener	2.118,6	12,29
Otros Generadores	190,7	1,11
Total	17.236,8	100,0%

TRANSMISIÓN

La Gerencia de Transmisión es la responsable de la operación, el mantenimiento, reemplazo de equipos e instalaciones y nuevos proyectos de 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, operación y mantención contratados por terceros que se conectan a subestaciones de la Compañía.

OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Durante el año 2013, la disponibilidad promedio de las líneas de transmisión alcanzó el 99,97%, similar al año 2012 que fue de 99,96%. Lo anterior se explica, principalmente, por fallas en las líneas 110 kV Mejillones-Lince, línea 110 kV Mejillones-CTM, línea 110 kV Capricornio-Altonorte, línea 110 kV Mejillones-Antofagasta, Línea 110 kV Tocopilla-CD Tamaya-3, Línea 110 kV CD Tamaya-Salar-4, Línea 110 kV Arica-Pozo Almonte y Línea 66 kV Iquique-Pozo Almonte-1.

Respecto del plan de mantenimiento preventivo básico de las instalaciones, se alcanzó un cumplimiento de 93,9%, un poco inferior al 94% del año 2012.

La energía no suministrada a clientes producto de fallas en el sistema de transmisión alcanzó los 0,145 GWh muy inferior a los 0.43 GWh del 2012, representando una disminución del 66% respecto del año anterior. La energía no suministrada durante el año 2013, es producto principalmente de las desconexiones de las líneas 110 kV Mejillones-Antofagasta ocurrida el día 29 de abril y Línea 110 kV Capricornio-Alto Norte ocurrida el 8 de septiembre del 2013.

En cuanto a los planes de mantenimientos mayores orientados a evitar fallas, en la zona Antofagasta se realizaron los siguientes trabajos:

- Reemplazo de 9 km de conductor Flint y cable de guardia entre estructuras N° 13 y 35 de línea de 220 kV Chacaya-Crucero, además del cambio de cadenas de aisladores de vidrio por SICOAT (1665 aisladores cambiados a 30 estructuras desde la N° 1.1 a la N° 28). Se realizó tratamiento epóxico y pintura a 20 torres.
- En la Línea de 110 kV Antofagasta-Altonorte se realizó tratamiento epóxico y pintura a 7 estructuras.
- En líneas 110 kV Antofagasta-Capricornio y Capricornio-Altonorte se realizó cambio de aislación a 30 estructuras en cada línea.
- En línea 220 kV Chacaya-Mantos Blancos y Mejillones-Chacaya, en 4 estructuras comunes se hizo reemplazo de aislación y tratamiento epóxico de pintura.
- En línea de 110 kV Mejillones-Antofagasta se realizó reemplazo de conductor desde la estructura N° 1 a la 21, más instalación de sobreextensiones, pintura de las estructuras metálicas y reemplazo de breteles por amortiguadores.
- En la red subterránea de 13,8 kV del Mall Plaza se realizó pintura y sellado ignífugo de cables y cámaras, además del reemplazo de todas las tapas de cámaras.

INGRESOS DE TRANSMISIÓN.

En relación a los ingresos facturados por el área de transmisión, ellos alcanzaron los US\$ 13,8 millones, menor a los US\$ 17,7 millones facturados durante el año 2012. Esto se explica principalmente por la disminución de ingresos por peaje troncal, producto de la venta de la línea Crucero – Lagunas 1, en diciembre de 2012. Los principales ingresos provienen de peajes (62%) y de los ingresos por conexión y arriendos (33%). El 5% restante es producto de la venta de servicios.

PROYECTOS DE TRANSMISIÓN.

Durante el 2013 la Subgerencia de Ingeniería de Proyectos de Transmisión ha gestionado tanto a nivel de estudio como de ejecución varios proyectos por encargo de la Gerencia de Transmisión, destacándose los siguientes:

- Ejecución de la Modernización de los Sistemas de Control, Protecciones y Telecomunicaciones de las Líneas 220 kV 6A, 6B, 7A y 7B. (compromiso con el CDEC-SING por motivos del apagón del 19 de junio 2011) y reemplazo de la protección diferencial de barras.
- Ingeniería para la construcción de 15 km de Línea de 110 kV N° 2 y N° 3, en estructuras de doble circuito 110kV desde CTT hasta Central Térmica Tamaya, con estructuras de acero galvanizado, conductor de cobre, tensión nominal 110 kV y 110 MVA (por término vida útil, envejecimiento y oxido de estructuras, riesgo operacional).
- Cambio de conductor dañado y mejoramiento de estructuras (ferretería, cadenas de aislación, etc.) sector Cuya de línea de 110 kV Arica-Pozo.
- Inicio del Desarrollo de Ingeniería Básica para la construcción de S/E Rica Ventura de 220 kV para evacuar la energía desde la nueva central termoeléctrica IEM-1. Ampliación de 2 paños en S/E Crucero, más Línea de interconexión 2x220 kV Rica Aventura-Crucero.
- Prefactibilidad e ingeniería conceptual para la construcción de 160 km de "Línea 2x220kV Chacaya-Rica Aventura", de 350 MW c/c para evacuar la energía de la nueva central termoeléctrica IEM-1, para lo cual se incluye en este proyecto la construcción de 2 paños de línea en S/E Chacaya.
- Inpección e ITO para la Construcción de paños de 13,8 kV, y conexión de Plantas Solares Fotovoltaicas Solar 2 y Solar 3 de 7,5 MW y 16 MW, al sistema de transmisión actual S/E Pozo Almonte.
- Estudio de Modificación de trazado estructuras 66 kV circuito N°1 línea de transmisión Iquique-Pozo Almonte debido a la construcción de nueva autopista que une Iquique y Pozo Almonte.

INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

Las líneas de transmisión de E.CL, suman hoy un total de 2.325 km, siendo el 48,6% de ellas de 220 kV. Además, el área de transmisión posee 21 subestaciones y 43 transformadores de diferentes capacidades.

SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Total km Líneas de Transmisión de E.CL	
220 kV	1.131
110 kV	998
66 kV	197
Total (km)	2.325

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Total km Líneas de Distribución de E.CL	
23,0 kV	50
13,8 kV	41
Total (km)	91

Hechos Relevantes

Los proyectos de inversiones realizados durante el 2013, y liderados por las Subgerencias de O&M fueron:

Subgerencia SING-Norte:

Traslado S/E Portátil 110/23/13,8 kV desde S/E Mejillones hasta S/E Vitor para proyecto Solar Pampa Camarones para efectos de construir S/E Vitor que alimentará al cliente Minera Pampa Camarones. Se inaugura Planta Solar Lluta para el cliente Quiborax, con una línea de 23 kV desde S/E Lluta hasta la S/E El Aguila, y línea de 23 kV desde S/E Lluta hasta Quiborax.

Subgerencia SING-Sur:

- Reemplazo de interruptor de 110 kV de S/E de SSAA N° 105 de CTT.
- Reemplazo de interruptor de 110 kV de paño U-13.
- Instalación de estanques conservadores para ATR 220/110/13,8 kV N° 1 y Booster N° 1.
- Instalación de dos muros cortafuegos en S/E SQM y dos muros cortafuego en ATR N° 1 y Transformador N° 2 de S/E Capricornio
- Reemplazo de 10 km de conductor coreopsis de línea de 220 kV 6B Crucero-Salar entre las estructuras N° T229 y T255, mejorando la seguridad y confiabilidad
- Puesta en servicio de líneas N° 1 y 4 de 110 kV en proyecto de doble circuito, entre CTT y S/E Tamayita.
- Reemplazaron 3 cargadores de baterías en las Salas Eléctricas de la S/E de 220 kV (GIS de 220 kV).
- Reemplazo de protecciones de las líneas 6A/7A en extremos S/E Crucero y Tocopilla.
- Tratamiento anticorrosivo y pintura a torres del sector costa (T2 a la T14) de líneas de 220 kV 6A/7A.

- En S/E Mejillones, reemplazo del interruptor de 110 kV 52H1, correspondiente al paño Antofagasta reemplazaron de los interruptores de 13,8 kV 52CT1 y 52CT2 correspondientes al paño transformador N° 2.
- S/E Altonorte, arenado y pintura del portal de línea de 110 kV y 15 estructuras de líneas de 110 kV Capricornio-Altonorte y Antofagasta-Altonorte.
- Por recomendación de integridad sísmica se instalaron juntas de expansión a relés buchholz en transformador N° 1 de S/E El Negro y transformador de 110/23/13,8 kV de S/E Antofagasta. Además se realizó estudio sísmico realizado por IDIEM para la zona Antofagasta.
- Construcción de pretil antiderrames en la S/E El Cobre para almacenamiento de equipos que contengan aceite dieléctrico.
- Adquisición de equipos y repuestos críticos para la S/E Chacaya, como TC, TP, Pararrayos. Para la S/E Mejillones, se adquirió un Transformador de SSAA de 13,8/0,38 kV.

GESTIÓN DE SEGURIDAD

En el mes de diciembre de 2013, hubo 81 trabajadores de la Gerencia de Transmisión expuestos al riesgo logrando un total de 13.759 HH sin accidente, acumulando a esta fecha 169.746 HH sin accidente con tiempo perdido. Esto significa 1353 días sin accidente con tiempo perdido, equivalente a 3 años y 7 meses, desde el último accidente ocurrido en mayo de 2010.

Por otro lado, en cuanto a las empresas contratistas que prestaron servicios a la Gerencia de Transmisión, se finalizó el año con las siguientes estadísticas por sitio: Arica e Iquique con 48.232 HH sin accidentes; Tocopilla y Antofagasta con 171.224 HH sin accidentes, logrando un total de 219.456 HH sin accidentes de trabajadores de empresas contratistas. Estas empresas prestan distintos tipos de servicios a la organización, tales como: Mantenimiento de torres de alta tensión, Lavado de aislación de líneas, Servicio de Guardías, Servicio de Aseo, alimentación y jardinería, Servicio de Obras menores, entre otros.

El Programa de Seguridad & Salud Ocupacional, para las zonas Tarapacá, Tocopilla y Antofagasta, se cumplió en un 100%. De la misma forma, las Caminatas y Observaciones de Seguridad. A diciembre del 2013, se hicieron 310 caminatas de seguridad y 310 liderazgos visibles, logrando un cumplimiento anual del 100%. Los Inventarios de Riesgos por área y por sitios, se encuentran actualizados. Para el 2014, se tiene como objetivo, trabajar en la reducción de los riesgos altos, ya sea a intermedios o aceptables.

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 2013 fueron de 2.464.283 Sm³, aumentando en un 8,8% respecto del año anterior, cumpliéndose las proyecciones para el año.

Por su parte, a través de las redes de propiedad de Distrinor fueron distribuidos un total de 92.299.984 Sm³. De éstos, un 97% correspondió a ventas de gas realizadas por Solgas y compras de gas realizadas por Codelco directamente al Terminal GNL Mejillones. Con lo anterior, durante el 2013 el volumen distribuido aumentó en un 11,5% con respecto al año 2012, 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 (pci)
SQM*	42.072.504	1.552.703
Codelco**	42.684.746	1.575.298
Sociedad Chilena del Litio*	5.078.451	187.422
Molycop	0	0
Cooperativa San Pedro	1.207.651	44.569
Lipigas	1.256.632	46.377
TOTAL ANUAL	92.299.984	3.406.369
Promedio diario	252.877	9.333

* Distribución por encargo de Solgas

** Compras realizadas directamente a GNLM y a Solgas

PROVEEDORES Y CLIENTES

PROVEEDOR	CANT. MÁXIMA DIARIA (m3)	TIPO DE SUMINISTRO	FECHA TÉRMINO DEL CONTRATO
E.CL	Clientes de Distrinor	Interrumpible	31-12-2014

CLIENTES	CANT. MÁXIMA DIARIA (m ³)	TIPO DE SUMINISTRO	FECHA TÉRMINO DEL CONTRATO
Molycop	10.000	Interrumpible	21-06-2017
Lipigas	10.000	Ininterrumpible	19-01-2025
CESPA	3.000	Interrumpible	31-12-2016
Solgas	Sólo servicios		31-03-2013
Codelco	Sólo servicios		08-09-2023
TOTAL	23.000		

PROYECTO EN EJECUCIÓN

GNE-Tocopilla:

Durante el mes de enero se realizó la conversión de 5 taxis en Tocopilla con el objeto de realizar las pruebas del piloto en términos de la verificación de los parámetros de funcionamiento de los vehículos, tras esto, en el mes de octubre se dio comienzo al proceso de conversiones de los taxis básicos y colectivos de la ciudad.

Al 31 de diciembre, se han convertido un total de 46 vehículos, lo que sumado las 21 camionetas de E.CL convertidas previamente, se cuenta con un total de 67 vehículos convertidos, con una inversión de KUS\$ 42 a dicha fecha.

Se estima que la inversión total para las conversiones será de KUS\$ 500, la cual será completada durante el año 2014 y parte del 2015.

Otros ingresos fuera de la explotación:

Es habitual que clientes directos o relacionados a Solgas soliciten modificaciones, adecuaciones o ampliaciones a sus instalaciones, lo cual origina otros ingresos, que con el tiempo se han transformado en una fuente recurrente de ingresos adicionales.

- Conversión Fundición:

Este proyecto fue solicitado por Codelco para convertir a gas natural el Secador N° 5, ubicado al interior de la fundición. Los trabajos fueron desarrollados durante el primer semestre del año.

El monto de la oferta al Cliente fue de MUS\$ 281,5, la cual fue aceptada.

- Inertizaciones Rockwood Lithium

El cliente Rockwood Lithium realizó durante 2013 trabajos de ampliación de su planta, para lo cual necesitó intervenir la línea

interna que abastece de gas natural sus procesos. Para realizar en forma segura las operaciones, solicitó a Distrinor inertizar la línea tanto para el proceso de corte como para la habilitación del nuevo tramo.

El valor total por los trabajos antes indicados fue de MUS\$ 53.

Hechos relevantes

En febrero de 2013 se realizaron las 5 primeras conversiones de taxis en Tocopilla, dando inicio a las pruebas de operación del sistema de suministro de gas natural comprimido en la estación GNE de Tocopilla. Posteriormente, en el mes de octubre comenzaron las conversiones de taxis de manera masiva. Las ventas durante el año fueron de KUS\$ 35,6, de los cuales, el 64% correspondieron a ventas de GNC a taxis, con un total de 20.290 Sm³ consumidos por este segmento y un total de GNC entregado de 34.472 Sm³. La recepción de esta nueva modalidad de combustibles ha sido ampliamente elogiada por los taxistas. En septiembre se suscribe el Addendum N° 2 entre CESPA y Distrinor, en el cual se establecen nuevas condiciones de comercialización de gas natural, formas de pago y plazo de vigencia del mismo, teniéndose como resultado, la extensión del contrato hasta el año 2016. Esta vez, con modalidad de pre-pago del suministro. Con este nuevo contrato, se resuelve de forma simultánea el problema del pago de consumo de gas natural por parte de CESPA y se reestablece la regularidad de los pagos de cuotas de deudas históricas.

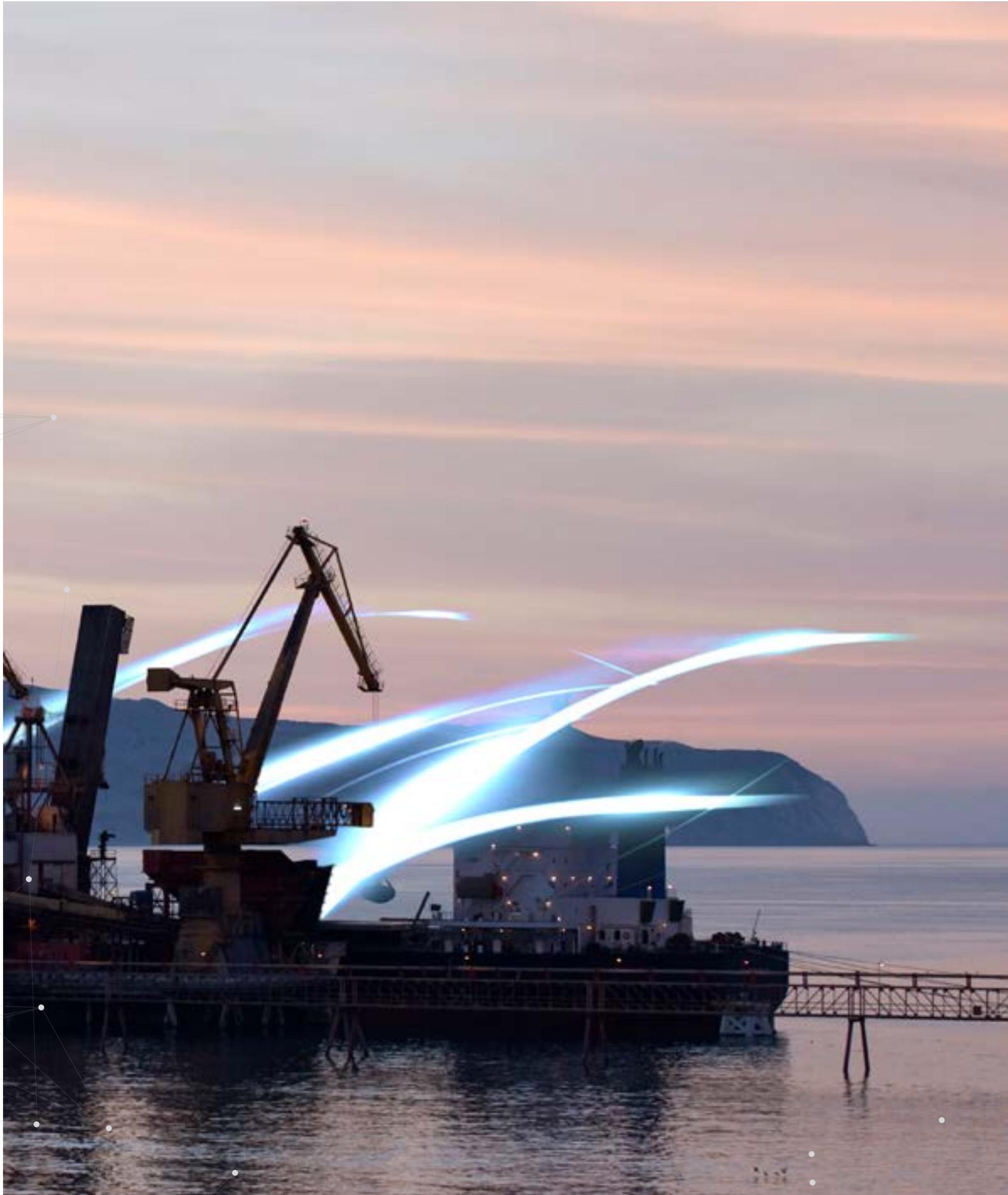
Durante el 2013 se cumplió el plazo de los contratos por Suministro de Gas Natural, O&M y Retorno de Inversión con Codelco, procediéndose al término de estos y a la creación de un nuevo contrato por los servicios de Administración, Gestión, Operación y Mantenimiento, Transporte y Distribución de Gas Natural por un periodo de 10 años a partir del 08 de septiembre de 2013.

En el mes de diciembre de 2013 se efectuó la venta de las acciones de Distrinor. El monto de la transacción fue de MUS\$ 19.000. El nuevo dueño de las acciones es la empresa Solgas, filial de GDF Suez.

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, tres profesionales cursaron el Máster





en Prevención de Riesgos Laborales dictado por la Universidad Politécnica de Catalunya, además, dos profesionales obtuvieron el título de Diplomado en Ingeniería, Mención Liderazgo y Desarrollo Personal, dictado por la Universidad de Concepción.

GASODUCTO NOR ANDINO

Gasoducto Nor Andino es un sistema de transporte de más de 1.000 km de longitud que incluye una empresa en Argentina y otra en Chile desde noviembre de 1999. Desde el año 2010 se encuentra interconectado a la planta de regasificación de GNL Mejillones.

El gasoducto actualmente tiene una capacidad de transporte de 4,3 MMm³/día siendo posible transportar gas en cualquier sentido.

Su principal cliente en Chile es E.CL que utiliza el gas transportado para la generación eléctrica y para la distribución a clientes industriales a través de Distrinor y en Argentina suministra a industrias mineras, ciudades y generación eléctrica.

Se transportaron 408 MMm³ en el año 2013 a sus clientes en Chile con un aumento respecto del año anterior de un 22 %.

Durante el año 2013 se ejecutó un profundo plan de reducción de costos, que permitirá un ahorro de aproximadamente 8 MUSD al año desde el año 2014, que incluyó la revisión y adecuación de todos los procesos principales con la renegociación de los mayores contratos de transporte y de operación y mantenimiento además del cierre y/o venta de instalaciones y reducción de personal.

PUERTO

SERVICIOS PORTUARIOS, CANCHA Y CENIZA

- Puerto Mejillones:

Durante el 2013 el movimiento de carbón fue un 6,4% inferior al período 2012, debiéndose principalmente a una menor recepción de carbón para las Unidades CTA y CTH.

En relación a la producción de cenizas y escorias, esta tuvo un aumento de un 6,9% con respecto al período anterior, cifra muy por debajo de los aumentos registrados en años anteriores debido principalmente al funcionamiento de filtros de mangas en las unidades CTM 1 y 2, y menor producción de cenizas en unidades CTA y CTH.

Servicios portuarios y manejo combustible

CTM (valores expresados en toneladas físicas)

Mejillones	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Carbón Recepcionado	931.759	930.132	883.892	942.052	926.694	877.917
Carbón Cargado	976.400	892.833	896.463	911.186	901.624	827.224
Manejo Cenizas	135.832	112.396	72.819	65.459	110.383	144.356
Total	2.043.991	1.935.360	1.853.174	1.918.697	1.938.701	1.849.497

CTA-CTH (valores expresados en toneladas físicas)

Mejillones	2011	2012	2013	Mejillones 2013
Carbón Recepcionado	557.825	948.265	844.832 ^(*)	1.722.749
Carbón Cargado	615.611	912.843	902.207	1.729.431
Manejo Cenizas	116.531	229.348	218.888	363.244
Total Mejillones	1.289.967	2.090.456	1.965.927	3.815.424

(*) Incluye Petcoke.

- Puerto Tocopilla:

Durante el 2013 hubo una disminución de 1,0% en el movimiento portuario total en relación al año anterior, debiéndose principalmente a la disminución de los consumos de combustibles sólidos por menor generación de unidades carboneras con respecto al año 2012.

En relación a la producción de cenizas y escorias, tuvo sólo un aumento de 1,8% con respecto al período anterior, debido a la implementación de filtros de mangas en U12, U13, U14 y U15.

CTT (valores expresados en toneladas físicas)

Tocopilla	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Carbón Recepcionado (E.CL y Gener)	2.103.902	2.109.541	2.273.472	1.964.444	2.072.685	2.123.755
Carbón Cargado (E.CL y Gener)	2.123.784	2.106.287	2.349.473	1.932.142	2.136.940	2.026.271
Combustibles líquidos	281.815	201.633	145.778	134.558	67.668	84.295
Otros graneles líquidos	16.215	18.826	23.160	27.768	11.051	12.024
Manejo de Cenizas	117.905	101.115	95.953	63.407	100.661	102.467
Total	4.643.621	4.537.402	4.887.836	4.122.319	4.389.004	4.348.811

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 2013, el carbón fue la principal fuente de generación de las unidades de la empresa, recibiendo 52 embarques durante el período, de los cuales 32 arribaron a Mejillones y 23 se destinaron a Tocopilla, tales embarques equivalen a un total de 3,02 millones de toneladas de carbón.

La gran mayoría de los embarques fueron adquiridos FOB, contratando E.CL directamente los fletes marítimos asociados a tales cargamentos.

Los orígenes del carbón usado el año 2013 fueron: Colombia, USA, Australia y Chile. En el caso del carbón nacional, se trató de un embarque de prueba adquirido a Mina Invierno S.A., compañía que tiene sus instalaciones ubicadas en la Isla Riesco en la región de Magallanes.

Cabe mencionar también que durante el año 2013 se importaron 98.777 ton de caliza proveniente de México, 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.

Durante el año 2013, E.CL compró cuatro cargos (11.600.000 TBtu pcs) de gas natural licuado ("GNL") a GDF Suez LNG S.A. (de fuente Yemen) y un cargo (2.900.000 TBtu pcs) a BP Gas Marketing Ltd. (de fuente Trinidad y Tobago). Todos los cargos fueron comprados DES ("delivery ex-ship"). La recepción, el almacenamiento y la regasificación del GNL fueron proporcionados por GNL Mejillones, quien cambió su modelo de negocio y desde 2013 solo presta servicios de uso de su instalación. E.CL compró también cantidades menores de gas natural a Pan American Energy LLC Sucursal Argentina. El contrato con este último proveedor se terminó a mediados de 2013. El transporte, tanto del GNL regasificado desde el terminal de GNL Mejillones como del gas natural argentino desde la frontera, hasta los puntos de consumo se realizó utilizando el Gasoducto Norandino.

E.CL vendió 1.420.000 TBtu pcs de gas natural a Solgas S.A. y 91.600 MMBtu pcs a Distrinor S.A., vía contratos de suministro

de gas natural a firme. Para asegurar el balance del portafolio de GNL y de gas natural, se hicieron compras y ventas de tipo "spot" con las siguientes empresas: Endesa (730.000 MMBtu pcs de ventas), GasAtacama (37.000 MMBtu pcs de ventas), Solgas (92.000 MMBtu pcs de compras y 37.000 MMBtu pcs de ventas) y Codelco (55.000 MMBtu pcs de compras). El resto del gas fue utilizado principalmente para la generación eléctrica por la unidad U16 en Tocopilla y la unidad CTM3 en Mejillones.

Adicionalmente cabe mencionar que, para asegurar que el GNL regasificado esté dentro de las normas chilenas del gas natural, se ha necesitado inyectar nitrógeno (alrededor de 1.500 toneladas) en el proceso de la regasificación de dicho GNL. Tal nitrógeno fue comprado a GNL Mejillones, aprovechando su propio abastecimiento.

PROVEEDORES DEL AÑO 2013

Carbón:

- CMC
- Colombian Natural Resources
- Electrabel / GDF Suez
- Glencore
- Interocean Coal Sales
- J Aron
- Peabody
- Trafigura
- Gunvor
- Mercuria
- Mina Invierno

Caliza

- Atlantic Minerals
- TBS
- Calica

Empresas de Transporte Marítimo:

- Global Maritime Investments Limited
- Hanjin
- Norden
- Pacific Basin
- Swissmarine
- Klaveness
- Oldendorff
- NYK

Respecto de los combustibles líquidos, el año 2013 finalizó el contrato de suministro de petróleo con Petrobras que abastecía a la Planta Mantos Blancos, lo cual coincidió con el término de las operaciones de E.CL en esa central.

PROVEEDORES DE DIÉSEL Y FUEL OIL N° 6 DEL AÑO 2013:

- Compañía de Petróleos de Chile.
- Petrobras Chile Distribución

Proveedores de Gas Natural:

- Pan American Energy LLC Sucursal Argentina

Proveedores de Gas Natural Licuado Regasificado:

- GNL Mejillones (remanente 2012)

Proveedores de Gas Natural Licuado:

- GDF Suez LNG S.A.
- BP Gas Marketing Ltd.

Proveedores de nitrógeno:

- 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 centros 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 1° 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).
- Glencore (Fundición Altonorte, Minera Lomas Bayas).
- BHP Billiton (Cerro Colorado).
- SQM (María Elena, Pedro de Valdivia, Coya Sur, Nueva Victoria).
- Anglo American (Mantos Blancos, contrato finalizado en septiembre 2013).
- Quiborax (El Águila).
- Haldeman (La Cascada).
- Cerro Dominador (Sierra Gorda, Santa Margarita).

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

CONTRATOS

Durante el año 2013, E.CL y sus filiales tuvieron una participación de mercado de 61,4 % 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 1822 GWh lo que equivale a un 24,7 % de las ventas totales de E.CL.

Asimismo, durante el año 2013, se incluyen nuevos clientes en el portafolio de E.CL:

- Contratos de Suministro de Agua y Electricidad a SCM Sierra Gorda (4 MW)
- Pampa Camarones (6 MW)
- Antucoya (50 MW)

Por otro lado, durante el año 2013 se renegóció el Contrato de Suministro con Ecometales.

TARIFAS

Precios Regulados en el Nudo Crucero 220 kV (valores reales al 31.12.2013)

Mes	Valores Nominales		Valores Reales al 31.12.2013		
	Potencia Ch\$/kW- mes	Energía Ch\$/ kWh	Potencia Ch\$/kW- mes	Energía Ch\$/ kWh	Precio Medio Ch\$/ kWh
ene-13	4.186,75	38,957	4.305,27	40,060	49,704
feb-13	4.186,75	38,957	4.300,13	40,012	50,677
mar-13	4.186,75	38,957	4.283,62	39,858	49,454
abr-13	4.186,75	38,957	4.304,48	40,052	50,017
may-13	4.180,54	35,812	4.298,49	36,822	46,452
jun-13	4.180,54	35,812	4.271,01	36,587	46,474
jul-13	4.180,54	35,812	4.260,12	36,494	46,037
ago-13	4.180,54	35,812	4.249,67	36,404	45,924
sep-13	4.180,54	35,812	4.227,01	36,210	45,995
oct-13	4.180,54	35,812	4.221,29	36,161	45,617
nov-13	4.180,54	35,812	4.205,35	36,025	45,759
dic-13	4.180,54	35,812	4.180,54	35,812	45,177

PRINCIPALES PROVEEDORES 2013 E.CL

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

PROVEEDORES ESTRATÉGICOS AÑO 2013

Proveedor	Segmento
Sociedad GNL Mejillones S.A.	Gas
GDF Suez LNG Supply S.A.	Gas
BP Gas Marketing	Gas
Cía. de Petróleos de Chile	Petróleo, Fuel, Lubricantes
Petrobras Chile Distribución Limitada	Petróleo, Fuel, Lubricantes
GDF SUEZ	Carbón
J.Aron & Company	Carbón
Coal Marketing Company LTD.	Carbón
Colombian Natural Resources	Carbón
Glencore International AG	Carbón
Swissmarine Service S.A.	Fletes Marítimos
Redecam Group SRI	Repuestos
Ansaldo Energía S.A.	Repuestos
Alstom (Switzerland) Ltd.	Repuestos
Nol-Tec Europe SLR	Repuestos
Transec Norte S.A.	Peajes
Transemel S.A.	Peajes
GASATACAMA Chila S.A.	Compra Energía
Empresa Eléctrica Angamos S.A.	Compra Energía
Obras Industriales SALFA S.A.	Contratista de Servicios
Administración y Servicios S.A.	Contratista de Servicios
Puerto Mejillones S.A.	Contratista de Servicios
Sunedison Chile Construction LTDA.	Contratista de Servicios
FUEL TECH INC	Contratista de Servicios
Tractebel Engineering S.A.	Contratista de Servicios
REDECAM Ingeniería Chile Ltda.	Contratista de Servicios
FUEL TECH SPA	Contratista de Servicios



A continuación se mencionan algunos de los principales proyectos realizados y en ejecución durante el 2013, además de los indicadores de gestión para el mismo año.

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 permitió a E.CL construir una planta solar fotovoltaica de 2 MW, ubicada a un costado de las instalaciones de Quiborax, a unos 50 km al este de Arica, cuya energía es inyectada directamente al SING.

La planta fue construida por la empresa SunEdison, con amplia experiencia mundial en este tipo de tecnologías, e inició sus operaciones en julio de 2013.

Colindante a esta planta, E.CL obtuvo la Resolución de Calificación Ambiental que le permite construir una nueva planta solar fotovoltaica con una capacidad instalada de hasta 40 MW.

PROYECTO ATLAS FASE 1, PLANTA SOLAR PAMPA CAMARONES 1.

E.CL se encuentra desarrollando una planta solar fotovoltaica de 6 MW a ser ubicada cerca de las instalaciones de Minera Pampa Camarones, a unos 50 km al sur de Arica, cuya energía será inyectada al SING. La compañía llegó a un acuerdo con la minera para el suministro de energía asociada a esta nueva planta solar, y se encuentra trabajando en obtener los permisos respectivos para iniciar su construcción de manera que entre en operación hacia fines del año 2014. El permiso ambiental en trámite y la solicitud de terrenos asociados a este proyecto considera instalaciones de hasta 300 MW, que E.CL espera desarrollar en etapas.

PROYECTO EÓLICO CALAMA.

Durante el año 2013 E.CL obtuvo las Resoluciones de Calificación Ambiental asociados a las dos etapas presentadas a evaluación

ambiental durante el año 2012, con lo que la compañía cuenta con las autorizaciones ambientales para desarrollar hasta 310 MW de capacidad instalada de generación eólica, que se ubicarán a 20 km al sureste de Calama.

ENTREGA DE AGUA A MINERA SIERRA GORDA SCM

Conforme a la entrada en vigencia a principios de 2013 del "Contrato de Suministro de Agua de Mar" firmado con Minera Sierra Gorda (SG SCM), durante este año se han estado construyendo las obras de captación de agua de mar de su proyecto minero.

Las obras consisten en una captación de agua de mar desde los pozos de sello N°1 y N°2 de CTM1 y CTM2 respectivamente, la conducción del agua hasta la estación de bombeo "Costa" (EC), la estación de bombeo con sus instalaciones auxiliares y el tramo de impulsión desde EC hacia la planta elevadora N°1 (PS1) del sistema de Captación, Impulsión y Conducción de Agua de Mar del Proyecto Sierra Gorda, que se encuentra fuera de los terrenos de CTM. Todas estas obras son construidas y financiadas por SG SCM.

PLANTA DE CAL HIDRATADA ASOCIADA AL CUMPLIMIENTO NORMA EMISIÓN PARA SO2

A mediados de Noviembre de 2013, E.CL sometió a consideración del Servicio de Evaluación Ambiental de la Región de Antofagasta la Declaración de Impacto Ambiental del Proyecto "Planta de Cal Hidratada Asociada al Cumplimiento Norma Emisión para SO2".

Este consiste en la instalación de una planta productora de cal hidratada, que será utilizada en los equipos de desulfuración de las unidades generadoras de E.CL en CTT y CTM, con el fin de dar cumplimiento a la Norma de Emisiones para Centrales Termoeléctricas.

La planta se emplazará en las instalaciones de CTM y la compañía se encuentra trabajando para incorporar un inversionista-operador estratégico, que se haría cargo de la mayor parte de su inversión y



operación. El plazo previsto para la construcción total del proyecto es de 48 meses y su vida útil se estima en 30 años.

INFRAESTRUCTURA ENERGÉTICA MEJILLONES

Durante el año 2013 la compañía continuó la evaluación del desarrollo de su principal proyecto de expansión de su capacidad de generación eléctrica, Infraestructura Energética Mejillones, que considera dos unidades termoeléctricas de 375 MW brutas cada una, que utilizan como combustible carbón pulverizado, y sus instalaciones asociadas, que incluyen una nueva terminal de descarga de graneles para su operación. Esto le permite a E.CL ofrecer la energía de este proyecto a clientes que requieran suministro firme de largo plazo.

TEN

Con fecha 20 de Diciembre de 2013 el Directorio de la compañía acordó ejercer la opción que Suez Energy Andino S.A. le concediera en Junio de 2011 para adquirir el proyecto “Sistema de Transmisión de 500 kV Mejillones – Cardones”, que consiste en la construcción de una línea de transmisión en corriente alterna de doble circuito de 500 kV, de una extensión aproximada de 580 kilómetros, que permitirá transmitir energía entre Mejillones, en el SING, y Copiapó, en el norte del SIC. La materialización de este proyecto posibilita a E.CL ampliar su cartera futura de clientes, incorporando a clientes libres y regulados del SIC.

MEJORAS DE EMISIONES (BLACK FOX PROJECT).

Con fecha 18 de enero 2011 el Señor Presidente de la República firma el nuevo Decreto Supremo que establece la nueva Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas, 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 (NO_x) que en el caso de E.CL y dentro del alcance del proyecto 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 – DeNO_x.
- Package 5 – Desalination Plant.
- Package 6 – Civil Works.
- Package 7 – I&C.
- Package 8 – Mechanical BOP.
- Package 9 – Electrical BOP.

ESTADO DEL PROYECTO A DICIEMBRE 2013:

Fecha de término planificada:	2015-08.
Fecha de término (target, incl. LTE):	2014-11.
Avance físico:	83%.
Presupuesto total:	165,5 MUSD.
Presupuesto comprometido:	98 %.
Avance pagos:	83 %.

DETALLE POR PAQUETE:

- Package 1 – DeDust and DeSO_x-Redecam: DeDust, las 6 unidades se encuentran con los filtros de manga operando. DeSO_x, se han realizado pruebas en la unidad 13, llegando a cumplir con la nueva norma con un carbón con 0,7% de contenido de azufre. El performance test en CTT15 muestra que en uno de sus filtros el consumo es 20% superior para llegar a los valores contractuales, mientras que en el otro filtro (nuevo) el consumo es todavía más alto.
- Package 2a - Ash Handling Partial Retrofit-CBMH: Finalizado.
- Package 2b – Ash Handling Total Retrofit-Noltec: performance tests en unidades CTT12 y 13 realizados. Continúan los trabajos de construcción para las unidades CTT14, 15 y CTM1 y 2.
- Package 3 – ID Fans-CBI: en espera de evaluación de resultados del performance test de CTT14.
- Package 4 – DeNO_x-FTI: unidades CTT12 y 13 operando con los nuevos quemadores, OFA’s y molinos modernizados, ambas unidades ya cumplen con la nueva normativa. Actualmente se han insertado los quemadores en unidad CTM2, en espera de pruebas. En la unidad 13 los resultados muestran valores más bajos que los contractuales y un incremento de la eficiencia cercano al 2%.
- Package 5 – Desalination Plant-IDE: en progreso de acuerdo programa. Proceso de licitación para el montaje e interconexión se lanzará en febrero 2014.

- Package 6 – Civil Works- Contratistas locales: actividades principales finalizadas.
- Package 7 – I&C-Siemens: unidades CTT12, CTT13 y CTM2 operando con los nuevos DCS's.
- Package 8 – Mechanical BOP: absorbido en el paquete 5 para la interconexión de la nueva planta de agua.
- Package 9 – Electrical BOP: actividades principales finalizadas.

PRESURIZACIÓN Y CLIMATIZACIÓN SALAS ELÉCTRICAS CTM - CTA/CTH.

Se elaboró 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. El caso de CTA/CTH será evaluado más adelante.

La implementación del proyecto se culminó en el mes de julio del 2013.

CENTRO SOCIAL Y DE CAPACITACIÓN EN TOCOPILLA

Se construyeron nuevas instalaciones para sustituir las antiguas casas 1 y 2, las cuales estaban destinadas al alojamiento de huéspedes oficiales de la empresa.

La nueva edificación considera doce recintos exclusivos de habitación, un estar, comedor y cocina en un solo ambiente, sala de capacitación con servicios higiénicos, terraza exterior cubierta, y un módulo de lavandería y quincho.

El complejo incorporó además un módulo que contiene una sala de control de crisis, oficina y sala de reunión. Adicionalmente se construyó un recinto separado tipo bóveda para el almacenamiento seguro de información más un sistema de generación eléctrica autónomo.

El proyecto concluyó su etapa de construcción en el mes de diciembre y se encuentra en proceso levantamiento de puntos pendientes, los cuales se esperan finalizar en el primer trimestre del año 2014.

DISMINUCIÓN EMISIONES FUGITIVAS, SISTEMA DE CARBÓN CTA-CTH

Debido a inconvenientes en la captación de polvo en los sistemas de transferencia de carbón en las unidades CTA y CTH, se estudia y corrigen a través de este proyecto las deficiencias de diseño, de tal manera de mejorar dichos sistemas en lo que a captación de polvo se refiere en las torres TT-3, TT-6 y Tripper CT-2A y CT-2B.

El proyecto culminó su implementación en diciembre del año 2013 quedando para el inicio del año 2014 el levantamiento de los puntos pendientes. Este proyecto forma parte además de los trabajos denominados "Punch List" del proyecto EPC de las unidades CTA/CTH.

MITIGACIÓN IMPACTO ACÚSTICO CENTRAL TÉRMICA TOCOPILLA

Durante el mes de junio de 2013, se dio inicio a este proyecto, el cual consiste en evaluar e implementar soluciones técnicas en Central Térmica Tocopilla a fin de disminuir el nivel de ruidos en el área.

El desarrollo global del proyecto incluye entre otras las siguientes etapas:

- Evaluación de la información existente.
- Realización de estudios complementarios.
- Desarrollo de plan general de mitigación de ruidos en CTT.
- Implementación durante el 2014 de las soluciones de acuerdo a las prioridades establecidas.

FILTRACIÓN TUBERÍAS DESCARGA CTA/CTH

A fines de diciembre de 2012 se detecta filtración en el sistema de enfriamiento de CTA, lo que finalmente deriva en la detención de las dos unidades CTA y CTH el 04 de enero de 2013.

El proyecto consistió en la reparación de las tuberías de enfriamiento más otras obras complementarias con el fin de restablecer la operación para posteriormente analizar una solución a largo plazo. Las unidades entraron finalmente en funcionamiento hacia finales de enero 2013.

MODIFICACIÓN BAJANTE ESCALONADA CTA-CTH

Con la finalidad de disminuir la turbulencia generada por la descarga del agua enfriamiento de las unidades CTA y CTH, se están construyendo dos cámaras disipadoras de hormigón que permitirán mitigar la energía cinética provocada por el flujo y por ende la turbulencia.

INDICADORES DE GESTIÓN.

- Cumplimiento en CAPEX: 98,56%.
- Cumplimiento en tiempo de los proyectos: 91,04%.
- OPEX: 65% vs presupuesto 2013 viseé 01.

GESTIÓN FINANCIERA

POLÍTICA DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO 2013

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 consiste 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
- Efectos de Comercio

LÍMITES 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 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.
- 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 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.

- d) Límites de inversión por grupo financiero: No se podrá invertir más de un 30% 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.

ACTIVIDADES FINANCIERAS

Nuestras principales actividades de financiamiento durante el año 2013 fueron las siguientes:

- El día 15 de enero de 2013, E.CL pagó intereses del bono 144-A por la cantidad de US\$11,25 millones.
- El día 31 de marzo de 2013, CTH pagó la primera cuota de capital e intereses bajo su préstamo con E.CL por un total de US\$13,6 millones.
- El 16 de mayo de 2013, E.CL pagó dividendos por un monto de US\$56,2 millones, con cargo a las utilidades del año 2012.
- El día 17 de junio de 2013, CTA pagó la quinta cuota de capital de su financiamiento de proyecto por la cantidad de US\$5,8 millones más los intereses devengados en el período.
- El 30 de Septiembre de 2013, CTH pagó la segunda cuota de capital e intereses bajo su préstamo con E.CL por un total de US\$13,2 millones.
- El 16 de diciembre de 2013, CTA pagó la sexta cuota de capital de su financiamiento de proyecto por la cantidad de US\$5,8 millones más los intereses devengados en el período.

ANÁLISIS EEFF

E.CL reportó una utilidad neta de US\$17 millones en el cuarto trimestre y de US\$39,6 millones en el año. El EBITDA alcanzó US\$60,4 millones en el trimestre y US\$251,5 millones en el año. los ingresos por energía y potencia de la compañía disminuyeron levemente debido al menor precio monomérico promedio, el que contrarrestó un aumento en las ventas físicas de energía. El año 2013 fue afectado por la menor disponibilidad de gas en el sistema

así como por mantenciones de centrales, tanto de E.CL como de otros operadores especialmente en el segundo y el cuarto trimestre. Esto se tradujo en mayores niveles de generación de electricidad con combustibles más caros, como el petróleo, y un aumento de pagos por sobrecostos de generación en el sistema.

POLÍTICA DE COBERTURA

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: 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.
- 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.
- 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 2013, un 82% del total de nuestra deuda financiera, que ascendía a un monto total de capital de US\$758 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.
- 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. 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.

TRANSACCIONES BURSÁTILES

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

Año 2013	Acciones Transadas	Monto Transado	Precio promedio
1° trimestre	129.155.142	\$ 141.287.392.098	\$ 1.094
2° trimestre	75.197.187	\$ 70.828.081.639	\$ 942
3° trimestre	77.548.265	\$ 57.171.966.951	\$ 737
4° trimestre	57.639.633	\$ 41.305.577.571	\$ 717
Año 2012	Acciones Transadas	Monto Transado	Precio promedio
1° trimestre	68.470.354	\$94.170.843.651	\$ 1.375
2° trimestre	93.260.203	\$113.720.244.870	\$ 1.219
3° trimestre	58.221.700	\$66.501.198.679	\$ 1.142
4° trimestre	82.177.072	\$94.650.650.035	\$ 1.152
Año 2011	Acciones Transadas	Monto Transado	Precio promedio
1° trimestre	624.471.898	\$ 752.974.903.082	\$ 1.206
2° trimestre	198.329.813	\$ 259.660.195.112	\$ 1.309
3° trimestre	72.245.214	\$ 89.195.045.285	\$ 1.235
4° trimestre	69.152.494	\$ 89.921.497.092	\$ 1.300

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 23 de abril de 2013, 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 100% de la utilidad neta del ejercicio fiscal 2012. Como consecuencia, el día 16 de mayo de 2013, E.CL procedió a pagar a sus accionistas un dividendo definitivo de US\$56.178.411,82, equivalente al 100% de la utilidad neta del año 2012.

DIVIDENDOS ÚLTIMOS AÑOS

Los dividendos distribuidos en los últimos 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
16.05.2013	Dividendo Definitivo N° 21	0,05333

UTILIDAD DISTRIBUIBLE

De conformidad con los estados financieros de la sociedad, la utilidad al 31 de diciembre de 2013 es la siguiente:

Utilidad Distribuible	MUS\$
Utilidad del Ejercicio 2012	56.178
Total Utilidad Ejercicio 2012	56.178
Menos Dividendos Provisorios Pagados	-
Resultado Distribuible del Ejercicio 2012	56.178
Dividendos Definitivos año 2012 Pagados con cargo a Utilidad Ejercicio 2011	64.301

UTILIDADES ACUMULADAS AL 31.12.2012

Provisión legal 30% Dividendos 2012	16.854
Reverso provisión legal año 2011	28.581
Reserva futuros Dividendos y Resultados Acumulados por Distribuir	335.153
Total utilidades acumuladas al 31.12.2012	338.757
Dividendos Definitivos año 2013 Pagados con cargo a Utilidad Ejercicio 2012	56.178
Provisión legal 30% Dividendos 2013	11.875
Reverso provisión legal año 2012	16.854
Utilidad del Ejercicio 2013	39.584
Dividendos Provisorios Pagados 2013	-
Resultado Distribuible del Ejercicio 2013	327.142

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 las 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 (\$)	Vencimiento
Sitrator	807.868	Denominativa	36, 37, 40 y 42	08/04/2017
Sitrator	807.869	Denominativa	39	25/04/2017
"T"	828.494	Mixta	39 y 40	29/05/2018
Subestación el Cobre	867.931	Denominativa	37, 39, 40 y 42	26/11/2019
E.CL	942.347	Mixta	35, 36, 37, 39, 40 y 42	17/01/2022
E.CL	896.784	Mixta	4, 9 y 16	10/09/2020
Edelnor	905.136	Denominativa	35, 37, 39 y 40	16/12/2020
Puerto de Tocopilla	945.854	Denominativa	39	18/01/2022
Distrinor	971.387	Denominativa	39	21/06/2022
GNE Gas Natural Esencial*	0	Mixta	4, 16, 35, 39 y 40	
Edelnor	1.012.123	Denominativa	42	18/02/2023
Logo	1.066.231	Etiqueta	35, 36, 37, 38, 39, 40 y 42	27/11/2023
Logo	1.069.793	Etiqueta	35, 36, 37, 38, 39, 40 y 42	04/12/2023

*en trámite

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, y que son monitoreados periódica y cercanamente por el Área de Riesgos de la empresa. Los principales riesgos de la Compañía son clasificados en tres categorías: Estratégicos, Financieros y Operacionales.

En relación a los Riesgos Estratégicos se pueden mencionar los regulatorios, donde 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. También tienen gran importancia los relacionados 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. Respecto a los riesgos Operacionales destacan los riesgos asociados a la cadena de suministro de combustibles, donde el terminal de regasificación de GNL en Mejillones, propiedad de GNLM -filial de GDF SUEZ- el cual tiene una capacidad de 5,5 Mm3/día, suficientes para generar aproximadamente 1.100 MW de energía eléctrica, juega un rol fundamental en la mitigación; ya que 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 Operacionales también 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.

En cuanto a los Riesgos Financieros, tales como los 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.

CLASIFICACIÓN DE RIESGO

- En Diciembre del 2013 la Agencia de Calificación de Riesgo Standard & Poor's elevó la clasificación de E.CL desde 'BBB-' a 'BBB', destacando que la empresa eléctrica tiene una relevancia estratégica para su controladora GDF SUEZ en la visión de largo plazo del grupo. La agencia argumentó que E.CL representa un negocio rentable con un perfil de riesgo de negocio "satisfactorio".
- 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.
- Fitch Ratings ratificó la clasificación de riesgo de E.CL S.A. en "A", manteniendo la clasificación de sus acciones en "Primera Clase Nivel 2" con perspectiva "Estable". Según la clasificación de riesgo internacional, E.CL se mantuvo en "BBB-".

CLASIFICACIÓN DE RIESGO INTERNACIONAL

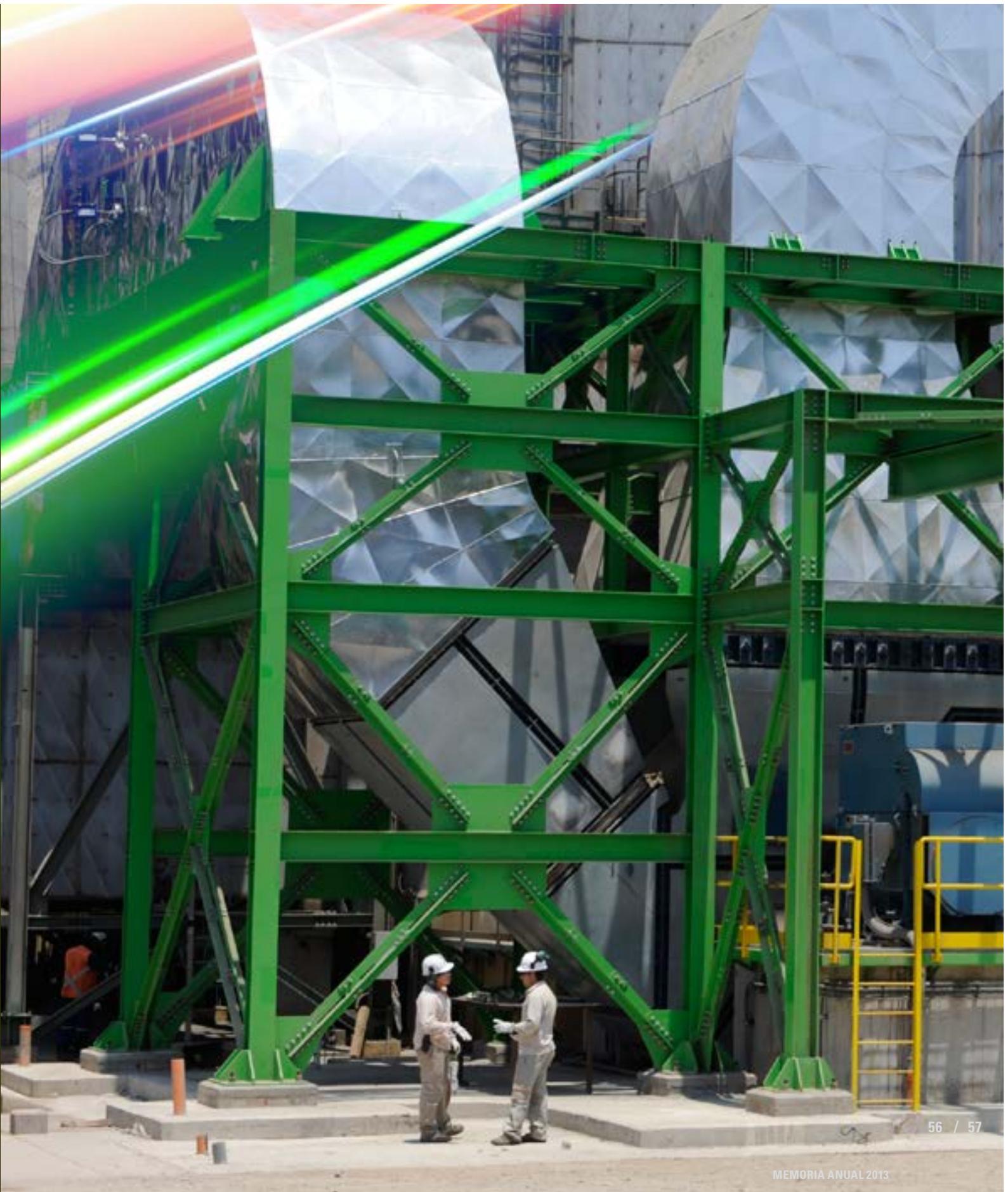
	Solvencia	Perspectivas
Standard and Poor's	BBB	Estable
Fitch Ratings	BBB-	Positiva

CLASIFICACIÓN DE RIESGO NACIONAL

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

SISTEMA DE CONTROL INTERNO

E-CL ha trabajado intensamente en los últimos años en el fortalecimiento de su ambiente de Control Interno, formalizando y automatizando varios procesos y procedimientos. Actualmente se encuentran operativas políticas y programas que ayudan a prevenir el fraude y a asegurar una operación que salvaguarda la integridad de los activos y evita pérdidas por irregularidades.



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.

A nivel normativo los principales cambios tienen relación con la entrada en vigencia de la Norma de Emisiones para Centrales Termoeléctricas (Decreto Supremo N°13/2011) y en especial el límite de emisión de material particulado medido en las chimeneas de las unidades generadoras, el Protocolo de Validación de los Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones (Resolución N°57/2013) y el Nuevo Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (Decreto N°40/2012). Además, durante el año 2013 la Superintendencia del Medio Ambiente promulgó 13 resoluciones relativas a normas e instrucciones de carácter general, en las cuales se establecen criterios de validación de equipos de medición y entidades de inspección, criterios de localización de estaciones de monitoreo de calidad del aire y obligaciones de remitir información, entre las principales.

E.CL ha dado cabal cumplimiento a la información requerida por la autoridad ambiental, en particular cargando en la página WEB de la Superintendencia del Medio Ambiente todos los informes de monitoreo ambiental exigidos por Resolución de Calificación Ambiental.

Durante el año 2013 la Superintendencia del Medio Ambiente, junto con otros organismos con competencia ambiental realizó fiscalizaciones a las principales resoluciones de calificación ambiental (RCA) de las instalaciones de Central Mejillones y Central Tocopilla, no identificando no conformidades durante las inspecciones ambientales en terreno, como tampoco en la posterior revisión documental de los informes de monitoreo ambiental asociados a las respectivas RCA. Los informes de fiscalización son públicos y están disponibles en la página WEB de la Superintendencia de Medio Ambiente. Las fiscalizaciones

realizadas por la autoridad ambiental no han arrojado sanciones hacia E.CL.

La gestión ambiental operacional durante el año 2013 estuvo enfocada principalmente en la validación de los sistemas de monitoreo continuo de emisiones (CEMS, por sus siglas en inglés) en todas las unidades generadoras de Central Tocopilla y Central Mejillones. A través de laboratorios de medición autorizados se inició un proceso de validación de 7 equipos CEMS, realizando los ensayos establecidos en el Protocolo de Validación y presentando los informes de resultados para la aprobación de las autoridades. A fines del 2013 la autoridad ambiental aprobó y certificó el CEMS instalado en la Unidad 16 mediante la Resolución N° 1491. Respecto de las unidades de respaldo del sistema eléctrico (unidades Turbogas de Tocopilla e Iquique), se presentaron informes para determinación de sus emisiones mediante metodologías alternativas, es decir, estimar las emisiones en función del consumo de combustible y sus características, encontrándose aprobado por la Superintendencia del Medio Ambiente el uso de esta metodología en las unidades Turbogas N°1, N°2 y N°3 de Tocopilla y unidad Turbogas de Central Iquique mediante las Resoluciones N° 1493 y N° 1946.

Durante el año 2013 se registraron dos incidentes ambientales, uno en Central Tocopilla y otro en Central Mejillones, en línea con el promedio logrado en los últimos años, tal como lo muestra la siguiente Tabla N° 1:

año	N° Incidentes Ambientales Significativos
2007	33
2008	30
2009	7
2010	2
2011	1
2012	1
2013	2



Respecto del cumplimiento del Plan de Descontaminación Atmosférico de Tocopilla y su zona circundante, este fue fiscalizado por la Superintendencia del Medio Ambiente mediante el “Examen de Información” del primer semestre del año 2013, identificándose solamente una desviación administrativa en la información reportada.

Las emisiones de material particulado respirable estimadas utilizando factores de la Agencia Ambiental de Estados Unidos (US EPA) alcanzaron las 109 toneladas/año, valor muy inferior al límite de 2.002 ton/año establecido en el plan de descontaminación. Lo anterior obedece a la implementación y operación de todas las unidades carboneras con sistemas de filtros de mangas,

al no despacho de las unidades de petróleo pesado a partir del segundo semestre y a todas las mejoras efectuadas para el control de las emisiones fugitivas de material particulado. Las principales actividades operacionales para el control de fuentes fugitivas de material particulado son: tratamiento del carbón con productos supresores de polvo adicionados durante el transporte por correas y su almacenamiento en cancha; el confinamiento de correas transportadoras, el programa de limpieza y uso de equipos barredores y aspiradores.

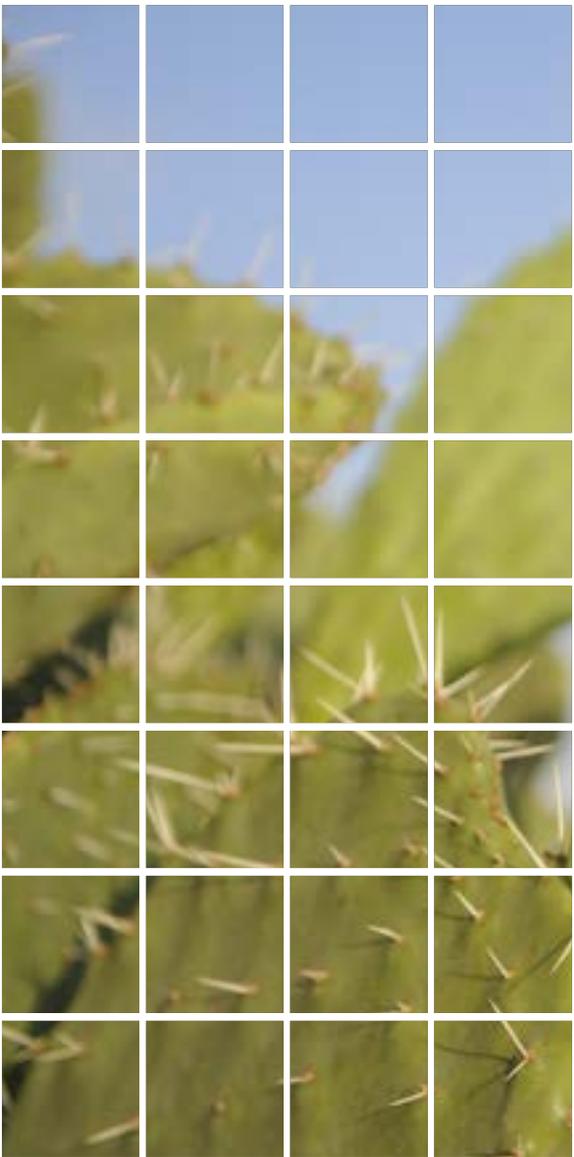
La Tabla N° 2 presenta los resultados de las principales fuentes de emisión de material particulado en Central Tocopilla.

Tipo de Fuente	Fuentes Consideradas	Fuentes	Emisiones MP10 estimadas (ton/año)		
Fuentes Fijas	Central Termica Tocopilla	Unidad 10	19,0		
		Unidad 11	13,3		
		Unidad 12	7,6		
		Unidad 13	8,6		
		Unidad 14	25,3		
		Unidad 15	14,2		
		Turbina TG1	0,3		
		Turbina TG2	0,2		
		Turbina TG3	7,4		
		Total (ton/año)	95,9		
		Fuentes Fugitivas	Manejo de Carbón	Carga de carbón a Tolva	0,03
Descarga de carbón a pila	0,03				
Carga de carbón a torre de transferencia	0,03				
Erosión eólica en pilas de carbón	0,000				
Operación de arrastre de material por maquinarias	8,1				
Motor Maquinarias	3,6				
Manejo de Cenizas	Carga de cenizas		0,003		
	Re suspensión de MP por tránsito de maquinarias		0,4		
	Tránsito de camiones MP por combustión		0,004		
	Descarga de cenizas		0,003		
	Combustión de maquinarias en vertedero cenizas		0,15		
	Operación de maquinarias en vertedero cenizas		0,70		
	Erosión eólica en vertedero		0,001		
	Total emisiones fugiticas		13,0		
	Total emisiones CTT (ton/año)			108,9	
	Plan de descontaminación (ton/año)			2.002,0	

Las concentraciones de material particulado respirable (PM10) medidas en la estación de calidad del aire localizada en la Escuela E-10 de la ciudad de Tocopilla durante el año 2013 presentan una reducción respecto de las concentraciones medidas en los años 2011 y 2012. El promedio anual de PM10 para el año 2013 corresponde a 50 µg/m3N.

Respecto del cumplimiento de la norma trianual de PM10, para el periodo enero 2011 a diciembre 2013 (36 meses), aún se presentan valores sobre el límite de 50 µg/m3N.

En el caso de la calidad del aire en Mejillones, evaluado principalmente como concentración de material particulado





respirable en la estación ubicada en la Escuela Juan Jose Latorre (sector urbano norte de Mejillones), la concentración promedio del año 2013 corresponde a 31,1 µg/m³N y la concentración trianual para el periodo enero 2011 a diciembre 2013 corresponden a 30,1 µg/m³N. Todos los valores medidos se encuentran por debajo de los límites normados.

Finalmente, los programas de monitoreo del medio marino realizados en la Bahía de Mejillones y Bahía Algodonales (Tocopilla) no han identificado impactos ambientales, manteniéndose todos los parámetros de monitoreo dentro los valores históricamente medidos. Adicionalmente a los programas de monitoreo en ejecución se implementó un programa de monitoreo de la pluma térmica en el sector de las descargas del sistema de enfriamiento de las unidades de Central Tocopilla.

INVESTIGACIÓN, DESARROLLO E INNOVACIÓN

(I + D + I)

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 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 2013 generó como resultado un portafolio de proyectos de innovación que llevó al establecimiento de 42 iniciativas activas. Lo anterior se logró levantando más de 380 ideas en distintos talleres desarrollados en todos los centros de trabajo de la empresa, cuyos focos fueron la Rentabilización de Residuos, Eficiencia Energética, Disponibilidad Equipos, Optimización de Procesos, y Nuevos Modelos de Negocio y Contratos. Las iniciativas implementadas en el 2013 se suman a los de años anteriores en generar resultados tangibles que se reflejen en menores costos o mayores ingresos o eficiencias.

Parte esencial del proceso de innovación al interior de E.CL se enmarca en el concepto de desarrollo de un Ecosistema Industrial. A través de éste se busca crear polos de desarrollo alrededor de las centrales de E.CL, es decir: una red de empresas que comparten en un mismo hábitat y que se interrelacionan entre ellas a través del aprovechamiento e intercambio de materiales, de manera que el residuo o subproducto de una es materia prima para otras. Con esta dinámica se busca mejorar la calidad ambiental de las

localidades donde opera la compañía (a través de la minimización de los impactos generados por el proceso productivo) y a la vez fomentar el desarrollo económico local y la generación de empleo (creación de valor compartido).

Las iniciativas que actualmente son parte del Ecosistema Industrial de E.CL son:

PISCICULTURA DE COBIA CON AGUAS EFLUENTES DE LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA DE MEJILLONES.

La Cobia es un pez marino que habita en aguas tropicales y subtropicales del mundo. Se trata de un pescado gourmet, cuya carne es muy apetecida en restaurantes de Asia y Estados Unidos. China, Vietnam y Panamá son hoy en día los principales actores, con una producción total de 35.000 ton/año (según datos de la FAO). Las bajas temperaturas del mar chileno no permiten la vida y desarrollo de esta especie. Sin embargo, se ha vislumbrado la existencia de una interesante oportunidad de cultivo comercial utilizando la energía térmica contenida en las aguas de descarga del proceso de generación de las unidades de E.CL (entre 24 y 29° C), oportunamente vertida en estanques construidos especialmente para ello.

Es así como, en conjunto con un emprendedor local con vasta experiencia en el cultivo y engorde de peces en piscicultura de recirculación, a partir del año 2012 se ha empezado a materializar un proyecto piloto utilizando las aguas de retorno al mar de las centrales térmicas de Mejillones.

El año 2013 ha sido clave para poder validar técnica y económicamente este proyecto, puesto que se han realizado tres ciclos productivos a partir de ovas embrionadas importadas de Estados Unidos, culminando el año con una cosecha parcial, procesamiento y un evento de degustación que contó, entre otros asistentes, con la presencia del Alcalde de Mejillones, el Director Nacional de Sernapesca e importantes ejecutivos de E.CL. Los logros del año incluyen el haber sentado las bases de un sistema productivo, el haber conseguido una prórroga en la autorización para la importación de ovas y la implementación de la lombricultura asociada al cultivo de peces, todo lo cual ha sido materializado con la colaboración de un grupo de pescadores artesanales de Mejillones.

El foco principal de la siguiente etapa estará en la validación comercial del proyecto.

PLANTACIONES DE BIOMASA

El proyecto de producción de Biomasa a gran escala, actualmente en etapa de factibilidad, representa una de las iniciativas más maduras entre las que se están desarrollando en E.CL en el marco del Ecosistema Industrial. Los cultivos de nopales y paulonias, plantados en 7 hectáreas cerca de Mejillones, son regados con agua desmineralizada de descarga del proceso de generación eléctrica y serán utilizados para el secuestro CO₂ y la generación de energía limpia en forma de biomasa. A lo largo de los tres años que lleva el proyecto se ha trabajado en mejorar su eficiencia mediante el uso de sustratos adecuados, diferentes regímenes de riego y control de plagas, entre otros manejos. Las plantaciones de nopales y paulonias se han promovido dentro de la comunidad, encontrando bastante entusiasmo.

Además de la oportunidad que presentan estas plantaciones para su uso como combustible limpio y renovable, tienen como finalidad absorber el dióxido de carbono presente en el aire durante su ciclo de vida, disminuir la huella de carbono relacionada con el transporte de combustible de la empresa y generar nuevos negocios y puestos de trabajo locales.

PLANTA PILOTO DE CO-COMBUSTIÓN

La planta piloto de combustión de carbón y biomasa (co-combustión), inaugurada en octubre pasado, fue desarrollada y construida en el marco de un proyecto de I+D ejecutado por la Universidad de Concepción, en conjunto con las empresa E.CL y BSQ, con el apoyo de fondos de Conicyt.

Uno de los principales objetivos de esta iniciativa consiste en avanzar en el desarrollo de la co-combustión carbón-biomasa, permitiendo probar estos combustibles y determinar los escenarios técnicos y económicos propicios para la utilización de diversos combustibles tales como: biomasa, neumáticos, basura, turba y distintos tipos de carbón en estos procesos. Al mismo tiempo, se considera la medición de las emisiones asociadas y la capacitación del capital humano que en el futuro desarrollará este tipo de proyectos.

La planta piloto tiene una potencia de 250 kW en promedio y se ubica en las dependencias de la Unidad de Desarrollo Tecnológico (UDT) de la Universidad de Concepción, en la comuna de Coronel. La instalación tiene 6,15 metros de alto y 11,30 metros de largo y se alimenta cada hora con de 50 kg de carbón, 20 kg de pellets de biomasa y 10 kg de caliza, como máximo.

La importancia estratégica de la iniciativa para E.CL es que, a través de esta, se busca replicar a pequeña escala las centrales Hornitos y Andina (ubicadas en Mejillones), las que se caracterizan por utilizar la tecnología denominada de Lecho Fluidizado Circulante, que permite usar un amplio rango de combustibles sólidos como carbón o biomasa entre otros.

La co-combustión del carbón con biomasa es una Energía Renovable difundida en el mundo, especialmente en países como Dinamarca, Alemania y España. Cuenta con la aprobación del panel intergubernamental de las Naciones Unidas para el cambio climático y se encuentra inserta en la Política Energética Común de la Unión Europea, al ser considerada una energía renovable que contribuye a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. En Chile aún es una energía poco desarrollada y que no es oficialmente reconocida como energía renovable.

MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN CON CENIZAS

La iniciativa, que apunta a la creación de materiales de construcción a partir de las cenizas generadas por el proceso productivo, considera dos etapas principales. La primera está representada por 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 y, por el otro, separar cenizas aptas para convertirse en material de construcción (ladrillos, baldosas, adoquines, etc). La segunda se enfoca en el proceso de aglomeración y prensado para la obtención de materiales de construcción a partir de materiales reciclados y que sean aptos para la para la obtención de la certificación 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 empresario externo, que había iniciado estudios tendientes a resolver esta problemática, contando además con vasta experiencia universitaria y en instituciones como ENDEAVOR y Fundación Emprender, entre otras.

La implementación del piloto ha considerado durante el 2013 la compra de equipos, la construcción de instalaciones y la materialización ensayos a escala de laboratorio. Para el 2014 se espera dar inicio a la fabricación de los primeros materiales preformados (tales como como adoquines, adormos, ladrillos y bloques), para luego iniciar los procesos de certificación para uso en construcción.



Al igual que otros proyectos del ecosistema industrial, los materiales de construcción fomentarán el desarrollo económico local y crearán nuevos empleos para la población.

GAS NATURAL VEHICULAR

El proyecto consiste en entregar las condiciones necesarias para funcionar con gas natural como fuente de energía para el transporte a las comunidades donde E.CL realiza sus operaciones. Lo anterior ocurre a través de la creación de una red de estaciones de servicio de gas natural, tanto para vehículos de la empresa como para automóviles de la comunidad. La iniciativa apunta a reducir las emisiones de gases contaminantes provenientes de los vehículos del sector, generar valor para E.CL a través de la utilización de combustible propio y entregar a los taxistas locales una oportunidad para mejorar sus resultados financieros.

El piloto se ha desarrollado en Tocopilla y se encuentra en fase de implementación desde noviembre de 2012, fecha a partir de la cual se ha iniciado la conversión de la flota de taxi de la ciudad y el uso de parte de los vehículos de la empresa.

MICROALGAS

La iniciativa pretende utilizar las emisiones de CO₂ de las centrales térmicas como alimento para cultivar micro algas en piscinas que utilizan el agua de refrigeración de las centrales, las que servirán como insumo para generar biodiesel. Adicionalmente, el cultivo entrega proteínas, carbohidratos, biopolímeros, pigmentos y biogás como subproductos. De esta manera, a través de la absorción del dióxido de carbono, el proyecto contribuye a la reducción de las emisiones al ambiente y, al utilizarla para un nuevo ciclo productivo, crea valor para la comunidad y la compañía, que se traducirá en la comercialización de subproductos y generación de nuevos puestos de trabajo.

El proyecto, que cuenta con el apoyo financiero de CORFO, se desarrolla a través de dos Consorcios en los que participan universidades y empresas especializadas.

Durante 2013 el Consorcio Desert Bioenergy - 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%) - ha logrado importantes avances, destacándose la implementación de la planta piloto de micro algas ubicada en la Central Termoeléctrica de Tocopilla, la inyección de gases de combustión en los sistemas de cultivo y la implementación de la

planta piloto de biodiesel y biogás, lo que convierte a la central en una de las pocas a nivel internacional en integrar en un solo lugar desde la producción de micro algas hasta la producción de biodiesel.

En lo que respecta al Consorcio "Algae Fuels" - conformado por Manafuels S.A. (35%), E.CL (27%), COPEC (25%) y la Pontificia Universidad Católica de Chile (13%) - éste opera a través 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, se encuentra en el proceso de construcción de piscinas de mayor tamaño (150 m³) para iniciar la producción de biomasa microalgal para biodiesel en mayor escala, utilizando agua de mar y capturando CO₂ proveniente de la chimenea de descarga de las Unidades de Generación. Durante el año 2013, se obtuvo mayor cantidad de diesel industrial el cual se probó en motores estacionarios. Adicionalmente, se terminó la construcción y habilitación de un moderno y completo laboratorio que permitirá realizar nuevas investigaciones, a la vez que posibilitará la estadia de investigadores de universidades locales y extranjeras. En el Laboratorio de Campo 2, que se ubica en el desértico sector de La Tirana (Iquique), se terminó la construcción de tres piscinas de 80 m³, lo que permitirá la producción y comercialización de mayores cantidades de biomasa microalgal destinada a la alimentación animal y acuícola. Se realizaron diferentes pruebas de nutraceuticos y se decidió comenzar el 2014 con la fabricación de Spirulina en tres variedades para su comercialización en el mercado nacional.

SALICORNIA

El proyecto, que se encuentra en su segundo año de operación, considera el cultivo en Mejillones de la salicornia, una planta que crece en condiciones extremas y que se riega con agua de mar reutilizada de las operaciones. A través de la colaboración con la Universidad de Antofagasta y la Corporación de Desarrollo Productivo de Antofagasta se busca la generación de la información necesaria para la propagación de la especie, el manejo de la misma y las condiciones de certeza en parámetros de fijación de CO₂ para la región de Antofagasta.

Las plantas establecidas a principio del 2013 han dado buenos resultados, esperándose 3.000 plantas adicionales durante el 2014.

SISTEMA DE GESTIÓN PARA CALIDAD Y MEJORAMIENTO CONTINUO

Durante el año 2013 E.CL continuó con el proceso de mejora en el desempeño organizacional, a través del aprendizaje y mejora



continúa de sus procesos. El Sistema de Gestión de la empresa (SGI) fue auditado por la empresa certificadora AENOR, efectuando la primera auditoría de seguimiento desde la recertificación realizada el año 2012 bajo los estándares internacionales de medio ambiente ISO 14001:2004, calidad ISO 9001:2008 y Seguridad y Salud Ocupacional OHSAS 18001:2007.

Los resultados de la auditoría confirmaron la madurez del sistema de gestión: E.CL mantuvo sus certificaciones

RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL (RSE)

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.

El enfoque propuesto en E.CL para una política de sustentabilidad y RSE considera a la empresa como parte integral de una Comunidad, la que a su vez está inserta en un entorno que incluye y se caracteriza por variables económicas, sociales y medioambientales. Cada uno de los actores que componen la comunidad está relacionado con los demás y su actuar, tal como ocurre en todo ámbito de la vida, genera impactos positivos y negativos a la vez. En lo que se refiere a la empresa, la estrategia de sustentabilidad considera fortalecer los impactos positivos producto de su operación y mitigar los impactos negativos a través de la implementación de iniciativas de valor compartido. Lo que ocurre en términos operativos es que se definen acciones de RSE Reactiva, las que generan exclusivamente un beneficio comunitario, tales como Cultura, Deporte, Recreación e Infraestructura comunitaria, y otras denominadas de RSE Estratégica, que poseen además la característica de impactar positiva y directamente a la generación de valor, a través de la Generación de empleo, el fortalecimiento del Desarrollo Económico local y la Disminución del impacto ambiental.

En lo que respecta a la gestión de aportes, estos están enmarcados dentro de una política que tiene como valores la igualdad de oportunidades y de trato, además del respeto de la normativa interna y legal vigente.

Para conseguir la mayor eficacia posible, dependiendo de cada contexto, se definen los focos y, luego, se diseñan y revisan los mecanismos de decisión. Es así como, durante el año 2013, con el fin de alcanzar mayor eficacia y efectividad en los aportes otorgados

por la empresa, la política de relacionamiento con la comunidad ha sido enriquecida con la constitución en Tocopilla de una Mesa de Trabajo conformada por representantes de la Comunidad, de la Municipalidad local y E.CL. El fin principal de dicha instancia es el de sistematizar el diálogo con la comunidad, al evaluar, priorizar y seleccionar de una manera más directa y participativa por parte de la comunidad, 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.

En General, la gestión de aportes de la empresa durante el 2013 ha apoyado una gran cantidad de proyectos, iniciativas y eventos en las distintas comunidades donde opera, ya sea en forma directa, o a través de Mesas de Trabajo o Convenios, beneficiando a un importante número de organizaciones sociales.

En Tocopilla, entre otros, se ha apoyado a la Agrupación de Ayuda al Enfermo de Cáncer (ADAEC); los Amigos Protectores de Animales de Tocopilla (APAT); el Cuerpo de Bomberos de Tocopilla; el Club de Deporte; los Centros de Padres y Apoderados de las Escuelas Carlos Condell de la Haza, República de Estados Unidos y Arturo Prat Chacón; las Juntas de Vecinos Villa Los Andes, Pacífico Norte, Teniente Merino, Bernardo O'Higgins, Carmela Carvajal, Barro Arana, Arturo Prat Chacón; el Club Social y Deportivo Juventud Unida; la Unión Comunal de Clubes del Adulto Mayor; el Club Adulto Mayor Nuevo Amanecer Tocopilla; la Sociedad Indios Tobas de San Lorenzo; la Sociedad Religiosa Gauchos de Tocopilla; la Asociación Deportiva, Social, Cultural y Deportiva "Apples Fitness".

En lo que respecta a Tocopilla, también se apoyó a las siguientes iniciativas/instituciones:

- Indumentaria deportiva Club Deportivo Mario Rivera;
- Campeonato de Golf Abierto de Tocopilla;
- Torneo Regional de Fútbol Escolar;
- Indumentaria deportiva Asociación de Béisbol;
- Estadía mensual especialidad nefrología para la unidad de diálisis del Hospital Marcos Macuada;
- Unidad de Salud Mental Hospital Marcos Macuada;
- Apoyo logístico a Operativo Médico de especialistas de la Universidad de Antofagasta;
- Apoyo al Operativo Médico realizado por la Armada de Chile;
- Implementación agrupación ADAEC (sillas de ruedas, colchones anti escaras);
- Artículos escolares Agrupación SERPAJ;



- Implementación Sindicatos de Pescadores Independientes;
- Celebración del día de la madre;
- Apoyo Bailes Religiosos Indios Tobas de San Lorenzo y Moreno Cónдор;
- Día Internacional de Limpieza de Playas;
- Apoyo a agrupaciones sociales en la época de Navidad.

En Mejillones se ha apoyado el desarrollo y fortalecimiento del sector pesca artesanal; el Desarrollo y fortalecimiento de las capacidades laborales y la educación (apoyando al Complejo Juan José Latorre con una completa implementación para sus talleres); el desarrollo y fortalecimiento de los sectores sociales, deportivos y culturales. En este último caso se ha llevado a cabo un Fondo Concursable que ha beneficiado a organizaciones comunitarias tales como las Juntas de Vecinos Carolina Michilla, Renacer y N. 8; los Centros de Madre Gabriela Mistral y Carmela de Prat; el Círculo de Damas de la 2° Compañía de Mejillones; la Agrupación de Mujeres de Mejillones Pro-Activas por una Vida Saludable; la Alianza Deportiva Integral Mujeres “Libre Esperanza”; el Club Deportivo Juventus Mejillones; el Club de niños Mejipeques; el Club Deportivo Escorpiones.

Todas estas organizaciones han sido beneficiadas a lo largo del 2013 con aportes que han permitido la materialización de proyectos e iniciativas que han abarcado temas, como infraestructura comunitaria, salud, deporte, recreación y otros temas de interés comunitario.

En lo que respecta a Mejillones, también se apoyó a las siguientes iniciativas/instituciones:

- Campeonato de Skimboard;
- Agrupación de Cheerleaders;
- Balcones Club Deportivo Coferro;
- Festival de la Canción Joven;
- Festival de Teatro de Mejillones, con obra “Cara e’ picante”;
- Edición del libro “El Astrónomo Loco y Otros Cuentos”, del poeta mejillonino Neftalí Agrella;
- Aporte a Bomberos de Mejillones;
- Celebración del día del padre;
- Apoyo a Escuela Especial San Sebastián;
- Apoyo a agrupaciones sociales en la época de Navidad.

A lo anterior se suma una importante cantidad de aportes directos que ya cuentan con un historial en E.CL y que se vienen ejecutando desde hace unos cuantos años. Ejemplos de lo anterior son:

EDUCACIÓN

BECAS PARA ESTUDIANTES DE ENSEÑANZA MEDIA

Para E.CL el apoyo que de manera estructural puede ser otorgado al ámbito educativo es primordial. Para ello, desde el año 1997 en Tocopilla y el año 2003 en Mejillones la empresa entrega de manera anual becas para estudiantes de enseñanza media, premiando a los dos mejores alumnos de las promociones de octavo año básico de escuelas municipalizadas a definirse en forma rotativa por año.

PROYECTO MEJOR LICEO 2013

Otra iniciativa emblemática en el ámbito educacional es el proyecto Mejor Liceo, el que apunta a la gradual incorporación de mecanismos de gestión institucional y pedagógica a través de un trabajo conjunto realizado entre profesores y estudiantes.

CERTIFICACIÓN AMBIENTAL

La iniciativa – desarrollada en conjunto con la Secretaría Ministerial de Medio Ambiente de la Región de Antofagasta – es parte del Programa de Educación Ambiental para la Sustentabilidad del Ministerio del Medio Ambiente y 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”).

PROGRAMA PUERTAS ABIERTAS A BORDO DEL MÓVIL TOUR

Este es un plan de visitas orientado a exhibir las instalaciones de la Compañía a la Comunidad (autoridades, líderes sociales y políticos, agrupaciones comunitarias, estudiantes, familias de trabajadores) se estrechan lazos con los principales interlocutores de la empresa y se fomenta la educación local.

PROGRAMA DE PRÁCTICAS CURRICULARES

E.CL, a través de sus módulos de invierno y de verano, 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 finalmente se convierten en sus tutores.

DEPORTES

En E.CL hay plena conciencia de que el deporte, además de instaurar buenos hábitos y favorecer una vida sana, cumple una función social extremadamente importante, sobre todo para los jóvenes y sus respectivas familias.

VOLUNTARIADO E.CL

Por sus peculiares características, una mención especial merece el voluntariado llevado a cabo por trabajadores de E.CL bajo el lema “Unidos Hacemos Más”. A través de esta actividad, a la que participan también las empresas contratistas de E.CL y varios familiares, se quiere favorecer en el personal de la empresa un cambio en la percepción de las necesidades comunitarias, transformándolas en oportunidades de trabajo conjunto en pos de un objetivo específico.

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 llevado a cabo en alianza con el diario La Estrella de Tocopilla y la I. Municipalidad local.

PROGRAMA DE DESARROLLO DE PROVEEDORES (PDP)

E.CL está ejecutando este programa desde mediados del año 2013 y el cual involucra a cerca de 80 proveedores (mayoritariamente PYMES y un grupo de Microempresarios) de la empresa, repartidos entre las Comunas de Tocopilla y Mejillones. El PDP es un programa cofinanciado por CORFO, a través del cual una empresa principal favorece el crecimiento de sus empresas proveedoras a través de actividades generales de capacitación y acciones específicas diseñadas con el fin de atacar las brechas que se han identificado para cada proveedor durante la etapa de diagnóstico (que en el caso de E.CL se ha ejecutado en el año 2012).



10

HITOS 2013

- **Detención unidades CTA y CTH:** El día 5 de enero de 2013 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 reanudó la operación de CTH, como consecuencia de la reparación provisoria de las filtraciones detectadas. Por otra parte, la reanudación de la operación de CTA, fue efectivamente sincronizada el día 28 de enero de 2013.
- **Demanda en juicio arbitral interpuesta por la Corporación Nacional del Cobre de Chile - Codelco:**
Con fecha 26 de marzo de 2013, el Directorio de E.CL tomó conocimiento de dicha demanda en contra de E.CL S.A. en relación con el contrato de suministro eléctrico suscrito con fecha 6 de noviembre de 2009, y en la cual la demandante solicita al tribunal arbitral que declare supuestos incumplimientos de E.CL S.A. relativos al cálculo de tarifas de suministro eléctrico en el período comprendido entre el 1° de enero de 2010 y el 30 de septiembre de 2012 y que, con motivo de ello, se ordene a la Sociedad relíquidar los cobros efectuados en el referido período por la cantidad total de US\$42,8 millones más reajustes e intereses. A esta fecha, el proceso arbitral continúa su curso, sin que haya una fecha cercana para su resolución. La Sociedad estima que la demanda carece de todo fundamento, por lo cual debiera ser rechazada.
- **Junta de accionistas:** La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 23 de abril de 2013, acordó un pago de dividendo con cargo a las utilidades del ejercicio 2012 de US\$0,0533351281 por acción, el cual fue pagado el día 16 de mayo de 2013. El monto total fue de US\$56.178.411,82, equivalente al 100% de la utilidad neta del año 2012. Asimismo se procedió a la elección de un nuevo Directorio.
- **E.CL inaugura su primera planta fotovoltaica conectada directamente al SING:** En julio de 2013, E.CL inauguró su proyecto solar El Águila I, ubicado a 57 kilómetros de la ciudad de Arica. Tiene 2 MW de potencia instalada, equivalente al 5% de la potencia requerida por la ciudad de Arica o al abastecimiento necesario para 2.300 familias. Este contempló una inversión cercana a los US\$7 millones.
- **Pampa Camarones:** E.CL ingresó a evaluación en el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) correspondiente al proyecto denominado "Planta Solar Fotovoltaica Pampa Camarones". La iniciativa, según consta en la DIA, tendrá un valor total de US\$620 millones y consiste en la instalación de una planta solar fotovoltaica de hasta 300 MW de potencia nominal, energía que será inyectada en etapas sucesivas al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).
- **ERNC:** El 3 de septiembre de 2013, el Congreso aprobó el Proyecto de Ley que incentiva la ampliación de la matriz energética con energías renovables no convencionales ("ERNC"). Se acordó una cuota de 20% al año 2025 para los contratos firmados después de julio de 2013.
- **S&P eleva clasificación de riesgo de E.CL a BBB:** Con fecha 11 de diciembre la Agencia de Calificación de Riesgo Standard & Poor's elevó la clasificación de E.CL desde 'BBB-' a 'BBB', destacando que la empresa eléctrica tiene una relevancia estratégica para su controladora GDF SUEZ en la visión de largo plazo del grupo. La agencia argumentó que E.CL representa un negocio rentable con un perfil de riesgo de negocio "satisfactorio".
- **Interconexión Eléctrica:** La Cámara de Diputados aprobó el proyecto de ley que busca facultar al Estado, a través de la Comisión Nacional de Energía, a impulsar la interconexión entre el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). La iniciativa autoriza al gobierno a realizar una licitación para construir una línea de conexión entre ambos sistemas eléctricos. El proyecto

contempla la construcción de una línea de transmisión de 610 kilómetros de largo, con una capacidad de 1500 MW, con una inversión que alcanzaría los US\$700 millones.

- Subestación Eléctrica Rica Aventura: E.CL sometió a consideración del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de la Región de Antofagasta, la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) del Proyecto “Subestación Eléctrica Rica Aventura”. Éste consiste en la construcción de una S/E de un nivel de tensión de 220 kV, que se desarrollará en un terreno adyacente a la Subestación Crucero de la compañía en la localidad de María Elena, provincia de Tocopilla y demandará una inversión de US\$ 86 millones. El objetivo del proyecto es contribuir en dar seguridad al abastecimiento y distribución eléctrica del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), debido al aumento progresivo tanto en la oferta de generación solar fotovoltaica, como en la demanda del sector energético.
- Gasoducto NorAndino Argentina (GNAA): Durante el año 2013 se ejecutó un profundo plan de reducción de costos en GNAA, que incluyó la revisión y adecuación de todos los procesos principales, la renegociación de los mayores contratos de transporte y de operación y mantenimiento, además del cierre o venta de instalaciones y reducción de personal. Esto permitirá un ahorro de aproximadamente US\$1 millón mensual a partir de mayo de 2014. Sin embargo, como resultado del test de deterioro de activos, se determinó un menor valor para GNAA con un impacto de US\$10 millones en la utilidad consolidada después de impuestos.

HECHOS RELEVANTES CONSOLIDADOS

1. Con fecha 3 de septiembre de 2013 E.CL informó en carácter de hecho esencial respecto a la Sociedad, la cual suscribió un contrato denominado “Terminal Use Agreement” (“TUA”) con su sociedad relacionada Sociedad GNL Mejillones S.A. en virtud del cual ésta última se obliga a prestar a la Sociedad, en su terminal receptor de gas natural licuado ubicado en la comuna

de Mejillones, los servicios de recepción, almacenamiento, regasificación y entrega de gas natural licuado, por un volumen contractual de 14.500.000 MMBtu el año 2013, 17.400.000 MMBtu el año 2014 y 14.500.000 MMBtu para cada uno de los años 2015 a 2026.

2. Con fecha 20 de diciembre de 2013, E.CL informó en carácter de hecho esencial que el Directorio de la Sociedad, en su sesión celebrada el 20 de diciembre de 2013, acordó ejercer la opción que Suez Energy Andino S.A. le concediera en Junio de 2011 para adquirir, directamente o a través de la adquisición de su filial Transmisora Eléctrica del Norte S.A., el proyecto, en un precio que, según los términos de la referida opción, considera los costos de desarrollo del mismo y que, inicialmente, se estima en una cifra cercana a US\$ 12 millones. El proyecto, consiste en la construcción de una línea de transmisión en corriente alterna de doble circuito de 500 kV, de una extensión aproximada de 580 kilómetros, que permitirá transmitir energía entre Mejillones, en el SING y Copiapó, en el norte del SIC. Se espera que se concrete la adquisición, de manera que E.CL quede en condiciones de desarrollarlo desde ya, por sí sola o en conjunto con otros inversionistas.
3. Con fecha 31 de diciembre de 2013, E.CL informó en carácter de hecho esencial respecto a la Sociedad, la cual el día 30 de diciembre de 2013, alcanzó un acuerdo con Solgas S.A., para la venta a ésta de la Sociedad filial Distrinor S.A., dedicada al giro de venta y distribución de gas natural a clientes industriales del Norte Grande. Con esta operación de venta, E.CL materializa su decisión de concentrar sus esfuerzos y capacidad financiera para seguir desarrollando su negocio eléctrico. El valor de venta de Distrinor S.A. será de US\$19 millones, el cual podrá ajustarse según los estados financieros de esta sociedad al 31 de diciembre de 2013. El impacto neto de esta operación será de aproximadamente US\$10 millones, efecto que se reflejará en el balance correspondiente al presente año.

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.

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:	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.

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:	US\$ 2.000
Tipo de Sociedad:	Sociedad Anónima inscrita en el Registro de Entidades Informantes del artículo 7° de la Ley 18.045
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 éstas 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.

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:	E.CL S.A. 100%
Directorio:	Lodewijk Verdeyen, Hugo Toro Álvarez, Anibal 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:	E.CL S.A. 100%
Directorio:	Lodewijk Verdeyen, Conrado Bianchi, Dante Dell'Elce, Manuel Colcombet, Horacio Guadagni, Ricardo Iglesias, Stephen Burton
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 N° 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:	Lodewijk Verdeyen, Arturo Natho Gamboa, Roberto Zazzali Sánchez, Fernando Delfau Vernet, Anselmo Palma Pfozter, Juan Larraín Correa.
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 N° 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 N° 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 Electroandina 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.

ENERPAC LTDA.

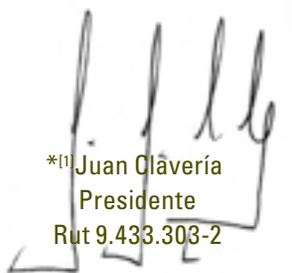
Razón Social:	Enerpac Ltda.
Rol Único Tributario:	96.788.720-K
Capital Pagado:	MUS\$ 45.964
Tipo de Sociedad:	Responsabilidad Limitada
Participación:	E.CL S.A. 100%
	Esta sociedad es administrada por E.CL
Objeto Social:	es una filial constituida con fecha 25 de agosto de 1995, cuyo objeto principal es 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.

12

DECLARACIÓN

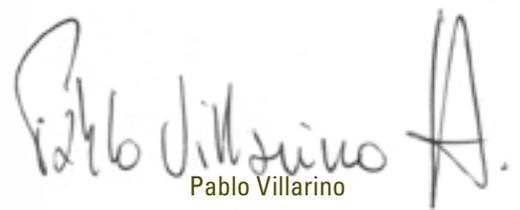
DE RESPONSABILIDAD

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 2013.



*[1] Juan Clavería
Presidente
Rut 9.433.303-2

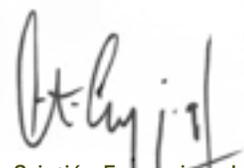
Manlio Alessi R.
Director
Rut 14.746.419-3



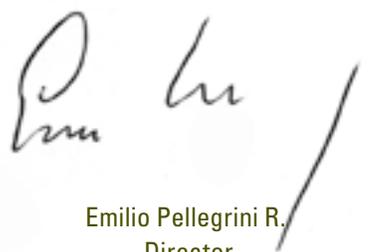
Pablo Villarino
Director
Rut 9.904.494-2



Karen Poniachik Pollak
Director
Rut 6.379.415-5



Cristián Eyzaguirre J.
Director
Rut 4.773.765-6



Emilio Pellegrini R.
Director
Rut 4.779.271-1



Dante Dell'Elce
Director
Pasaporte 12523767N



Lodewijk J. Verdeyen
Gerente General
Rut 21.648.094-5

[1] Asume Presidencia el 23 de enero de 2014 por renuncia de Jan Flachet con la misma fecha.



ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS CLASIFICADO,
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012 Y 01 DE ENERO DE 2012, EXPRESADOS EN MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

ACTIVOS	Nota	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
Activos Corrientes				
Efectivo y equivalentes al efectivo	3	121.517	87.405	104.437
Otros activos financieros corrientes	4	91.907	104.687	104.276
Otros activos no financieros corrientes	9	96.537	80.629	94.786
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	10	149.106	174.418	139.656
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	8	22.434	1.991	369
Inventarios corrientes	6	126.853	124.441	119.726
Activos por impuestos corrientes, corriente	5	39.635	64.550	52.758
Activos Corrientes, Total		647.989	638.121	616.008
Activos No Corrientes				
Otros activos financieros no corrientes	11	16.538	5.202	4.286
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	10	2.602	4.433	13.433
Activos intangibles distintos de la plusvalía	12	324.461	344.103	361.212
Plusvalía	32	25.099	25.099	25.099
Propiedades, planta y equipo	13	1.944.170	1.961.244	1.928.697
Activos por impuestos diferidos	5	35.942	38.723	29.461
Activos No Corrientes, Total		2.348.812	2.378.804	2.362.188
Activos, Total		2.996.801	3.016.925	2.978.196

PASIVOS	Nota	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
Pasivos Corrientes				
Otros pasivos financieros corrientes	17	21.009	20.579	17.885
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	15	158.942	144.124	126.439
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	8	30.435	27.713	100.029
Pasivos por Impuestos Corrientes	5	18.833	22.411	46.433
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	16	10.819	11.740	13.182
Otros pasivos no financieros corrientes	14	4.261	2.029	1.660
Pasivos Corrientes, Total		244.299	228.596	305.628
Pasivos No Corrientes				
Otros pasivos financieros no corrientes	17	740.257	774.162	685.503
Otras provisiones no corrientes	19	9.622	10.181	16.005
Pasivo por impuestos diferidos	5	189.687	199.219	178.004
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	8	1.465	0	0
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	18	509	610	572
Otros pasivos no financieros no corrientes	14	3.739	3.739	2.634
Pasivos, No Corrientes, Total		945.279	987.911	882.718
Total Pasivos		1.189.578	1.216.507	1.188.346
Patrimonio				
Capital Emitido	23	1.043.728	1.043.728	1.043.728
Otras Reservas		312.488	302.691	298.874
Ganancias (pérdidas) acumuladas		327.142	338.757	335.153
Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora		1.683.358	1.685.176	1.677.755
Participaciones No Controladoras		123.865	115.242	112.095
Patrimonio Total		1.807.223	1.800.418	1.789.850
Patrimonio y Pasivos, Total		2.996.801	3.016.925	2.978.196

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS POR FUNCIÓN
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012, EXPRESADO EN MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

Estado Consolidado de Resultados Integrales por Función	Nota	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$
Ingresos de actividades ordinarias	20	1.207.083	1.185.044
Costo de ventas	20	(1.047.745)	(1.019.057)
Ganancia bruta		159.338	165.987
Otros ingresos	20	16.287	22.342
Gastos de administración	20	(45.012)	(51.246)
Ganancia (pérdida) por actividades de operación		130.613	137.083
Ingresos financieros	20	2.669	2.601
Costos financieros	20	(66.360)	(51.448)
Diferencias de cambio	21	(2.152)	9.450
Ganancia (Pérdida), antes de Impuesto		64.770	97.686
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	5	(16.563)	(38.361)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		48.207	59.325
Ganancia (pérdida), atribuible a:			
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora		39.584	56.178
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras		8.623	3.147
Ganancias por Acción			
Ganancia (Pérdida) del Ejercicio		39.584	56.178
Cantidad de Acciones	22	1.053.309.776	1.053.309.776
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	22	0,028	0,053
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones discontinuadas	22	0,010	0,000
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	22	0,000	0,000
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedentes de operaciones discontinuadas	22	0,000	0,000
Otro resultado integral			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		12.246	4.771
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral		(2.449)	(954)
Otro resultado integral		9.797	3.817
Resultado Integral atribuible a:			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		49.381	59.995
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		8.623	3.146
Resultado Integral Total		58.004	63.141

ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO – DIRECTO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012, EXPRESADO EN MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

Estado Consolidado de Flujo de Efectivo - Directo	Nota	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		1.329.655	1.322.089
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		11.434	0
Otros cobros por actividades de operación		16.745	4.168
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.003.754)	(882.151)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(62.160)	(55.980)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(19.293)	(24.980)
Otros pagos por actividades de operación		(1.123)	(1.434)
Dividendos recibidos, clasificados como actividades de operación		4.411	0
Intereses pagados, clasificados como actividades de operación		(41.447)	(42.055)
Intereses recibidos, clasificados como actividades de operación		1.132	649
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(15.765)	(51.960)
Otras entradas (salidas) de efectivo, clasificados como actividades de operación		(30.871)	(34.690)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		188.964	233.656
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades, clasificados como actividades de inversión		1.685.799	1.737.932
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades, clasificados como actividades de inversión		(1.676.706)	(1.738.806)
Importes procedentes de ventas de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		29.587	146
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(127.206)	(188.253)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(88.526)	(188.981)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		0	93.721
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		0	50.000
Préstamos de entidades relacionadas		1.606	0
Reembolsos de préstamos, clasificados como actividades de financiación		(11.754)	(57.077)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		0	(84.050)
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación	23	(56.178)	(64.301)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(66.326)	(61.707)
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		34.112	(17.032)
Incremento (disminución) de efectivo y equivalentes al efectivo		34.112	(17.032)
Efectivo y equivalentes al efectivo	3	87.405	104.437
Efectivo y equivalentes al efectivo	3	121.517	87.405

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADO NETO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013, EXPRESADO EN MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto al 31 de diciembre de 2013	Cambios en Capital Emitido	Acciones Propias en Cartera	
	Acciones Ordinarias MUS\$	MUS\$	
Saldo Inicial Ejercicio Actual 01-01-2013	1.043.728	0	
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	0	0	
Otros Resultados Integrales	0	0	
Total Resultados Integrales	0	0	
Dividendos	0	0	
Incremento (disminución) por transacciones de acciones en cartera	0	0	
Cambios en Patrimonio	0	0	
Saldo Final Ejercicio Actual 31-12-2013	1.043.728	0	

Ver Nota 23 Patrimonio

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto al 31 de diciembre de 2012	Cambios en Capital Emitido	Acciones Propias en Cartera	
	Acciones Ordinarias MUS\$	MUS\$	
Saldo Inicial Ejercicio Anterior 01-01-2012	1.043.728	0	
Incremento (disminución) del patrimonio por cambios en políticas contables	0	0	
Patrimonio inicial reexpresado	1.043.728	0	
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	0	0	
Otros Resultados Integrales	0	0	
Total Resultados Integrales	0	0	
Dividendos	0	0	
Incremento (disminución) por transacciones de acciones en cartera	0	0	
Cambios en Patrimonio	0	0	
Saldo Final Ejercicio Anterior 31-12-2012	1.043.728	0	

Ver Nota 23 Patrimonio

Cambios en Otras Reservas		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\$
Otras Reservas Varias MUS\$	Reservas de Conversión MUS\$				
302.691	0	338.757	1.685.176	115.242	1.685.176
0	0	39.584	39.584	8.623	48.207
9.797	0	0	9.797	0	9.797
9.797	0	39.584	49.381	8.623	58.004
0	0	(51.199)	(51.199)	0	(51.199)
0	0	0	0	0	0
9.797	0	(11.615)	(1.818)	8.623	6.805
312.488	0	327.142	1.683.358	123.865	1.807.223

Cambios en Otras Reservas		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\$
Otras Reservas Varias MUS\$	Reservas de Conversión MUS\$				
298.874	0	335.153	1.677.755	0	1.677.755
0	0	0	0	112.095	112.095
298.874	0	335.153	1.677.755	112.095	1.789.850
0	0	56.178	56.178	3.147	59.335
3.817	0	0	3.817	0	3.817
3.817	0	56.178	59.995	3.147	63.142
0	0	(52.574)	(52.574)	0	(52.574)
0	0	0	0	0	0
3.817	0	3.604	7.421	3.147	10.568
302.691	0	338.757	1.685.176	115.242	1.800.418

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 N° 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 N° 500 piso 9, Las Condes, teléfono N° (56-2) 23533200.

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 2013 fueron aprobados en el Directorio de la Sociedad el 28 de enero de 2014.

Los Estados Financieros Consolidados al 31 de Diciembre de 2012, fueron aprobados en el Directorio de la Sociedad el 29 de enero de 2013, sin embargo, como consecuencia de la aplicación, a contar del 01 de enero de 2013, de la NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados”, las sociedades controladas en forma conjunta por ECL, que eran consolidadas de forma proporcional, se consolidan en una base del 100%; esto como resultado de la evaluación de control realizada por el ECL.

La sociedad en cuestión es la siguiente:

- INVERSIONES HORNITOS S.A.

En consideración a que la aplicación de la NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados” tiene carácter retrospectiva, los presentes estados financieros consolidados incluyen modificaciones a los estados de situación financiera al 31 de diciembre y 1 de enero de 2012, a los estados

de resultados integrales, de cambios en el patrimonio neto y de flujos de efectivo por el periodo finalizado al 31 de diciembre de 2012 y a las correspondientes notas explicativas, todos ellos anteriormente emitidos y aprobados por la administración de ECL. Estos cambios no afectan la determinación del patrimonio ni de la ganancia, atribuibles a los propietarios de la sociedad controladora.

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 2013, E.CL S.A. posee una capacidad instalada de 2.108 MW en el SING, conformando cerca del 46% 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 N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. N° 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 2.108 MW en el SING (46%) 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 y fue modificada con la Ley 20.698 que se promulgó en octubre de 2013, que incentivan el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). El principal aspecto de estas normas es que obliga a los generadores a que al menos un 5% de su energía comercializada provenga de estas fuentes renovables entre los años 2010 y 2014, aumentando progresivamente en 0,5% por año a partir del ejercicio 2015 hasta 2024, donde se alcanzará un 10%, para los contratos celebrados con posterioridad al 31 de agosto 2007 y con anterioridad al 1 de julio de 2013. Para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos del 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al 18% el año 2024, y un incremento del 2% al año 2025 para llegar al 20% el año 2025.

En el año 2013, ECL inauguró la Planta Fotovoltaica, El Aguila 1, por 2 MW con un proyecto de expansión de hasta 40 MW, representando un 0,09% de la capacidad instalada del Grupo.

1.5 FILIALES

Los estados financieros consolidados incluyen las siguientes sociedades

Rut	Nombre sociedad	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de Participación			31-12-2012 Total	01-01-2012 Total
				31-12-2013				
				Directo	Indirecto	Total		
96.788.720-K	Energía del Pacífico Ltda.	Chile	Dólar estadounidense	99,0000	1,0000	100,0000	100,0000	100,0000
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	Chile	Dólar estadounidense	99,9000	0,1000	100,0000	100,0000	100,0000
96.731.500-1	Electroandina S.A. y filial	Chile	Dólar estadounidense	99,9999	0,0001	100,0000	100,0000	100,0000
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina S.A.	Chile	Dólar estadounidense	99,9999	0,0001	100,0000	100,0000	100,0000
96.896.290-6	Distrinor S.A. (*)	Chile	Dólar estadounidense	0,0000	0,0000	0,0000	100,0000	100,0000
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino S.A.	Chile	Dólar estadounidense	78,9146	21,0854	100,0000	100,0000	100,0000
76.009.698-9	Inversiones Hornitos S.A.	Chile	Dólar estadounidense	60,0000	0,0000	60,0000	60,0000	60,0000
0-E	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	Argentina	Dólar estadounidense	78,9146	21,0854	100,0000	100,0000	100,0000

Ver nota 2.4 Bases de Consolidación

(*) El 30 de Diciembre de 2013, ECL alcanzó un acuerdo con Solgas S.A. para la venta a ésta de la sociedad filial Distrinor S.A. dedicada al giro de venta y distribución de gas natural a clientes industriales del Norte Grande.
Con esta operación de venta, ECL deja de tener control por lo tanto para el ejercicio 2013 deja de estar dentro del perímetro de consolidación (ver nota 22).

1.6 INFORMACIÓN FINANCIERA FILIALES

La información financiera al 31 de diciembre de 2013 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 y filial. (*)	100%	17.371	46.831	64.202	10.921	0	10.921	19.902	(2.685)
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino S.A.	100%	63.023	132.912	195.935	18.096	37.914	56.010	81.963	27.965
0-E	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	100%	13.463	99.587	113.050	5.442	27.928	33.370	34.523	(6.596)
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina S.A.	100%	99.522	679.185	778.707	147.631	406.355	553.986	146.089	(8.683)
96.788.720-K	Energía del Pacífico Ltda.	100%	73	46.209	46.282	10	0	10	0	4.274
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	100%	2.326	99	2.425	878	0	878	3.948	783
76.009.698-9	Inversiones Hornitos S.A.	60%	117.057	426.023	543.080	49.640	183.793	233.433	173.973	21.542

(*) Electroandina S.A. a contar del presente ejercicio consolida sus estados financieros con Cobia del Desierto de Atacama SPA que se dedica a la producción, desarrollo, extracción, procesamiento, manipulación, cultivo, industrialización, transporte, exportación, importación y comercialización en cualquier forma de toda clase de productos del mar y de recursos de acuicultura; y la administración y explotación en cualquier forma de todo tipo de centros de cultivos, de acuicultura o plantas procesadoras de dichos productos o recursos, sean propios o de terceros, investigación, asesoría y ejecución de proyectos relacionados con el cultivo de especies marinas. La propiedad de esta sociedad es 70% Electroandina S.A. y 30% Sociedad de Inversiones Acuícolas, Agrícolas y Ganaderas Stange y Nieto Ltda.

La información financiera al 31 de diciembre de 2012 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%	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	46.626	540.866	587.492	131.031	403
96.788.720-K	Energía 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
76.009.698-9	Inversiones Hornitos S.A.	60%	109.040	444.283	553.323	64.619	200.599	265.218	141.945	7.866

1.7 TRABAJADORES

Al 31 de diciembre de 2013, la Sociedad presenta el siguiente número de empleados

Dotación de la empresa por nivel profesional y área	Ingenieros	Técnicos	Otros Profesionales	Total Año 2013	Total Año 2012
Generación	145	393	3	541	545
Transmisión	35	80	1	116	114
Administración y Apoyo	89	58	9	156	158
Distrinor	0	0	0	0	20
TOTAL	269	531	13	813	837

NOTA 2

BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

2.1 BASES DE PREPARACIÓN

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 CAMBIO DE POLÍTICAS CONTABLES

Hasta el 31 de diciembre de 2012, la participación de la Sociedad en Inversiones Hornitos S.A., era considerada una sociedad controlada en forma conjunta por el Grupo, y se consolidaba de forma proporcional.

Durante el año 2011 el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB) emitió IFRS 10, Estados Financieros Consolidados, esta nueva norma es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2013. Como resultado de la adopción de las IFRS 10 y la evaluación del control realizado en Inversiones Hornitos S.A., E.CL S.A. se consolidará por método full consolidación, registrando el 100% de los Activos, Pasivos y Resultado, determinando la participación del no controlador.

La política contable mencionada anteriormente fue aplicada consistentemente en el ejercicio 2013, y en la preparación del estado de situación financiera de apertura al 1 de enero de 2012, reexpresando los estados financieros de apertura al 01-01-2012 y al 31-12-2012, para las cuentas de Activos y Pasivos, y al 31-12-2012 para Resultado y Flujo. En Nota 34, se explican los efectos de la adopción de esta IFRS.

2.1.2 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 2013, 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 28 de enero de 2014.

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:

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 10, Estados Financieros Consolidado	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 11, Acuerdos Conjuntos	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 12, Revelaciones de Participaciones en Otras Entidades	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIC 27 (2011), Estados Financieros Separados	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIC 28 (2011), Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 13, Mediciones de Valor Razonable	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIC 19, Beneficios a los empleados (2011)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIC 1, Presentación de Estados Financieros – Presentación de Componentes de Otros Resultados Integrales	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2012
NIIF 1, Adopción por Primera Vez de IFRS – Préstamos gubernamentales	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 7, Instrumentos Financieros: Revelaciones – Modificaciones a revelaciones acerca de neteo de activos y pasivos financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
Mejoras Anuales Ciclo 2009 – 2011 – Modificaciones a cinco NIIFs.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12 – Estados Financieros Consolidados, Acuerdos Conjuntos y Revelaciones de Participaciones en Otras Entidades – Guías para la transición	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
CINIIF 20, Costos de Desbroce en la Fase de Producción de una Mina de Superficie	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Enero de 2013

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 adoptó esta nueva norma en los estados financieros del Grupo para el ejercicio iniciado el 1 de enero de 2013. El impacto que produjo al consolidar al 100% su filial Inversiones Hornitos S.A., se explica en Nota 34.

NIIF 11, ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

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 estimó que esta nueva norma no tiene impacto en los estados financieros del Grupo para el ejercicio iniciado el 1 de enero de 2013.

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 adoptó esta nueva norma en los estados financieros del Grupo para el ejercicio iniciado 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 adoptó esta nueva norma en los estados financieros del Grupo para el ejercicio iniciado el 1 de enero de 2013. El impacto que produjo al consolidar al 100% su filial Inversiones Hornitos S.A., se explica en Nota 34.

NIC 28 (2011), INVERSIONES EN ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS

NIC 28 Inversiones en Asociadas fue modificada para conformar los cambios relacionados con la emisión de NIIF 10 y NIIF 11.

La administración adoptó esta nueva norma en los estados financieros del Grupo para el ejercicio iniciado el 1 de enero de 2013. El impacto que produjo al consolidar al 100% su filial Inversiones Hornitos S.A., se explica en Nota 34.

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 adoptó esta nueva norma en los estados financieros del Grupo para el ejercicio iniciado 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 adoptó esta nueva norma en los estados financieros del Grupo para el ejercicio iniciado el 1 de enero de 2013

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 adoptó esta nueva norma en los estados financieros del Grupo para el ejercicio iniciado el 1 de enero de 2013

ENMIENDA A NIIF 1, PRÉSTAMOS GUBERNAMENTALES

Las modificaciones permiten a los adoptadores por primera vez la aplicación prospectiva de IAS 39 o NIIF 9 y párrafo 10A de NIC 20 Contabilización de las Subvenciones del Gobierno e Información a Revelar sobre Ayudas Gubernamentales, para préstamos gubernamentales pendientes a la fecha de transición de las NIIF.

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 estas modificaciones no han tenido un impacto en las políticas contables para el período.

La administración adoptó esta nueva norma en los estados financieros del Grupo para el ejercicio iniciado el 1 de enero de 2013

Estas modificaciones son efectivas para períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2013, se permite la aplicación anticipada, y deben ser aplicadas retrospectivamente.

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 adoptó esta nueva norma en los estados financieros del Grupo para el ejercicio iniciado el 1 de enero de 2013. El impacto que produjo al consolidar al 100% su filial Inversiones Hornitos S.A., se explica en Nota 34.

CINIIF 20, COSTOS DE DESBROCE 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 períodos anuales que comienzan en o después del 1 de Enero de 2013. Se permite la aplicación anticipada.

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

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

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 9, Instrumentos Financieros	El IASB no ha establecido fecha de aplicación obligatoria
Enmiendas a NIIFs	Fecha de aplicación obligatoria
NIC 19, Beneficios a los empleados – Planes de beneficio definido: Contribuciones de Empleados	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014
NIC 32, Instrumentos Financieros: Presentación – Aclaración de requerimientos para el neteo de activos y pasivos financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
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
NIC 36, Deterioro de Activos- Revelaciones del importe recuperable para activos no financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
NIC 39, Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición – Novación de derivados y continuación de contabilidad de cobertura	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
Mejoras Anuales Ciclo 2010 – 2012 mejoras a seis NIIF	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014
Mejoras Anuales Ciclo 2011 – 2013 mejoras a cuatro NIIF	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014
Nuevas Interpretaciones	
CINIIF 21, Gravámenes	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014

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 parte 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 períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2015. Anterior a las modificaciones, la aplicación de NIIF 9 era obligatoria para períodos 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 período de reporte en el que se incluya la fecha de aplicación de NIIF 9.

El 19 de Noviembre de 2013, el IASB emitió una versión revisada de NIIF 9, la cual introduce un nuevo capítulo a NIIF 9 sobre contabilidad de cobertura, implementando un nuevo modelo de contabilidad de cobertura que está diseñado para estar estrechamente alineado con como las entidades llevan a cabo actividades de administración de riesgo cuando cubre la exposición de riesgos financieros y no financieros. La versión revisada de NIIF 9 permite a una entidad aplicar solamente los requerimientos introducidos en NIIF 9 (2010) para la presentación de las ganancias y pérdidas sobre pasivos financieros designados para ser medidos a valor razonable con cambios en resultados sin aplicar los otros requerimientos de NIIF 9, lo que significa que la porción del cambio en el valor razonable relacionado con cambios en el riesgo de crédito propio de la entidad puede ser presentado en otro resultado integral en lugar de resultados. Adicionalmente, la versión revisada de NIIF 9 elimina la fecha de aplicación obligatoria de NIIF 9(2013), NIIF 9 (2010) y NIIF 9 (2009), dejando la fecha efectiva abierta a la espera de la finalización de los requerimientos de deterioro y clasificación y medición. No obstante, la eliminación de la fecha efectiva, cada una de las normas permanece disponible para su aplicación.

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.

ENMIENDA A NIC 19, BENEFICIOS A EMPLEADOS

El 21 de noviembre de 2013, el IASB modificó NIC 19 (2011) Beneficios a Empleados para aclarar los requerimientos relacionados con como las contribuciones de los empleados o terceros que están vinculadas a servicios deberían ser asignadas a los períodos de servicio. Las modificaciones permiten que las contribuciones que son independientes del número de años de servicio para ser reconocidos como una reducción en el costo por servicio en el período en el cual el servicio es prestado, en lugar de asignar las contribuciones a los períodos de servicio. Otras contribuciones de empleados o terceros se requiere que sean atribuidas a los períodos de servicio ya sea usando la fórmula de contribución del plan o sobre una base lineal. Las modificaciones son efectivas para períodos que comienzan en o después del 1 de julio de 2014, se permite la aplicación anticipada.

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 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 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.

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.

MODIFICACIONES A NIC 36 – REVELACIONES DEL IMPORTE RECUPERABLE PARA ACTIVOS NO FINANCIEROS

El 29 de mayo de 2013, el IASB publicó Modificaciones a NIC 36 Revelaciones del Importe Recuperable para Activos No Financieros. Con la publicación de la NIIF 13 Mediciones del Valor Razonable se modificaron algunos requerimientos de revelación en NIC 36 Deterioro de Activos con respecto a la medición del importe recuperable de activos deteriorados. Sin embargo, una de las modificaciones resultó potencialmente en requerimientos de revelación que eran más amplios de lo que se intentó originalmente. El IASB ha rectificado esto con la publicación de estas modificaciones a NIC 36.

Las modificaciones a NIC 36 elimina el requerimiento de revelar el importe recuperable de cada unidad generadora de efectivo (grupo de unidades) para las cuales el importe en libros de la plusvalía o activos intangibles con vida útil indefinida asignados a esa unidad (o grupo de unidades) es significativo comparado con el importe en libros total de la plusvalía o activos intangibles con vida útil indefinida de la entidad. Las modificaciones exigen que una entidad revele el importe recuperable de un activo individual (incluyendo la plusvalía) o una unidad generadora de efectivo para la cual la entidad ha reconocido o revertido un deterioro durante el período de reporte. Una entidad debe revelar información adicional acerca del valor razonable menos costos de venta de un activo individual, incluyendo la plusvalía, o una unidad generadora de efectivo para la cual la entidad ha reconocido o revertido una pérdida por deterioro durante el período de reporte, incluyendo: (i) el nivel de la jerarquía de valor razonable (de NIIF 13) dentro de la cual está categorizada la medición del valor razonable; (ii) las técnicas de valuación utilizadas para medir el valor razonable menos los costos de venta; (iii) los supuestos claves utilizados en la medición del valor razonable categorizado dentro de “Nivel 2” y “Nivel 3” de la jerarquía de valor razonable. Además, una entidad debe revelar la tasa de descuento utilizada cuando una entidad ha reconocido o revertido una pérdida por deterioro durante el período de reporte y el importe recuperable está basado en el valor razonable menos los costos de ventas determinado usando una técnica de valuación del valor presente. Las modificaciones deben ser aplicadas retrospectivamente para períodos anuales 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.

MODIFICACIONES A NIC 39 – NOVACIÓN DE DERIVADOS Y CONTINUACIÓN DE LA CONTABILIDAD DE COBERTURA

En Junio de 2013, el IASB publicó Modificaciones a NIC 39 - Novación de Derivados y Continuación de la Contabilidad de Cobertura. Esta modificación permite la continuación de la contabilidad de cobertura (bajo NIC 39 y el próximo capítulo sobre contabilidad de cobertura en NIIF 9) cuando un derivado es novado a una contraparte central y se cumplen ciertas condiciones. Una novación indica un evento donde las partes originales a un derivado acuerdan que una o más contrapartes de compensación reemplazan a su contraparte original para convertirse en la nueva contraparte para cada una de las partes. Para aplicar las modificaciones y continuar con contabilidad de cobertura, la novación a una parte central debe ocurrir como consecuencia de una ley o regulación o la introducción de leyes o regulaciones. Las modificaciones deben ser aplicadas para períodos anuales 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 21, GRAVÁMENES

El 20 de mayo de 2013, el IASB emitió la CINIIF 21, Gravámenes. Esta nueva interpretación proporciona guías sobre cuando reconocer un pasivo por un gravamen impuesto por un gobierno, tanto para gravámenes que se contabilizan de acuerdo con NIC 37 Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes y para aquellos cuya oportunidad e importe del gravamen es cierto. Esta interpretación define un gravamen como “un flujo de salida de recursos que involucran beneficios económicos futuros que son impuestos por gobiernos sobre las entidades en conformidad con la legislación”. Los impuestos dentro del alcance de NIC 12 Impuesto a las Ganancias son excluidos del alcance así como también las multas y sanciones. Los pagos a los gobiernos por servicios o la adquisición de un activo bajo un acuerdo contractual también quedan fuera del alcance. Es decir, el gravamen debe ser una transferencia no recíproca a un gobierno cuando la entidad que paga el gravamen no recibe bienes o servicios específicos a cambio. Para propósitos de la interpretación, un “gobierno” se define en conformidad con NIC 20 Contabilización de las Subvenciones de Gobierno y Revelaciones de Asistencia Gubernamental. Cuando una entidad actúa como un agente de un gobierno para cobrar un gravamen, los flujos de caja cobrados de la agencia están fuera del alcance de la Interpretación. La Interpretación identifica el evento que da origen a la obligación para el reconocimiento de un pasivo como la actividad que gatilla el pago del gravamen en conformidad con la legislación pertinente. La interpretación entrega guías sobre el reconocimiento de un pasivo para pagar gravámenes: (i) el pasivo se reconoce progresivamente si el evento que da origen a la obligación ocurre durante

un período de tiempo; (ii) si una obligación se gatilla al alcanzar un umbral mínimo, el pasivo se reconoce cuando el umbral mínimo es alcanzado. La Interpretación es aplicable retrospectivamente para períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2014. 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.

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.

2.3 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 aquellas 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.”, “Inversiones Hornitos S.A.”, “Energac Ltda” y “Edelnor Transmisión 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.

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.

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 2013 y 2012 y al 01 de enero de 2012.

Estados de Cambios en el Patrimonio, por los años terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por los años terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

Estados de Flujos de Efectivo Directo, por los años terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

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	31-12-2013 US\$ 1	31-12-2012 US\$ 1
Peso chileno	524,6100	479,9600
Euro	0,7243	0,7565
Yen	105,0700	86,0900
Peso Argentino	6,5177	4,9125
Libra esterlina	0,6055	0,6187

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	31-12-2013 Valor Libro MUS\$	31-12-2013 Valor Justo MUS\$	31-12-2012 Valor Libro MUS\$	31-12-2012 Valor Justo MUS\$	01-01-2012 Valor Libro MUS\$	01-01-2012 Valor Justo MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo						
Efectivo en caja	98	98	40	40	101	101
Saldos en Bancos	4.834	4.834	3.287	3.287	4.982	4.982
Depósitos a corto plazo, clasificados como equivalentes al efectivo	116.585	116.585	84.078	84.078	99.354	99.354
Activos financieros						
Otros activos financieros	91.907	91.907	104.687	104.687	94.786	94.786
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, no corrientes	149.106	149.106	178.851	178.851	153.089	153.089
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	22.434	22.434	1.991	1.991	369	369
Pasivos financieros						
Otros pasivos financieros	21.009	21.009	20.579	20.579	17.885	17.885
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	158.942	158.942	144.124	144.124	126.439	126.439
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	30.435	30.435	27.713	27.713	100.029	100.029

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	45
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 VIDA UTIL DE PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS

Como se describe en el párrafo 2.11 anterior, el Grupo revisa la vida útil de las Propiedades, Plantas y Equipos al final de cada ejercicio anual sobre el cual se informe. Durante el ejercicio 2013, se efectuó un estudio técnico de las vidas útiles remanentes de las unidades carboneras que se encuentran instaladas y en operación en la segunda región de Chile, (Tocopilla= CTT12, CTT13, CTT14 y CTT15; Mejillones= CTM1 y CTM2), para dicho estudio se contrató el servicio a una empresa externa (Laborelec), quienes inspeccionaron y determinaron la vida útil actual remanente de dichas unidades, considerando su actual condición y un programa de mantenencias para los próximos 10 años, el que fue debidamente presentado y aprobado en el directorio de E.CL S.A.

El efecto financiero de esta modificación de vidas útiles, y asumiendo que los activos se mantienen hasta el final de su vida, es la disminución del gasto de depreciación consolidada en el año financiero actual y para los próximos 4 años, por los siguientes montos:

Año	MUS\$
2013	9.971
2014	9.961
2015	9.768
2016	9.700
2017	9.674

2.12 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

2.13 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.

Intangibles	Vida útil de 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.

2.14 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.

2.15 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 Período al 31 de diciembre de 2013	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	121.517	0	0	121.517
Otros activos financieros	91.907	0	0	0	91.907
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	0	149.106	0	0	149.106
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	0	22.434	0	0	22.434
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	0	2.602	0	0	2.602
Total	91.907	295.659	0	0	387.566
Activos Financieros Año al 31 de diciembre de 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	87.405	0	0	87.405
Otros activos financieros	104.687	0	0	0	104.687
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	0	174.418	0	0	174.418
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	0	1.991	0	0	1.991
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	0	4.433	0	0	4.433
Total	104.687	268.247	0	0	372.934
Activos Financieros Año al 01 de enero de 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	104.437	0	0	104.437
Otros activos financieros	104.276	0	0	0	104.276
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	0	139.656	0	0	139.656
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	0	369	0	0	369
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	0	13.433	0	0	13.433
Total	104.276	257.895	0	0	362.171

2.16 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 Período al 31 de diciembre de 2013	Otros pasivos financieros MUS\$	Derivados de Cobertura MUS\$	Mantenidos para negociar MUS\$	Total MUS\$
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	749.863	11.403	0	761.266
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	158.942	0	0	158.942
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	30.435	0	0	30.435
Total	939.240	11.403	0	950.643
Pasivos Financieros Año al 31 de diciembre de 2012	Otros pasivos financieros MUS\$	Derivados de Cobertura MUS\$	Mantenidos para negociar MUS\$	Total MUS\$
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	758.926	35.815	0	794.741
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	144.124	0	0	144.124
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	27.713	0	0	27.713
Total	930.763	35.815	0	966.578
Pasivos Financieros Año al 01 de enero de 2012	Otros pasivos financieros MUS\$	Derivados de Cobertura MUS\$	Mantenidos para negociar MUS\$	Total MUS\$
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	670.814	32.574	0	703.388
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	126.439	0	0	126.439
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	100.029	0	0	100.029
Total	897.282	32.574	0	929.856

2.17 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.

2.18 JERARQUÍAS DEL VALOR RAZONABLE

Valor razonable y clasificación de los instrumentos financieros

El valor razonable de los diferentes instrumentos financieros derivados se calcula mediante los siguientes procedimientos:

- Para los derivados cotizados en un mercado activo, por su cotización al cierre del período.
- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, ECL utiliza para su valoración la metodología de flujos de caja

descontados y modelos de valoración de opciones generalmente aceptados, basándose en las condiciones del mercado, tanto de contado como de futuros a la fecha de cierre del período.

En consideración a los procedimientos antes descritos, ECL clasifica los instrumentos financieros en las siguientes jerarquías:

Nivel 1: Precio cotizado (no ajustado) en un mercado activo para activos y pasivos idénticos;

Nivel 2: Inputs diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio). Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de este nivel, por clase de activos financieros o pasivos financieros, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros, descontados con las curvas cero cupón de tipos de interés de cada divisa. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas externas, como por ejemplo "Bloomberg"; y

Nivel 3: Inputs para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado (inputs no observables).

A continuación se presentan los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2013 y 2012 y al 01 de enero de 2012

Instrumentos Financieros Medidos a Valor Razonable	31-12-2013 MUS\$	Nivel 1 MUS\$	Nivel 2 MUS\$	Nivel 3 MUS\$
Activos Financieros				
Activos Financieros a valor razonable con cambio en resultado	91.907	91.907	0	0
Total	91.907	91.907	0	0
Pasivos Financieros				
Derivados financieros derivados como cobertura de flujo de caja	11.403	0	11.403	0
Total	11.403	0	11.403	0
Instrumentos Financieros Medidos a Valor Razonable				
	31-12-2012 MUS\$	Nivel 1 MUS\$	Nivel 2 MUS\$	Nivel 3 MUS\$
Activos Financieros				
Activos Financieros a valor razonable con cambio en resultado	104.687	104.687	0	0
Total	104.687	104.687	0	0
Pasivos Financieros				
Derivados financieros derivados como cobertura de flujo de caja	35.815	0	35.815	0
Total	35.815	0	35.815	0
Instrumentos Financieros Medidos a Valor Razonable				
	01-01-2012 MUS\$	Nivel 1 MUS\$	Nivel 2 MUS\$	Nivel 3 MUS\$
Activos Financieros				
Activos Financieros a valor razonable con cambio en resultado	104.276	104.276	0	0
Total	104.276	104.276	0	0
Pasivos Financieros				
Derivados financieros derivados como cobertura de flujo de caja	32.574	0	32.574	0
Total	32.574	0	32.574	0

2.19 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.

2.20 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.

2.21 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)

2.22 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 28).

2.23 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.

2.24 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 ser 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.

2.25 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	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$
Ventas de energía y potencia	1.058.649	1.091.252
Otros ingresos	148.434	93.792
Total ventas	1.207.083	1.185.044

Principales clientes	31-12-2013 MUS\$	%	31-12-2012 MUS\$	%
Codelco	340.000	28,2%	352.404	29,7%
Grupo Emel	201.319	16,7%	204.803	17,3%
Esperanza	112.683	9,3%	108.300	9,1%
El Abra	108.116	9,0%	108.249	9,1%
Zaldívar	70.468	5,8%	69.184	5,8%
El Tesoro	36.559	3,0%	35.284	3,0%
Lomas Bayas	44.424	3,7%	48.412	4,1%
SQM	23.870	2,0%	25.842	2,2%
Otros clientes	269.644	22,3%	232.566	19,7%
Total ventas	1.207.083	100,0%	1.185.044	100,0%

2.26 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.

2.27 EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

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.

2.28 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.

2.29 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

EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO

La composición del efectivo y equivalentes al efectivo al 31 de diciembre de 2013 y 2012 y al 01 de enero de 2012, clasificado por tipo de efectivo es el siguiente:

Clases de efectivo y equivalente de efectivo (Presentación)	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
Efectivo en Caja	98	40	101
Saldos en Bancos	4.834	3.287	4.982
Depósitos a corto plazo, clasificados como equivalentes al efectivo	116.585	84.078	99.354
Total de efectivo y equivalente de efectivo	121.517	87.405	104.437

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	31-12-2013 MUS\$	Vencimiento	31-12-2012 MUS\$	Vencimiento	01-01-2012 MUS\$
Banco Consorcio	US\$	0,55%	06-01-2014	3.000	-	0	-	0
Banco Consorcio	US\$	0,55%	09-01-2014	3.001	-	0	-	0
Banco Consorcio	US\$	0,55%	15-01-2014	2.000	-	0	-	0
Banco Consorcio	US\$			0	28-01-2013	8.001	-	0
Banco Corpbanca	US\$	0,56%	06-01-2014	3.002	17-01-2013	10.004	13-01-2012	10.006
Banco Corpbanca	US\$	0,55%	21-01-2014	5.001	28-01-2013	11.502	02-01-2012	12.024
Banco Corpbanca	US\$	-	-	0	04-02-2013	5.001	04-01-2012	7.509
Banco Santander	US\$	0,35%	03-01-2014	15.006	25-01-2013	5.004	12-01-2012	10.007
Banco Santander	US\$	0,38%	14-01-2014	5.000	28-01-2013	5.001	27-01-2012	5.001
Banco Santander	US\$	0,56%	22-01-2014	4.000	09-01-2013	15.021	05-01-2012	7.007
Banco BCI	US\$	0,47%	03-01-2014	5.002	-	0	-	0
Banco BCI	US\$	0,50%	06-01-2014	4.002	-	0	-	0
Banco BCI	US\$	0,25%	14-01-2014	8.600	-	0	26-01-2012	10.002
Banco BCI	US\$	0,50%	21-01-2014	10.002	-	0	-	0
Banco BBVA NY	US\$	0,15%	03-01-2014	50	02-01-2013	603	01-01-2012	5.392
Banco Chile	US\$	0,30%	06-01-2014	7.002	04-01-2013	10.016	09-01-2012	15.010
Banco Chile	US\$	0,50%	21-01-2014	3.002	08-01-2013	3.005	30-01-2012	5.000
Banco Chile	US\$	0,50%	22-01-2014	10.001	11-02-2013	3.004	26-01-2012	2.501
Banco Chile	US\$	1,30%	-	0	-	0	16-01-2012	9.010

Entidad	Moneda	Tasa %	Vencimiento	31-12-2013 MUS\$	Vencimiento	31-12-2012 MUS\$	Vencimiento	01-01-2012 MUS\$
Banco Itaú	US\$	0,27%	06-01-2014	5.001	-	0	-	0
Banco Itaú	US\$	0,18%	16-01-2014	5.000	-	0	-	0
Banco Itaú	US\$	0,55%	22-01-2014	5.001	-	0	-	0
Banco Corpbanca	CLP	-	-	0	28-01-2013	4.000	-	0
Banco Citibank	US\$	0,05%	02-01-2014	13.359	02-01-2013	249	03-01-2013	885
Banco Río	ARS	-	-	0	25-01-2013	2.649	-	0
Banco BBVA	US\$	0,15%	03-01-2014	553	25-01-2013	1.018	-	0
Total Consolidado				116.585		84.078		99.354

NOTA 4 **OTROS ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES**

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 31-12-2013 MUS\$
HSBC Liquidity Funds	US\$	30.380
Banchile	US\$	17.000
BBVA	US\$	3.200
Santander	US\$	27.000
BCI	US\$	11.601
Banco Santander Río	US\$	473
The Bank of New York Mellon	US\$	44
Santander	CLP	1.531
BBVA	CLP	678
Total Fondos Mutuos		91.907

Cuotas de Fondos Mutuos Renta Fija

Entidad	Moneda	Monto al 31-12-2012 MUS\$
BBVA	US\$	34.179
HSBC Liquidity Funds	US\$	16.736
Itaú	US\$	25.413
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		104.687

Entidad	Moneda	Monto al 01-01-2012 MUS\$
BBVA	US\$	32.227
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		104.276

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:

	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
a) Impuestos a la Renta			
Gasto Tributario Corriente (Provisión Impuesto)	18.610	22.005	45.818
Impuesto Único Artículo 21	223	406	615
Total Impuestos por Pagar	18.833	22.411	46.433
b) Impuestos por Recuperar			
Crédito SENCE	267	125	110
PPM	36.275	64.307	52.488
PPUA	992	0	0
Ley Arica N° 19.420	2.062	0	0
Donación Ley N° 19.712	0	76	122
Crédito Activo Fijo 4% tope 500 UTM	39	42	38
Total Impuestos por Recuperar	39.635	64.550	52.758

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	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Provisiones	1.877	2.606	2.465
Activos por Impuestos Diferidos Relativos valor justo Propiedad, Planta y Equipos (no son al costo)	12.769	13.011	11.971
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Ingresos Pre Operativos	4.610	4.784	4.915
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Pérdidas Tributarias	0	0	1.770
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	16.686	18.322	8.340
Activos por Impuestos Diferidos	35.942	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	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Depreciaciones	74.035	66.451	52.152
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Obligaciones por Beneficios Post-Empleo	344	492	258
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Diferencia de Tasa Impositiva	0	0	715
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Intangibles reconocidos en Combinación de Negocios	63.486	68.750	67.878
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Intereses Capitalizables	13.270	13.181	9.063
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Diferencias de Costo de Propiedad, Planta y Equipos en Filiales	10.494	14.589	9.051
Pasivos por Impuestos Diferidos por Diferencia de Costo Histórico Propiedad, Planta y Equipos Filial Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	24.232	30.236	31.733
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	3.826	5.520	7.154
Pasivos por Impuestos Diferidos	189.687	199.219	178.004

La Sociedad se encuentra potencialmente sujeta a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarias 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 períodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

País	Período
Chile	2008-2013
Argentina	2007-2013

D) CONCILIACIÓN TASA EFECTIVA

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 la conciliación del gasto por impuesto es el siguiente:

d.1) Consolidado

Concepto	2013		2012	
	Impuesto 20% MUS\$	Tasa Efectiva %	Impuesto 20% MUS\$	Tasa Efectiva %
Impuesto teórico sobre resultado financiero	12.954	20,00	19.537	20,00
Gastos no aceptados	2.905	4,49	734	0,75
Otras diferencias permanentes (gastos ejercicio anterior)	704	1,09	(3.594)	(3,68)
Ajuste tasa impositiva	0	0,00	21.684	22,20
Total Diferencias Permanentes	3.609	5,58	18.824	19,27
Gasto por Impuesto a la Renta	16.563	25,58	38.361	39,27

d.2) Entidades Nacionales

Concepto	2013		2012	
	Impuesto 20% MUS\$	Tasa Efectiva %	Impuesto 20% MUS\$	Tasa Efectiva %
Impuesto teórico sobre resultado financiero	14.067	20,00	17.819	20,00
Ajuste tasa impositiva	0	0	21.228	23,84
Otras Diferencias Permanentes	1.464	2,08	(528)	(0,59)
Total Diferencias Permanentes	1.464	2,08	20.700	23,24
Gasto por Impuesto a la Renta	15.531	22,08	38.519	43,24

d.3) Entidades Extranjeras

Concepto	2013		2012	
	Impuesto 35% MUS\$	Tasa Efectiva %	Impuesto 35% MUS\$	Tasa Efectiva %
Impuesto teórico sobre resultado financiero, Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	(1.947)	(35,00)	3.006	35,00
Ajuste cambio tasa impositiva	0	0,00	456	5,31
Gastos No Aceptados	2.905	52,21	305	3,55
Otras Diferencias Permanentes	74	1,33	(3.925)	(45,70)
Total Diferencias Permanentes	2.979	53,54	(3.164)	(36,84)
Gasto por Impuesto a la Renta	1.032	18,54	(158)	(1,84)

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	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$
Gasto Tributario Corriente (Provisión Impuesto)	18.833	22.411
Ajuste Gasto Tributario (Ejercicio Anterior)	2.240	748
Efecto por Activos o Pasivos por Impuesto Diferido del Ejercicio	(6.751)	11.953
Beneficio Tributario por Pérdidas Tributarias	0	0
Otros Cargos o Abonos en la cuenta, cambio de tasa impositiva	2.241	3.249
Total	16.563	38.361

NOTA 6
INVENTARIOS CORRIENTES

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

Clases de Inventarios	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
Materiales y Suministro Operación	102.121	88.157	67.628
Materiales y Suministro Operación asociados a indemnización (Nota 14)	3.739	3.739	2.634
Provisión Obsolescencia	(15.096)	(13.195)	(14.368)
Carbón Importado	28.523	34.314	46.150
Petróleo Bunker N° 6	2.769	2.801	3.680
Petróleo Diesel	1.121	1.453	2.418
Caliza – Biomasa	2.677	3.056	1.626
GNL	312	3.669	9.700
Lubricantes	687	447	258
Total	126.853	124.441	119.726

Los movimientos de la provisión de obsolescencia son los siguientes:

Provisión Obsolescencia Inventarios ⁽¹⁾	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
Saldo Inicial	13.195	14.368	13.575
Aumento (disminución) provisión	1.901	(1.173)	793
Saldo Final	15.096	13.195	14.368

(1) Ver criterios de provisión en Nota 2.12

NOTA 7 ARRIENDOS FINANCIEROS

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

7.1 LEASING FINANCIERO POR PAGAR

Período - Años Al 31-12-2013	Valor Nominal MUS\$	Intereses por pagar MUS\$	Valor Neto MUS\$
Menos de 1	7	0	7
De 1 a 5 años	27	0	27
Más de 5 años	118	0	118
Saldo Final ⁽¹⁾	152	0	152

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

Período - Años Al 01-01-2012	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

(1) Ver Nota N° 10

Importe neto en libros por clase de activos	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
Activos en Leasing ⁽¹⁾	6.821	7.123	7.425
Propiedades, planta y equipos en arrendamiento financiero, neto, Total	6.821	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 31-12-2013	Valor Nominal MUS\$	Intereses por recibir MUS\$	Valor Neto MUS\$
Menos de 1	2.212	(387)	1.825
De 1 a 5 años	2.765	(190)	2.575
Saldo Final ⁽¹⁾	4.977	(577)	4.400

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 01-01-2012	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 23 de abril de 2013, 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 el ejercicio 2013 y hasta la fecha en que se celebre la Junta Ordinaria, 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 2.000 U.F. anuales.

Remuneraciones del Directorio	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
Jan Flachet, Presidente	148	166	160
Juan Claveria A., Director	119	120	100
Manlio Alessi R., Director	82	82	72
Geert Peeters, Director	23	0	0
Karen Poniachik, Director	119	120	78
Cristian Eyzaguirre, Director	119	120	100
Emilio Pellegrini, Director	51	0	0
Pablo Ihnen, Director	23	82	59
Guy Richelle, Director	23	30	15
Luis Eduardo Prieto, Director Suplente	0	7	0
Pablo Villarino, Director Suplente	29	0	0
Peter Hatton, Director Suplente	0	7	22
Marc Debyser, Director Suplente	0	7	8
Dante Dell' Elce, Director Suplente	29	15	0
Marcelo Silva, Director Suplente	14	0	0
Jorge Bande B., Director	0	0	21
Willem Van Twembeke, Director	0	0	21
Total Honorarios por Remuneración del Directorio	779	756	656

E.CL S.A., en el periodo 2013, no pagó asesorías adicionales a ningún miembro del Directorio de la Sociedad, y registra gastos por un monto de MUS\$ 196 por concepto de representación del Directorio en el mismo periodo.

Remuneración de Gerentes y Ejecutivos Principales	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
Remuneraciones de Gerentes y Ejecutivos Principales y Dietas ⁽¹⁾	3.970	3.780	2.895
Total	3.970	3.780	2.895

76) 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
Demían Andres Talavera	Vicepresidente Desarrollo de Negocios
Carlos Boquimpani De Freitas	Vicepresidente Finanzas y Gestión
Jacobus Stuijt	Vicepresidente Planificación y Sustentabilidad
Bernardita Infante	Gerente Administración y Finanzas
Héctor Muñoz Zapata	Gerente de Recursos Humanos
Hugo Toro Alvarez	Gerente Transmisión
Carlos Ferruz Bunster	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
Emilio Bouchon Aguirre	Gerente de Puerto

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 ejercicio son las siguientes:

CUENTAS POR COBRAR A ENTIDADES RELACIONADAS, CORRIENTE

Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Coligada de Accionista	US\$	35	1.491	33
76.775.710-7	Soc. GNL Mejillones S.A.	Chile	Coligada de Accionista	CLP	449	492	327
76.134.397-1	SOLGAS S.A. (*)	Chile	Coligada de Accionista	US\$	21.249	0	0
76.122.327-5	Desert Bioenergy S.A.	Chile	Coligada de Accionista	CLP	7	8	9
0-E	GDF Suez LNG Supply S.A.	Luxemburgo	Matriz Común	US\$	340	0	0
96.896.290-6	Distrinor S.A.	Chile	Coligada de Accionista	US\$	244	0	0
96.896.290-6	Distrinor S.A.	Chile	Coligada de Accionista	CLP	110	0	0
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente					22.434	1.991	369

(*) MUS\$ 19.000 corresponde a venta de Filial Distrinor S.A., con fecha 30 de diciembre 2013.

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

CUENTAS POR PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS, CORRIENTES

Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
96.885.200-0	Suez Energy Andino S.A.	Chile	Matriz	US\$	7.186	6.893	12.290
96.885.200-0	Suez Energy Andino S.A.	Chile	Matriz	UF	1.294	4.174	0
96.990.660-0	Inversiones Mejillones S.A.	Chile	Matriz	US\$	1.409	2.001	3.393
76.023.027-8	Suez Proyectos Andinos S.A.	Chile	Coligada de Accionista	CLP	0	140	456
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Coligada de Accionista	US\$	0	1.412	0
76.775.710-7	Soc. GNL Mejillones S.A.	Chile	Coligada de Accionista	CLP	4.145	13.093	0
77.292.170-5	Inversiones Punta de Rieles Ltda.	Chile	Asociada	US\$	0	0	83.839
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	Peso Argentino	0	0	51
96.896.290-6	Distrinor S.A.	Chile	Coligada de Accionista	CLP	355	0	0
0-E	GDF Suez LNG Supply S.A.	Luxemburgo	Matriz Común	US\$	16.046	0	0
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes					30.435	27.713	100.029

CUENTAS POR PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS, NO CORRIENTES

Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
96.896.290-6	Distrinor S.A.	Chile	Coligada de Accionista	CLP	1.465	0	0
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corrientes					1.465	0	0

Las Transacciones entre Empresas Relacionadas son las siguientes:

Entidad					
Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	
96.885.200-0	Suez Energy Andino S.A.	Chile	Matriz	US\$	
96.885.200-0	Suez Energy Andino S.A.	Chile	Matriz	UF	
96.990.660-0	Inversiones Mejillones S.A.	Chile	Matriz	US\$	
76.775.710-7	Soc. GNL Mejillones S.A.	Chile	Coligada de Accionista	US\$	
76.775.710-7	Soc. GNL Mejillones S.A.	Chile	Coligada de Accionista	US\$	
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Coligada de Accionista	US\$	
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Coligada de Accionista	US\$	
73.023.027-8	Suez Proyectos Andinos S.A.	Chile	Coligada de Accionista	CLP	
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	Peso argentino	
76.134.397-1	Solgas S.A.	Chile	Coligada de Accionista	US\$	
76.134.397-1	Solgas S.A.	Chile	Coligada de Accionista	CLP	
76.134.397-1	Solgas S.A.	Chile	Coligada de Accionista	US\$	
96.896.290-6	Distrinor S.A.	Chile	Coligada de Accionista	US\$	
96.896.290-6	Distrinor S.A.	Chile	Coligada de Accionista	US\$	
96.896.290-6	Distrinor S.A.	Chile	Coligada de Accionista	UF	
96.896.290-6	Distrinor S.A.	Chile	Coligada de Accionista	US\$	
96.896.290-6	Distrinor S.A.	Chile	Coligada de Accionista	US\$	
0-E	GDF Suez LNG Supply S.A.	Luxemburgo	Matriz Común	US\$	
0-E	Laborelec	Bélgica	Matriz Común	US\$	
77.292.170-5	Inversiones Punta de Rieles Ltda.	Chile	Asociada	US\$	
77.292.170-5	Inversiones Punta de Rieles Ltda.	Chile	Asociada	US\$	

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.

Descripción de la Transacción	31-12-2013		31-12-2012		01-01-2012	
	Monto MUS\$	Efecto en Resultado MUS\$	Monto MUS\$	Efecto en Resultado MUS\$	Monto MUS\$	Efecto en Resultado MUS\$
Dividendo	4.856	0	6.893	0	11.690	0
Servicios	4.812	(4.812)	6.628	(6.628)	0	0
Dividendo	1.409	0	2.001	0	3.393	0
Venta de Energía, Potencia y Servicios	3.789	3.789	4.259	4.259	6.021	6.021
Compra de Gas y Servicio de Gasificación	71.771	(71.771)	146.592	(146.592)	0	0
Servicios	719	(719)	73.313	11.409	0	0
Arriendos	428	428	433	433	396	396
Servicios	14	(14)	192	(192)	404	(404)
Servicios	19	(19)	0	0	60	(51)
Venta Derechos	19.000	12.586	0	0	0	0
Servicios	1.729	1.729	0	0	0	0
Venta de Gas	17.494	17.494	0	0	0	0
Venta de Gas	1.348	1.348	0	0	0	0
Préstamo	16	16	0	0	0	0
Arriendos	36	36	0	0	0	0
Compra Gas	15	(15)	0	0	0	0
Servicios	17	(17)	0	0	0	0
Compra de GNL	90.662	0	0	0	0	0
Servicios	107	(107)	9	(9)	0	0
Préstamo	0	0	6.400	0	0	0
Pago préstamo	0	0	77.402	(1.556)	12.000	(2.701)

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	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
Seguros de Activos ⁽¹⁾	7.151	8.479	5.561
IVA crédito fiscal	21.250	40.193	63.813
Pago anticipado Contrato TGN (GNAA) ⁽²⁾	3.842	0	0
Otros pagos anticipados	64.294	31.957	25.412
Total	96.537	80.629	94.786

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

(2) Acuerdo transaccional entre TGN (Transportadora de Gas del Norte S.A.) y GNAA (Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.), por modificación de tipo de contrato de TF: Transporte de gas en condición de firme a TI: Transporte de gas en condición de interrumpible. Por los servicios que se prestarán entre Mayo de 2014 y Diciembre 2019.

NOTA 10

CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR 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 N° 31 "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 CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR CORRIENTES

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
Facturas por Cobrar	130.527	155.504	111.439
Indemnización Siniestros	12.780	9.949	0
Deudores Varios Corrientes	749	355	4.523
Leasing por Cobrar	1.825	3.397	5.156
Pagos Anticipados Corrientes	73	13	12
Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	3.152	5.200	7.326
Documentos por cobrar (acuerdo YPF)	0	0	11.200
Total	149.106	174.418	139.656

10.2 CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR NO CORRIENTES

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
Otros Deudores Varios	27	33	36
Leasing por Cobrar	2.575	4.400	7.797
Documentos por Cobrar (acuerdo YPF) ^(1*)	0	0	5.600
Total	2.602	4.433	13.433

Los saldos de deudores brutos de la sociedad al 31 de diciembre de 2013, estratificados por morosidad son los siguientes:

Deudores	Saldos al 31 de diciembre 2013				
	Número Clientes	Cartera al día MUS\$	Morosidad 1-30 días MUS\$	Morosidad 31-60 días MUS\$	Morosidad 61-90 días MUS\$
Deudores por operaciones de crédito corriente	97	124.544	2.554	2.525	240
Estimación incobrables	7	0	0	0	0
Indemnización Siniestros	2	12.780	0	0	0
Estimación incobrables		0	0	0	0
Deudores varios corrientes	10	639	0	0	0
Estimación incobrables		0	0	0	0
Leasing por Cobrar	5	1.825	0	0	0
Estimación incobrables		0	0	0	0
Pagos anticipados Corrientes	5	73	0	0	0
Estimación incobrables		0	0	0	0
Otras cuentas por cobrar corrientes	852	40	5	5	5
Estimación incobrables		0	0	0	0
Total		139.901	2.559	2.530	245

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

Deudores	Saldos al 31 de Diciembre 2012				
	Número Clientes	Cartera al día MUS\$	Morosidad 1-30 días MUS\$	Morosidad 31-60 días MUS\$	Morosidad 61-90 días MUS\$
Deudores por operaciones de crédito corriente	103	150.056	4.200	400	41
Estimación incobrables	59	0	0	0	0
Indemnización Siniestros	2	0	0	0	1.355
Estimación incobrables		0	0	0	0
Deudores varios corrientes	38	0	128	13	1
Estimación incobrables		0	0	0	0
Leasing por Cobrar	5	3.397	0	0	0
Estimación incobrables		0	0	0	0
Pagos anticipados Corrientes	2	0	13	0	0
Estimación incobrables		0	0	0	0
Otras cuentas por cobrar corrientes	859	497	536	507	510
Estimación incobrables		0	0	0	0
Total		153.950	4.877	920	1.907

Saldos al 31 de diciembre 2013

	Morosidad 91-120 días MUS\$	Morosidad 121-150 días MUS\$	Morosidad 151-180 días MUS\$	Morosidad 181-210 días MUS\$	Morosidad 211-250 días MUS\$	Morosidad Mas 250 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Total No Corriente MUS\$
	249	196	182	223	308	6.604	137.625	0
	0	0	(115)	0	0	(6.983)	(7.098)	0
	0	0	0	0	0	0	12.780	0
	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	110	749	27
	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	1.825	2.575
	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	73	0
	0	0	0	0	0	0	0	0
	5	5	5	5	5	3.072	3.152	0
	0	0	0	0	0	0	0	0
	254	201	72	228	313	2.803	149.106	2.602

Saldos al 31 de Diciembre 2012

	Morosidad 91-120 días MUS\$	Morosidad 121-150 días MUS\$	Morosidad 151-180 días MUS\$	Morosidad 181-210 días MUS\$	Morosidad 211-250 días MUS\$	Morosidad Mas 250 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Total No Corriente MUS\$
	60	1.321	271	287	191	6.117	162.944	0
	0	0	0	0	0	(7.440)	(7.440)	0
	0	0	0	0	0	8.594	9.949	0
	0	0	0	0	0	0	0	0
	15	0	12	15	0	171	355	33
	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	3.397	4.400
	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	13	0
	0	0	0	0	0	0	0	0
	511	387	368	368	368	1.148	5.200	0
	0	0	0	0	0	0	0	0
	586	1.708	651	670	559	8.590	174.418	4.433

Los saldos de deudores brutos de la sociedad al 01 de enero de 2012, estratificados por morosidad son los siguientes:

Deudores	Saldos al 01 de Enero 2012				
	Número Clientes	Cartera al día MUS\$	Morosidad 1-30 días MUS\$	Morosidad 31-60 días MUS\$	Morosidad 61-90 días MUS\$
Deudores por operaciones de crédito corriente	100	99.859	8.313	680	2.376
Estimación incobrables	17	0	0	0	0
Documentos por cobrar (acuerdo YPF) ^(*)	1	5.600	5.600	0	0
Estimación incobrables		0	0	0	0
Deudores varios corrientes	15	0	1.437	832	1.853
Estimación incobrables		0	0	0	0
Leasing por Cobrar	5	0	406	411	415
Estimación incobrables		0	0	0	0
Pagos anticipados Corrientes	2	0	12	0	0
Estimación incobrables		0	0	0	0
Otras cuentas por cobrar corrientes	824	0	650	650	651
Estimación incobrables		0	0	0	0
Total	964	105.459	16.418	2.573	5.295

(1*) Con fecha 17 de diciembre de 2012 se llegó a un 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.

Tramos de Morosidad Al 31 de diciembre de 2013	Cartera Repactada		Cartera No Repactada		Total Cartera Bruta	
	N° Clientes	Monto MUS\$	N° Clientes	Monto MUS\$	N° Clientes	Monto MUS\$
Al día	-	0	180	139.901	180	139.901
Entre 1 y 30 días	-	0	49	2.559	49	2.559
Entre 31 y 60 días	-	0	33	2.530	33	2.530
Entre 61 y 90 días	-	0	23	245	23	245
Entre 91 y 120 días	-	0	20	254	20	254
Entre 121 y 150 días	-	0	17	201	17	201
Entre 151 y 180 días	-	0	13	187	13	187
Entre 181 y 210 días	-	0	15	228	15	228
Entre 211 y 250 días	-	0	16	313	16	313
Superior a 251 días	1	2.288	835	7.498	900	9.786
Total		2.288		153.916		156.204

SalDOS al 01 de Enero 2012							
Morosidad 91-120 días MUS\$	Morosidad 121-150 días MUS\$	Morosidad 151-180 días MUS\$	Morosidad 181-210 días MUS\$	Morosidad 211-250 días MUS\$	Morosidad Mas 250 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Total No Corriente MUS\$
677	197	143	292	1	2.147	114.685	0
0	0	0	0	0	(3.246)	(3.246)	0
0	0	0	0	0	0	11.200	5.600
0	0	0	0	0	0	0	0
179	95	95	32	0	0	4.523	36
0	0	0	0	0	0	0	0
419	423	427	432	436	1.787	5.156	7.797
0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	12	0
0	0	0	0	0	0	0	0
596	596	596	596	596	2.395	7.326	0
0	0	0	0	0	0	0	0
1.871	1.311	1.261	1.352	1.033	3.083	139.656	13.433

Tramos de Morosidad Al 31 de Diciembre de 2012	Cartera Repactada		Cartera No Repactada		Total Cartera Bruta	
	N° Clientes	Monto MUS\$	N° Clientes	Monto MUS\$	N° Clientes	Monto MUS\$
Al día	-	0	900	153.950	900	153.950
Entre 1 y 30 días	-	0	909	4.877	909	4.877
Entre 31 y 60 días	-	0	850	920	850	920
Entre 61 y 90 días	-	0	844	1.907	844	1.907
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	14.315	867	16.030
Total		2.288		179.570		181.858

Tramos de Morosidad Al 01 de Enero de 2012	Cartera Repactada		Cartera No Repactada		Total Cartera Bruta	
	N° Clientes	Monto MUS\$	N° Clientes	Monto MUS\$	N° Clientes	Monto MUS\$
Al día	1	1.524	99	103.935	100	105.459
Entre 1 y 30 días	-	0	852	16.418	852	16.418
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		140.614		142.902

Provisiones y Castigos	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
Saldo Inicial	7.440	3.246	219
Provisión cartera no repactada	1.301	1.906	739
Provisión cartera protestada y en cobranza judicial	0	2.288	0
Provision cartera repactada	0	0	2.288
Castigos del período	(172)	0	0
Recuperos del período	(209)	0	0
Otros Distrinor S.A.	(963)	0	0
Otros	(299)	0	0
Saldo final	7.098	7.440	3.246

NOTA 11

OTROS ACTIVOS FINANCIEROS, NO CORRIENTE

Otros Activos Financieros	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
Derecho sobre otros activos	2.161	2.161	2.161
Arriendo pagado por anticipado	114	133	152
Inversión en CDEC-SING Ltda. ⁽¹⁾	345	762	762
Aporte Consorcio Algae Fuels S.A. ⁽²⁾	1.613	1.325	672
Aporte Consorcio Desert Bioenergy S.A. ⁽²⁾	451	431	165
Aporte FONDEF ⁽²⁾	93	24	0
Pago anticipado Contrato TGN (GNAA) ⁽³⁾	11.394	0	0
Otros	367	366	374
Total	16.538	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, la variación de la inversión corresponde al reparto de los excedentes de caja en virtud de acuerdo de los socios.
- (2) Corresponde a los aportes a los consorcios cuyo objeto es la investigación y desarrollo de tecnología para la elaboración de Biocombustible y Biodiesel.
- (3) Acuerdo transaccional entre TGN (Transportadora de Gas del Norte S.A.) y GNAA (Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.), por modificación de tipo de contrato de TF: Transporte de gas en condición de firme a TI: Transporte de gas en condición de interrumpible. Por los servicios que se prestarán entre Mayo de 2014 y Diciembre 2019.

NOTA 12**ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE PLUSVALIA**

La Sociedad presenta los siguientes activos intangibles: movimiento y reconciliación al 31 de diciembre de 2013 y al 31 de diciembre y 01 de enero de 2012.

Activos Intangibles Neto	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
Intangibles, Relación Contractual Clientes, neto ⁽¹⁾	317.441	336.551	353.626
Servidumbres, neto	6.820	7.251	7.185
Otros Activos Intangibles identificables, neto	200	301	401
Total Neto	324.461	344.103	361.212

(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	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
Intangibles, Relación Contractual Clientes, bruto	362.134	365.349	365.349
Servidumbres, bruto	12.822	12.822	12.338
Otros Activos Intangibles identificables, bruto	2.002	2.002	2.002
Total Bruto	376.958	380.173	379.689

Amortización de Activos Intangibles	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
Amortización, Intangibles, Relación Contractual Clientes	(44.693)	(28.798)	(11.723)
Amortización, Servidumbres	(6.002)	(5.571)	(5.153)
Amortización, Otros Activos Intangibles identificables	(1.802)	(1.701)	(1.601)
Total Amortización	(52.497)	(36.070)	(18.477)

Los activos intangibles por concepto presentan el siguiente movimiento durante el ejercicio 2013 y al 01 de enero de 2012

Activos Intangibles	Saldo inicial al 01-01-2013 MUS\$	Adiciones (Bajas) periodo MUS\$	Saldo final al 31-12-2013 MUS\$	Amortización al 31-12-2012 MUS\$	Amortización periodo MUS\$	Amortización Acumulada al 31-12-2013 MUS\$	Saldo Neto al 31-12-2013 MUS\$	Saldo Neto al 31-12-2012 MUS\$	Saldo Neto al 01-01-2012 MUS\$
Intangibles, Relación Contractual Clientes (combinación de negocio)	365.349	(3.215)	362.134	(28.798)	(15.895)	(44.693)	317.441	336.551	353.626
Servidumbres	12.822	0	12.822	(5.571)	(431)	(6.002)	6.820	7.251	7.185
Otros Activos Intangibles Identificables	2.002	0	2.002	(1.701)	(101)	(1.802)	200	301	401
TOTALES	380.173	(3.215)	376.958	(36.070)	(16.427)	(52.497)	324.461	344.103	361.212

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 2013 y 2012 y al 01 de enero de 2012, es el siguiente:

Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Neto (Presentación)	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
Construcción en Curso	165.484	159.583	99.449
Terrenos	34.181	34.181	34.181
Edificios	27.751	29.836	32.600
Planta y Equipos	1.482.624	1.501.549	1.551.821
Equipamiento de Tecnología de la Información	2.577	2.431	2.271
Instalaciones Fijas y Accesorios	186.735	175.579	183.218
Vehículos de Motor	1.798	1.757	2.171
Activos en Leasing	6.821	7.123	7.425
Otras Propiedades, Planta y Equipo	36.199	49.205	15.561
Total Propiedades, Planta y Equipos	1.944.170	1.961.244	1.928.697

Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Bruto (Presentación)	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
Construcción en Curso	165.484	159.583	99.449
Terrenos	34.181	34.181	34.181
Edificios	70.182	68.041	66.618
Planta y Equipos	2.521.042	2.470.096	2.436.807
Equipamiento de Tecnología de la Información	15.739	14.764	13.822
Instalaciones Fijas y Accesorios	409.200	380.486	377.210
Vehículos de Motor	10.139	9.675	9.647
Activos en Leasing	9.540	9.540	9.540
Otras Propiedades, Planta y Equipos	83.975	82.390	32.578
Total Propiedades, Planta y Equipos	3.319.482	3.228.756	3.079.852

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos (Presentación)	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Edificios	(42.431)	(38.205)	(34.018)
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Planta y Equipos	(1.038.418)	(968.547)	(884.986)
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Equipamiento de Tecnologías de la Información	(13.162)	(12.333)	(11.551)
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Instalaciones Fijas y Accesorios	(222.465)	(204.907)	(193.992)
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Vehículos de Motor	(8.341)	(7.918)	(7.476)
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Activos en Leasing	(2.719)	(2.417)	(2.115)
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Otras Propiedades, Planta y Equipos	(47.776)	(33.185)	(17.017)
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos	(1.375.312)	(1.267.512)	(1.151.155)

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.

Los movimientos registrados en Propiedades, Plantas y Equipos durante el ejercicio 2013 son los siguientes:

Movimientos Año 2013	Construcción en Curso MUS\$	Terrenos MUS\$	Edificios MUS\$	Plantas y Equipos MUS\$
Saldo Inicial al 01-01-2013	159.583	34.181	29.836	1.501.549
Adiciones	111.110	0	1.374	0
Ventas	0	0	0	(4)
Gastos por Depreciación	0	0	(4.240)	(75.912)
Impairment GNAA(*)	0	0	0	(28.258)
Cierre Obras en Curso	(103.791)	0	781	85.810
Venta Filial Distrinor S.A.	(1.418)	0	0	(561)
Cambios, Total	5.901	0	(2.085)	(18.925)
Saldo Final 31-12-2013	165.484	34.181	27.751	1.482.624

(*) El valor recuperable fue realizado sobre la base de ingresos y gastos, que incluyan oportunidades de negocio que la compañía espera se realicen en el futuro, con nuevos contratos. Estas oportunidades están basadas en el mejor entendimiento que tiene la administración de las acciones que en el futuro puede tener la compañía.

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

Movimientos Año 2012	Construcción en Curso MUS\$	Terrenos MUS\$	Edificios MUS\$	Plantas y Equipos MUS\$
Saldo Inicial al 01-01-2012	99.449	34.181	32.600	1.551.821
Adiciones	120.613	0	1.039	20.880
Ventas	0	0	0	(17)
Gastos por Depreciación	0	0	(4.187)	(84.026)
Cierre Obras en Curso	(60.479)	0	384	12.891
Cambios, Total	60.134	0	(2.764)	(50.272)
Saldo Final 31-12-2012	159.583	34.181	29.836	1.501.549

	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\$
	2.431	175.579	1.757	7.123	49.205	1.961.244
	691	12.979	431	0	1.056	127.641
	0	(136)	0	0	0	(140)
	(876)	(17.670)	(596)	(302)	(14.660)	(114.256)
	0	0	0	0	0	(28.258)
	344	15.983	206	0	667	0
	(13)	0	0	0	(69)	(2.061)
	146	11.156	41	(302)	(13.006)	(17.074)
	2.577	186.735	1.798	6.821	36.199	1.944.170

	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\$
	2.271	183.218	2.171	7.425	15.561	1.928.697
	910	3.452	206	0	13.642	160.742
	0	(3.797)	(9)	0	(16)	(3.839)
	(793)	(18.175)	(611)	(302)	(16.262)	(124.356)
	43	10.881	0	0	36.280	0
	160	(7.639)	(414)	(302)	33.644	32.547
	2.431	175.579	1.757	7.123	49.205	1.961.244

NOTA 14
OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS

Los Otros Pasivos No Financieros Corrientes se detallan a continuación.

Otros pasivos no financieros, corrientes	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
IVA débito fiscal	1.084	1.471	1.081
Impuestos de retención	471	464	579
Ingresos anticipados	556	94	0
Ingreso anticipado contrato GTA con Distrinor S.A. ^(*)	2.150	0	0
Total	4.261	2.029	1.660

(*) Producto de la venta de la filial Distrinor S.A., ECL S.A. hizo un cobro anticipado del contrato de transporte y venta de gas (GTA).

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	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
Ingresos Garantía ⁽¹⁾	3.739	3.739	2.634
Total	3.739	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	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
Facturas por Pagar a Proveedores Extranjeros	3.283	26	336
Facturas por Pagar a Proveedores Nacionales	72.535	79.263	85.633
Dividendos por pagar	5.609	7.960	13.499
Facturas por Recibir por compras Nacionales	54.663	42.932	20.592
Facturas por Recibir por compras Extranjeros	22.852	13.943	6.379
Total	158.942	144.124	126.439

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 CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS**

Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
Provisión de Vacaciones	4.977	5.095	4.333
Provisión Bonificación Anual	4.441	5.534	7.830
Descuentos Previsionales y de Salud	658	387	605
Retención Impuestos	343	311	279
Otras Remuneraciones	400	413	135
Total	10.819	11.740	13.182

NOTA 17
OTROS PASIVOS FINANCIEROS
PRÉSTAMOS QUE DEVENGAN INTERESES, CORRIENTES

Entidad Deudora			Entidad Acreedora						
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización		
88006900-4	E.CL S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	US\$	Bullet		
76708710-1	Central Termoeléctrica Andina S.A.	Chile	0-E	IFC	EEUU	US\$	Semestral		
Préstamos que Devengan Intereses, Total									
88006900-4	E.CL S.A.	Chile	96728120-4	Transmisora Abenor Ltda.	Chile	US\$	Mensual		
Leasing Financiero, Total									

PRÉSTAMOS QUE DEVENGAN INTERESES NO CORRIENTES

Entidad Deudora			Entidad Acreedora						
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa efectiva	Tasa nominal
88006900-4	E.CL S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon ⁽¹⁾	EEUU	US\$	Bullet	6,098	5,625
76708710-1	Central Termoeléctrica Andina S.A.	Chile	0-E	International Finance Corporation ⁽²⁾	EEUU	US\$	Semestral	7,26	Libor 180 + 2,50%
Préstamos que Devengan Intereses, Subtotal									
Pasivos de cobertura (Swap)									
Leasing financiero									
Préstamos que Devengan Intereses, Total									

(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 (Official 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 28 E).

PRÉSTAMOS QUE DEVENGAN INTERESES NO CORRIENTES VALOR NOMINAL

Entidad Deudora			Entidad Acreedora						
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización		
88006900-4	E.CL S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon ⁽¹⁾	EEUU	US\$	Bullet		
76708710-1	Central Termoeléctrica Andina S.A.	Chile	0-E	IFC ⁽¹⁾	EEUU	US\$	Semestral		
Total									
Entidad Deudora			Entidad Acreedora						
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización		
88006900-4	E.CL S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon ⁽¹⁾	EEUU	US\$	Bullet		
76708710-1	Central Termoeléctrica Andina S.A.	Chile	0-E	IFC ⁽¹⁾	EEUU	US\$	Semestral		
Total									

	Tasa efectiva	Tasa nominal MUS\$	Hasta 90 días			90 días a 1 año			Total MUS\$
			31-12-2013 MUS	31-12-2012 MUS	01-01-2012 MUS\$	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS	01-01-2012 2013	
	6,098	5,625	9.756	9.788	9.818	0	0	0	9.756
	7,26	Libor 180 + 2,50%	181	0	0	11.065	9.768	6.487	11.246
			9.937	9.788	9.818	11.065	9.768	6.487	21.002
	12,83	12,83	2	428	376	5	595	1.204	7
			9.939	10.216	10.194	11.070	10.363	7.691	21.009

	Valor Nominal	1 a 3 años		3 a 5 años		Más de 5 años		Total al		01-01-2012 MUS\$
		31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$							
	568.750	0	0	0	0	391.700	390.684	391.700	390.684	389.726
	513.426	31.294	37.310	36.447	36.244	269.268	273.958	337.009	347.512	262.029
		31.294	37.310	36.447	36.244	660.968	664.642	728.709	738.196	651.755
		0	0	0	0	11.403	35.815	11.403	35.815	32.574
		13	14	13	13	119	124	145	151	1.174
		31.307	37.324	36.460	36.257	672.490	700.581	740.257	774.162	685.503

	Tasa efectiva	Tasa nominal	Valor Nominal	0 a 1 año	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total
				31-12-2013 MUS\$	31-12-2013 MUS\$	31-12-2013 MUS\$	31-12-2013 MUS\$	
	6,098	5,625	568.750	22.500	45.000	45.000	456.250	568.750
	7,26	Libor 180 + 2,50%	545.744	32.319	71.157	75.985	366.283	545.744
			1.114.494	54.819	116.157	120.985	822.533	1.114.494

	Tasa efectiva	Tasa nominal	Valor Nominal	0 a 1 año	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total
				31-12-2012 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	
	6,098	5,625	591.250	22.500	45.000	45.000	478.750	591.250
	7,26	Libor 180 + 2,50%	576.663	30.919	67.190	73.535	405.019	576.663
			1.167.913	53.419	112.190	118.535	883.769	1.167.913

Pasivo de Cobertura	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
Pasivo Financiero a Valor Razonable con Cambio en Patrimonio, No Corriente (SWAP)	11.403	35.815	32.574
Pasivo Financiero a Valor Razonable con Cambio en Resultado	0	0	0
Total	11.403	35.815	32.574

Ver Nota N° 33

NOTA 18 **PROVISIONES NO CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS**

El saldo del rubro obligaciones por beneficios a los empleados se compone de la siguiente manera:

Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
Indemnización por Años de Servicio	509	610	572
Total	509	610	572

Los cambios en la obligación por beneficio son los siguientes

Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
Saldo Inicial	610	572	644
Costo por Intereses por Obligación de Beneficios Definidos	47	50	44
Costo Beneficio del Plan Definido	52	56	99
Indemnización por Años de Servicio Actuarial (valorización a tasa de cierre)	(115)	(68)	(152)
Pagos del Período	(85)	0	(63)
Total	509	610	572

Gastos Reconocidos en el Estado de Resultados

Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	Línea del Estado de Resultados en que se ha reconocido
Costo por Intereses por Obligación de Beneficios Definidos	47	50	Egresos ordinarios y gastos de administración
Costo beneficio del Plan Definido	52	56	Egresos ordinarios y gastos de administración
Total	99	106	

Las hipótesis actuariales

Hipótesis actuariales utilizadas	31-12-2013	31-12-2012	01-01-2012
Tasa de descuento nominal	2,43%	5,46%	6,5%
Tasa esperada de incremento salarial	Variación IPC Tasa	Variación IPC Tasa	Variación IPC Tasa
Tasa de rotación	1,36 %	1,36 %	1,36 %
Edad de jubilación Mujeres	60 Años	60 Años	60 Años
Edad de jubilación Hombres	65 Años	65 Años	65 Años
Tabla de mortalidad	RV-2009	RV-2009	RV-2009

NOTA 19**OTRAS PROVISIONES NO CORRIENTES**

Otras Provisiones No Corriente	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
Contingencia tributaria Gasoducto Nor Andino S.A. ⁽¹⁾			
Saldo inicial	3.941	9.769	9.875
Movimiento	(538)	(5.828)	(106)
Subtotal	3.403	3.941	9.769

(1) Ver Nota 27

Seguro Desgravamen

Saldo inicial	42	38	40
Movimiento	(21)	4	(2)
Subtotal	21	42	38
Inspección General Unidades			
Inspección General CTA	3.099	3.099	3.099
Inspección General CTH	3.099	3.099	3.099
Subtotal	6.198	6.198	6.198
Total	9.622	10.181	16.005

NOTA 20**INGRESOS Y COSTOS DE VENTA****INGRESOS Y COSTOS DE VENTA**

Ingresos de actividades ordinarias	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$
Ventas de energía y potencia	1.058.649	1.091.252
Venta y transporte de gas	1.858	2.843
Venta de Combustible	67.435	12.313
Venta de peajes	43.962	48.161
Arriendo instalaciones	3.522	4.287
Servicios Portuarios	9.672	9.768
Servicio Mantenimiento de Líneas	1.370	2.239
Indemnización Siniestro CTH	13.000	7.073
Indemnización Siniestro Electroandina	0	1.355
Indemnización Siniestro ECL	0	1.415
Otras ventas	7.615	4.338
Total	1.207.083	1.185.044

Costos de Ventas	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$
Costos de combustibles y lubricantes	448.937	487.564
Costos de energía y potencia	160.652	144.782
Sueldos y salarios	35.792	31.698
Beneficios anuales	5.945	5.202
Otros beneficios del personal	4.205	2.302
Obligaciones post empleo	54	48
Costo Venta Combustibles	60.525	12.378
Transporte de Gas	6.051	6.499
Servicio Muelle	20.139	22.431
Servicios de Mantenición y Reparación	27.067	13.462
Servicios de Terceros	32.206	29.973
Asesorías y Honorarios	1.888	4.001
Operación y Mantenimiento Gasoductos	5.885	7.258
Costo Peaje	30.230	41.123
Depreciación propiedad, planta y equipo	112.797	123.295
Depreciación repuestos	1.792	1.708
Amortización Intangibles	17.447	17.592
Contribuciones y patentes	6.739	6.469
Seguros	19.901	22.338
Otros egresos	49.493	38.934
Total	1.047.745	1.019.057

OTROS INGRESOS Y EGRESOS DE LA OPERACIÓN

Otros Ingresos	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$
Arriendos	467	602
Venta de agua	627	41
Servicios	57	0
Venta filial Distrinor S.A.	12.586	0
Venta de propiedades, planta y equipo ⁽¹⁾	0	25.826
Venta RSA	750	0
Acuerdo YPF	0	(3.379)
Indemnización Siniestro	250	0
Otros Ingresos	1.550	407
Otros Egresos	0	(1.155)
Total	16.287	22.342

(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 Y OTROS GASTOS

Costos Financieros	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$
Intereses Financieros	46.890	46.693
Gastos Financieros Leasing	58	268
Total Costos Financieros	46.948	46.961
Otros Gastos		
Multas Fiscales	90	291
Venta de propiedades, planta y equipo	76	0
Provisión incobrables	1.179	4.196
Impairment GNAA ⁽²⁾	18.067	0
Total otros gastos	19.412	4.487
Total Costos Financieros y Otros Gastos	66.360	51.448

(2) Ver Nota N° 13 Propiedad, plantas y equipos

GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

Gastos de Administración	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$
Sueldos y salarios	11.963	11.360
Beneficios anuales	1.760	1.921
Otros beneficios del personal	2.895	3.466
Obligaciones post empleo	45	58
Servicios de terceros	6.025	9.262
Asesorías	7.923	8.340
Honorarios	3.721	3.812
Depreciación propiedad, planta y equipo	1.459	1.061
Contribuciones y patentes	371	805
Seguros	84	75
Otros	8.766	11.087
Total	45.012	51.247

INGRESOS FINANCIEROS

Ingresos Financieros	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$
Intereses financieros	2.084	2.197
Intereses financieros leasing	585	404
Total	2.669	2.601

GASTOS DEL PERSONAL

Gastos del personal	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$
Sueldos y salarios	47.755	43.058
Beneficios anuales	7.705	7.123
Otros beneficios del personal	7.100	5.768
Obligaciones post empleo	99	106
Total	62.659	56.055

NOTA 21 DIFERENCIAS 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 2013 y 2012.

Diferencias de cambio	Moneda	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$
Activos			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	CLP	2.362	1.051
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	EUR	3	9
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Peso Argentino	(704)	(33)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	CLP	(1.711)	1.570
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	EUR	645	707
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	GBP	74	75
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	YEN	(393)	(296)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	UF	(7)	4
Activos por Impuestos Corrientes	CLP	(1.708)	252
Activos por Impuestos Corrientes	Peso Argentino	(450)	(153)
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, corriente	CLP	(3.956)	2.719
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, corriente	EUR	60	0
Otros Activos No Financieros	CLP	(2.228)	6.218
Otros Activos No Financieros	Peso Argentino	0	0
Otros Activos No Financieros	EUR	(2)	(445)
Otros Activos No Financieros	YEN	(1)	(8)
Otros Activos No Financieros	GBP	(4)	(1)
Otros Activos Financieros, Corriente	CLP	(2.998)	(770)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, No Corriente	CLP	(3)	3
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No corriente	CLP	119	105
Otros Activos, No Corriente	CLP	(61)	287
Otros Activos, No Corriente	ARS	0	(82)
Total Activos		(10.963)	11.212

Diferencias de cambio	Moneda	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$
Pasivos			
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	CLP	3.751	5.785
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	EUR	(797)	(1.416)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	GBP	(89)	(22)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	YEN	302	219
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	UF	10	(1)
Otros Pasivos Financieros, Corriente	CLP	0	15
Pasivos por Impuestos, Corriente	CLP	(3)	757
Pasivos por Impuestos, Corriente	Peso Argentino	887	205
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	CLP	2.306	(7.085)
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	EUR	(60)	(57)
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	UF	284	0
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corriente	CLP	(119)	(186)
Otros Pasivos No Financieros	CLP	(86)	(56)
Pasivo por Impuestos Diferidos	Peso Argentino	90	187
Provisiones por Beneficios a los empleados	CLP	999	(1.143)
Provisión Beneficio Empleados (IAS)	CLP	50	(62)
Otras Provisiones	CLP	2	(3)
Otras Provisiones	Peso Argentino	1.284	1.101
Total Pasivos		8.811	(1.762)
Total Diferencias de Cambio		(2.152)	9.450

NOTA 22

GANANCIA POR ACCION

Informaciones a Revelar sobre Ganancias por Acción Básica	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora	39.584	56.178
Resultado Disponible para Accionistas Comunes, Básico	39.584	56.178
Promedio Ponderado de Acciones, Básico	1.053.309.776	1.053.309.776
Ganancia por Acción Básica en Operaciones Continuas	US\$ 0,028	US\$ 0,053
Ganancia por Acción Básica en Operaciones Discontinuas	US\$ 0,010	US\$ 0,000

VENTA DE FILIAL DISTRINOR S.A.

El 30 de diciembre de 2013, ECL S.A. vendió la totalidad de las acciones que poseía en Distrinor S.A., filial que estaba dedicada al giro de venta y distribución de gas natural a clientes industriales del Norte Grande de Chile.

CONTRAPRESTACIÓN RECIBIDA

	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$
Contraprestación recibida producto de la venta	19.000	0
Ingreso anticipado contrato GTA	2.150	0
Contraprestación total recibida	21.150	0

ANÁLISIS DE ACTIVOS Y PASIVOS SOBRE LOS CUALES SE PERDIÓ EL CONTROL

	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$
Activos Corrientes		
Efectivo y efectivo equivalente	323	0
Otros Activos No Financieros	4.406	0
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar	5.076	0
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas	298	0
Inventarios	421	0
Activos por Impuestos Corrientes	824	0
Activos Corrientes, Total	11.345	0
Activos No Corrientes		
Otros Activos No Financieros	1.465	0
Propiedades, Planta y Equipo	2.175	0
Activos por Impuestos Diferidos	81	0
Activos No Corrientes, Total	3.721	0
Activos Total	15.066	0
Pasivos Corrientes		
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	5.836	0
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	354	0
Provisión por Beneficios a los Empleados	156	0
Otros Pasivos No Financieros	159	0
Pasivos Corrientes, Total	6.505	0
Activos Netos Enajenados	8.564	0

GANANCIA POR VENTA DE FILIAL

	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$
Ganancia por Venta de Filial		
Contraprestación recibida	21.150	0
Activos Netos Enajenados	(8.564)	0
Ganancia sobre la Enajenación	12.586	0

La ganancia sobre la enajenación se incluye en las ganancias para el año provenientes de operaciones discontinuadas en el [estado de resultado integral/estado de resultados]

FLUJO DE EFECTIVO NETO POR LA VENTA DE LA FILIAL

	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$
Flujo de efectivo neto por la venta de la filial		
Contraprestación recibida	21.150	0
Menos: saldo de efectivo y efectivo equivalente enajenados	(323)	0
Flujo de efectivo neto por la venta de la filial, Total	20.827	0

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD

Nombre de los Mayores Accionistas	Número de Acciones	Participación
Suez Energy Andino S.A.	430.793.979	40,90%
Inversiones Mejillones S.A.	124.975.240	11,87%
Banco de Chile por cuenta de terceros no residentes	44.046.626	4,18%
Banco Itaú por cuenta de inversionistas	31.797.639	3,02%
AFP Provida S.A. para Fondo Pensión C	26.157.417	2,48%
Banco Santander por cuenta de inversionistas extranjeros	24.291.597	2,31%
AFP Habitat S.A. Fondo Tipo B	20.395.938	1,94%
AFP Habitat S.A. Fondo Tipo C	20.035.390	1,90%
AFP Provisa S.A. Fondo Tipo B	19.438.717	1,85%
AFP Habitat S.A. Fondo Tipo A	18.751.456	1,78%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo A	17.499.474	1,66%
AFP Capital S.A Fondo Tipo C	17.154.820	1,63%
Otros accionistas	257.971.483	24,48%
Total	1.053.309.776	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 2013.

Otras reservas del Patrimonio	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
Otras reservas	302.691	298.874	333.039
Cobertura flujo de efectivo neto de impuestos	19.530	3.817	(28.169)
Impairment Gasoducto Nor Andino Argentina (*)	(9.733)	0	0
Otras reservas acciones propias en cartera	0	0	(5.996)
Total	312.488	302.691	298.874

(*) Efecto de impairment en Gasoducto Nor Andino Argentina, por test de deterioro de propiedades, planta y equipos.

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 N° 1945 y N° 1983 de la Superintendencia de Valores y Seguros, el Directorio de la Sociedad acordó que la utilidad líquida distributable 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 distributable al 31 de diciembre de 2013 y 2012, fue de MUS\$ 39.584 y MUS\$ 56.178, 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 23 de abril de 2013, se acordó distribuir un dividendo definitivo con cargo a las utilidades correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, la suma de MUS\$ 56.178.

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 2013 y 2012, con cargo a las utilidades acumuladas la suma de MUS\$ 11.875 y MUS\$ 16.854 respectivamente.

Dividendos	31-12-2013 MUS\$
Reverso provisión 30% legal año 2012	16.854
Pago dividendo mayo 2013 (utilidad 2012)	(56.178)
Provisión 30% legal año 2013	(11.875)
Total	(51.199)

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	(52.574)

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 PARTICIPACION NO CONTROLADORAS

El siguiente es el detalle de las participaciones de la no controladora al 31 de diciembre de 2013 y 2012 y al 01 de enero de 2012.

Rut	Nombre sociedad	País de origen	Porcentaje de Participación en subsidiarias de la participación no controladora			Participación no controladora en Patrimonio			Ganancia (pérdida) atribuible a participación no controladora	
			31-12-2013 %	31-12-2012 %	01-01-2012 %	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$
76.009.698-9	Inversiones Hornitos S.A.	Chile	40,000%	40,000%	40,000%	123.859	115.242	112.095	8.617	3.146
76.248.882-5	Cobia del Desierto de Atacama SPA	Chile	30,000%	0,000%	0,000%	6	0	0	6	0
Total						123.865	115.242	112.095	8.623	3.146

NOTA 25

MEDIO AMBIENTE

La Sociedad y sus filiales cuentan con un vasto programa de monitoreo ambiental que incluye emisiones a la atmósfera, calidad del aire, monitoreo marino y otros que aseguran el control 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 auditoría realizada en el año 2013 no se identificaron 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 sus evaluaciones ambientales a través de Declaraciones de Impacto Ambiental o Estudios de Impacto Ambiental, los que son preparados por consultores con vasta experiencia. Por estos conceptos al 31 de diciembre del año 2013 y 2012 la Sociedad ha hecho desembolsos por MUS\$ 501 y MUS\$ 462 respectivamente.

Los gastos asociados a este concepto se detallan a continuación:

Conceptos	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$
Asesorías Medioambientales	208	900
Filtros de Mangas en Unidades de Mejillones	16.802	12.110
Filtros de Mangas en Unidades 12-13-14 y 15 de Tocopilla	47.176	44.811
Otras Mejoras Medioambientales	7.569	488
Total	71.755	58.309

La nueva norma de emisiones de centrales termoeléctricas fue aprobada mediante el Decreto supremo N° 13/2011, promulgada el 18 de enero de 2011 y publicada en el Diario Oficial el 23 de junio de 2011, Esta normativa regula las emisiones de material particulado (MP), gases Óxidos de Nitrógeno y Dióxido de Azufre y metales pesados mercurio. Además esta norma establece que todas las unidades generadoras, con una potencia mayor a 50 MWt, instalen y certifiquen sistemas de monitoreo continuo de emisiones.

Durante el año 2013 los sistemas de monitoreo continuo de emisiones (CEMS por sus sigla en inglés) deben ser validados de acuerdo a un Protocolo definido por la Superintendencia del Medio Ambiente y además a partir del 23 de diciembre entró en vigencia el límite de emisión de material particulado. A la fecha la Sociedad ha presentado los informes de validación de todas sus unidades a la autoridad. Finalmente, la Superintendencia del Medio Ambiente durante el año 2013 realizó fiscalizaciones ambientales a las principales operaciones en Mejillones y Tocopilla, no identificando no conformidades, ni estableciendo sanciones.

NOTA 26

SANCIONES

En los años 2013 y 2012, la Sociedad ni sus ejecutivos han sido objeto de sanciones por parte de la Superintendencia de Valores y Seguros.

NOTA 27

HECHOS POSTERIORES

HECHO ESENCIAL DEL 28 DE ENERO DE 2014

El Directorio de la Sociedad, en su sesión celebrada con fecha 28 de enero de 2014, acordó aceptar la renuncia a los cargos de director y Presidente presentada por don Jan Flachet, quien pasó a asumir otras funciones dentro del Grupo GDF Suez, y designó como Presidente del Directorio y de la Sociedad al director don Juan Clavería Aliste.

No han ocurrido hechos significativos entre el 1° de enero de 2014 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros que afecten la presentación de los mismos.

A) GARANTIAS DIRECTAS

Acreedor de la Garantía	Tipo de Garantía	Saldos pendientes de pago a la fecha de cierre de los estados financieros	
		2013 MUSS	2012 MUSS
IFC – KFW	Carta de Crédito	15.700	14.000
Transportadora de Gas	Boleta de Garantía	4.800	4.800
Inmobiliaria e Inversiones RVC	Boleta de Garantía	918	983
SQM S.A.	Boleta de Garantía	1.305	950
Codelco	Boleta de Garantía	4	249
Innova Chile	Boleta de Garantía	128	55
Secretaría Regional Ministerial de Bienes Nacionales	Boleta de Garantía	1.841	120
IDE Technologies	Boleta de Garantía	2.459	0
Sierra Gorda	Boleta de Garantía	1.500	0
Cia. Minera Doña Inés de Collahuasi	Boleta de Garantía	6.500	0
Ilustre Municipalidad de Mejillones	Póliza de Garantía	800	0
Director General del Territorio Marino	Póliza de Garantía	3.019	1.050
Total		38.974	22.207

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 : 18° 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 Cádiz en contra de varias sociedades distribuidoras 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 Cádiz (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 sí mismas, habiendo participado solamente un consorcio denominado “Alto Cañaño”, 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 a 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 posteriormente, con fecha 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 Cañaño 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 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 suscritos 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 : “Cavanca 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 Cavanca del Contrato de Suministro de Energía Eléctrica de fecha 15 de noviembre de 1994, por cuanto Cavanca 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 Cavanca y que fuera comprada por E.CL S.A. bajo el régimen de lo dispuesto en el Artículo 3 del Decreto Supremo N° 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 Cavanca.

Cavanca 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 Cavanca por las liquidaciones efectuadas por el CDEC-SING y que se le indemnizen los perjuicios correspondientes. Adicionalmente ha solicitado el rechazo, con costas, de las pretensiones de Cavanca. Se dictó el auto de prueba y las partes han presentado sus medios de prueba correspondiente. Posteriormente, con fecha 23 de enero de 2013 se dictó sentencia definitiva respecto de la cual Cavanca presentó recurso de apelación y E.CL S.A. presentó recurso de aclaración.

El tribunal arbitral de segunda instancia ratificó la sentencia de primera instancia en favor de E.CL. La sentencia ya se encuentra ejecutoriada, habiendo Cavanca S.A. cumplido con lo fallado.

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 compone 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, el cual fue finalmente nombrado por el CAM. Con fecha 15 de marzo de 2013, Codelco Chile presentó su demanda ante el CAM, la que fue contestada por E.CL quien simultáneamente presentó demanda reconvenional. Con fecha 14 de junio Codelco Chile replicó a la demanda y además contestó a la demanda reconvenional de E.CL. Actualmente ambas partes ha presentado todos sus escritos principales, habiendo decretado el tribunal la recepción de la causa a prueba.

Consideramos que la posibilidad de que CODELCO gane el juicio como REMOTA.

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. Con fecha 7 de junio de 2013 el CAM Santiago designó como árbitro para dirimir la disputa a don Pedro Pablo Vergara Varas. E.CL presentó su escrito de demanda y SQM ha procedido a contestar la demanda. Actualmente ambas partes han presentado todos sus escritos principales. El árbitro ha llamado a conciliación. En caso de fallar dichas gestiones, corresponderá abrir el periodo probatorio.

Estimamos que el árbitro debería acoger sea la petición principal de terminación del contrato o subsidiaria, su cumplimiento y que en cualquiera de estos casos ECL podría cobrar los perjuicios. Consideramos por lo tanto la posibilidad de éxito de ECL en este juicio como PROBABLE.

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 2013 y 2012 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 período 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 período 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 ininidad 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\$ 3.403.701 y US\$ 3.941.100 al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

b) Modificaciones a las condiciones generales para el transporte de gas natural a Chile

En el mes de octubre de 2013, la Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. (NAA) y su cliente chileno, Gasoducto Nor Andino S.A. (GNA), celebraron un acuerdo transaccional por diferencias referidas a la prestación de los servicios, acordando que el contrato se modificará estableciendo que a partir del 1 de enero de 2014 y hasta el 30 de septiembre de 2019, ambos inclusive, se prestará un servicio a firme por 1.450.000 m³/día y un servicio de transporte interrumpible hasta una Cantidad Máxima Diaria de 2.850.000 m³/día. Asimismo, acordaron que a partir del 1 de enero de 2014, GNA tendrá la opción de incrementar la Capacidad Reservada hasta un máximo total de 4.300.000 m³/día notificando con 180 días de anticipación. Finalmente, las partes acordaron que, si por efecto de la evolución de costos o la realidad cambiaria en Argentina, la ecuación económica de las Condiciones Generales existente a la fecha de la presente resulta alterada en perjuicio de NAA, GNA se compromete a incrementar la remuneración de los servicios de transporte bajo las Condiciones Generales de forma tal de restablecer dicha ecuación.

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 Project 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 33° Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo.

NOTA 29
CAUCIONES OBTENIDAS DE TERCEROS

Nombre		31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$
A favor de E.CL S.A.			
Siemens S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	5.559	3.480
Fuel Tech	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.857	1.861
Tractebel Engineering S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	500	739
Servicios Industriales S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	422	0
SK Engineering & Const.Co. Ltd.	Garantía fiel cumplimiento contrato	2.000	0
Redecam Group SRL	Garantía contrato proyecto filtro mangas CTM	0	462
B.Bosch S.A.	Garantizar periodo de garantía	57	616
Ultraport	Garantía contrato de servicios	0	428
Geminis Ltda	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	138
Lausanne Terein Ing.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	248
Soc. de Mantenición Cons. y Rep S.A..	Garantía contrato control de acceso	0	118
Sigdoscaf S.A.	Garantía contratos de servicios	0	78
Peña Spoerer y Cía. S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	682	0
IKA S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	111	0
Ing. y Contruc.Sigdo Koppers S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	72	0
Nol-Tec Europe SRL	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	2.362
Varios	Cumplimiento de contratos en general	2.318	3.223
Sub total		13.578	13.753
A favor de Electroandina S.A.			
Soc.Maritima Somarco Ltda.	Contrato servicios cancha carbón y puerto	138	71
Tractebel Engineering S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	273	0
Soc. de Mantención Cons y Rep S.A.	Garantía fiel cumplimiento de contrato	55	61
Freddy Pizarro Díaz	Garantía fiel cumplimiento de contrato	0	63
Mantenimiento Técnico Industrial Ltda.	Garantía fiel cumplimiento de contrato	40	0
Emaresa Ingenieros y representaciones	Garantía fiel cumplimiento de contrato	86	94
Varios	Cumplimiento de contratos en general	25	65
Sub total		617	354
A favor de Central Termoeléctrica Andina S.A.			
Cobra Chile Servicios S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato (25%)	37.452	34.419
Skanska	Garantizar fiel cumplimiento de contrato CTA 05/09	22	24
PHB	Garantizar fiel cumplimiento de contrato (15%)	0	2.386
Varios	Cumplimiento de contratos en general	4	4
Sub total		37.478	36.833
A favor de Distrinor S.A.			
Otros	Fiel cumplimiento del contrato	0	107
Sub total		0	107
A favor de Inversiones Hornitos S.A.			
Cobra Chile Servicios S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	31.690	31.636
Otros	Fiel cumplimiento del contrato	4	0
Sub total		31.694	31.636
Total		83.367	82.679

NOTA 30
MONEDA EXTRANJERA

Activos	Moneda	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$	01-01-2012 MUS\$
Activos Corrientes				
Efectivo y equivalentes al efectivo	US\$	120.078	80.969	102.196
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ no reajutable	1.163	1.977	1.715
Efectivo y equivalentes al efectivo	Euro	216	433	1
Efectivo y equivalentes al efectivo	Peso Argentino	60	4.025	524
Efectivo y equivalentes al efectivo	Otras Monedas	0	1	1
Activos por impuestos corrientes	\$ no reajutable	7.671	1.096	989
Activos por impuestos corrientes	US\$	31.964	63.454	51.769
Inventarios corrientes	\$ no reajutable	96.290	90.127	62.220
Inventarios corrientes	US\$	30.563	34.314	57.506
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	\$ no reajutable	566	1.991	360
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	UF	35	0	0
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	US\$	21.833	0	0
Otros activos no financieros	\$ no reajutable	22.625	46.667	65.425
Otros activos no financieros	US\$	58.538	20.987	13.092
Otros activos no financieros	UF	200	88	54
Otros activos no financieros	Peso Argentino	1.580	1.287	913
Otros activos no financieros	Euro	9.819	8.832	12.437
Otros activos no financieros	Otras Monedas	3.775	2.768	2.865
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	US\$	147.997	142.628	96.619
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	\$ no reajutable	893	31.653	42.947
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Euro	34	21	3
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	UF	136	103	75
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Peso Argentino	46	13	12
Otros activos financieros Corriente	US\$	89.928	89.214	92.601
Otros activos financieros Corriente	\$ no reajutable	1.979	15.473	11.675
Activos No Corrientes				
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	US\$	2.575	4.400	13.397
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	UF	27	33	36
Otros activos financieros no corriente	\$ no reajutable	2.503	2.542	1.599
Otros activos financieros no corriente	US\$	14.035	2.660	2.687
Activos por impuestos diferidos	US\$	35.942	38.723	29.461
Activos intangibles distintos de la plusvalía	US\$	324.461	344.103	361.212
Plusvalía	US\$	25.099	25.099	25.099
Propiedades, planta y equipo	US\$	1.944.170	1.961.244	1.928.697
Subtotal	US\$	2.847.183	2.807.795	2.774.336
	\$ no reajutable	133.690	191.526	186.930
	Euro	10.069	9.286	12.441
	UF	398	224	165
	Peso Argentino	1.686	5.325	1.458
	Otras Monedas	3.775	2.769	2.866
Activos Total		2.996.801	3.016.925	2.978.196

Pasivos Corrientes	Moneda
Pasivos Corrientes en Operación, Corriente	
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	\$ no reajutable
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	US\$
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	UF
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	Peso Argentino
Pasivos por Impuestos Corrientes	Peso Argentino
Pasivos por Impuestos Corrientes	US\$
Otros pasivos no financieros	Peso Argentino
Otros pasivos no financieros	\$ no reajutable
Otros pasivos no financieros	US\$
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Euro
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	\$ no reajutable
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Otras monedas
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Peso Argentino
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	US\$
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	UF
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Yen
Provisión corrientes por beneficios a los empleados	\$ no reajutable
Otros pasivos financieros	US\$
Subtotales	US\$
	\$ no reajutable
	Euro
	UF
	Yen
	Peso Argentino
	Otras Monedas

Pasivos Corrientes, Total	
----------------------------------	--

Pasivos, No Corrientes	Moneda	1 a 3 años		
		31-12-2013 MU\$	31-12-2012 MU\$	01-01-2012 MU\$
Otros pasivos no financieros	US\$	3.739	3.739	2.634
Pasivo por impuestos Diferidos	US\$	93.456	92.205	79.093
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	US\$	660	0	0
Otros pasivos financieros no corrientes	US\$	31.307	37.330	13.589
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	\$ no reajutable	0	0	0
Otras provisiones no corrientes	\$ no reajutable	0	0	0
Otras provisiones no corrientes	US\$	6.198	6.198	6.198
Otras provisiones no corrientes	Peso argentino	3.403	3.941	9.769
Subtotal	US\$	135.360	139.472	101.514
	\$ no reajutable	0	0	0
	Peso argentino	3.403	3.941	9.769

Pasivos No Corrientes, Total		138.763	143.413	111.283
-------------------------------------	--	----------------	----------------	----------------

	Hasta 90 días			90 días a 1 año		
	31-12-2013 MUSS	31-12-2012 MUSS	01-01-2012 MUSS	31-12-2013 MUSS	31-12-2012 MUSS	01-01-2012 MUSS
54	13.233	84.295	0	0		
26.592	10.306	0	165	0	15.683	
3.624	4.174	0	0	0	0	
0	0	51	0	0	0	
4.094	0	298	0	3.260	0	
0	0	26.942	14.739	19.151	19.193	
0	0	69	0	0	0	
1.555	2.029	1.543	0	0	0	
2.706	0	48	0	0	0	
31.029	20.570	16.007	0	0	0	
50.149	59.404	25.957	0	0	0	
3.117	1.194	1.226	0	0	0	
619	499	912	0	0	0	
62.813	50.362	79.158	5.609	7.960	0	
3.547	1.989	2.491	0	0	0	
2.059	2.146	688	0	0	0	
10.819	11.740	13.182	0	0	0	
9.926	10.216	10.194	11.083	10.363	7.691	
102.037	70.884	116.342	31.596	37.474	42.567	
62.577	86.406	124.977	0	0	0	
31.029	20.570	16.007	0	0	0	
7.171	6.163	2.491	0	0	0	
2.059	2.146	688	0	0	0	
4.713	499	1.330	0	3.260	0	
3.117	1.194	1.226	0	0	0	
212.703	187.862	263.061	31.596	40.734	42.567	
	3 a 5 años			Más de 5 años		
	31-12-2013 MUSS	31-12-2012 MUSS	01-01-2012 MUSS	31-12-2013 MUSS	31-12-2012 MUSS	01-01-2012 MUSS
0	0	0	0	0	0	0
21.422	19.933	46.197	74.809	87.081	52.714	
440	0	0	365	0	0	
36.460	36.256	19.778	672.490	700.576	652.136	
0	0	0	509	610	572	
0	0	0	21	42	38	
0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	
58.322	56.189	65.975	747.664	787.657	704.850	
0	0	0	530	652	610	
0	0	0	0	0	0	
58.322	56.189	65.975	748.194	788.309	705.460	

NOTA 31

GESTION DE RIESGOS

La sociedad y sus filiales, como partícipes del mercado eléctrico del norte grande, se encuentran expuestas 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 junio de 2011 de la Norma de Emisiones para Termoeléctricas, que contempla fuertes exigencias en los límites de emisión de material particulado y gases producto de la generación con combustibles sólidos y líquidos. Esto ha llevado a la Sociedad a implementar un nuevo sistema de reducción de emisiones de material particulado que presenta una mayor eficiencia que el existente. Hoy, todas las unidades carboneras de Tocopilla (U12-13-14 y 15) más las unidades CTM1-2 en Mejillones, tienen implementado un sistema de filtros de mangas, que permiten cumplir con la normativa y no tener unidades con restricciones.

Las unidades CTA y CTH gracias a su proceso de lecho fluidizado cuentan adicionalmente con sistemas de precipitadores electrostáticos, lo que les permite el cumplimiento de los límites máximos para material particulado.

Respecto de las unidades a gas (U16 y CTM3) no se aplica la norma de material particulado. Adicionalmente, se están estudiando alternativas para las unidades en operación discontinua (U10, U11 y Turbogas de Tocopilla).

Finalmente, en diciembre de 2012 entraron en funcionamiento los tribunales medioambientales y con ellos la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA). Esta nueva autoridad ambiental ha desarrollado en los primeros meses una fiscalización muy intensa de los proyectos que se han evaluado ambientalmente y el principal riesgo es que determinen incumplimientos a las Resoluciones de Calificación Ambiental. Las sanciones por incumplimiento van desde posibles amonestaciones por escrito, pasando por multas y hasta la revocación temporal o definitiva del respectivo permiso ambiental.

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 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 prepagado 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 e instituciones financieras con un alto rating y 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, 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 de tasas de interés (Interest Rate Swaps o 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 notional acordado. Con esta estrategia, el grupo cambia de manera sintética la deuda de tasa variable a fija.

Al 31 de diciembre de 2013, luego de tomar en cuenta el efecto de los swaps de tasas de interés, el 80,95% de la deuda financiera del grupo se encuentra denominado a tasa fija.

Posición neta:

	31-12-2013	31-12-2012
Tasa de interes fijo	81,73%	80,95%
Tasa de interés variable	18,27%	19,05%
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 denominados en UTM..

Con el fin de disminuir la exposición a la volatilidad del tipo de cambio, el grupo definió en la Política de Inversiones de Excedentes de caja 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 en lo posible 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 sobre 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.

Por ello 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 2013 y 2012, 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 clientes, 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 o internacional mayor o igual a A. 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 a su desempeño, considerando los precios internacionales de los minerales y otros factores relevantes; 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 califica 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 financieras 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 bianual, y pueden ser actualizados durante el año según se requiera. 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 ha 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.

Con fecha 11 de diciembre de 2013, la agencia de clasificación de riesgo Standard & Poors elevó la clasificación a BBB; se mantiene la calificación con grado de inversión en BBB- por Fitch Ratings, ambos con perspectivas estables.

NOTA 32

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.

	31-12-2013 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 33

DERIVADOS Y OPERACIONES DE COBERTURA

El monto de los contratos valorizados al 31 de diciembre de 2013 asciende a MUS\$ 11.403 y se presentan en el Pasivo No Corriente, en el rubro Préstamos que Devengan Intereses No Corrientes. Las coberturas corresponden a flujos de efectivo.

	31-12-2013			31-12-2012		
	N° Contratos	Pasivo		N° Contratos	Pasivo	
		Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$		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	11.403	6	0	35.815
TOTAL	6	0	11.403	6	0	35.815

Descripción de los contratos						
Sociedad	Tipo de derivado	Tipo de contrato	Valor del contrato MUS\$	Plazo de vencimiento	Item Específico	Posición
Central Térmica Andina S.A.	S	CCTE	39.375	15-06-2025	Tasa de interés	C
Central Térmica Andina S.A.	S	CCTE	39.375	15-06-2025	Tasa de interés	C
Central Térmica Andina S.A.	S	CCTE	45.000	15-06-2025	Tasa de interés	C
Central Térmica Andina S.A.	S	CCTE	45.000	15-06-2025	Tasa de interés	C
Central Térmica Andina S.A.	S	CCTE	37.500	15-06-2025	Tasa de interés	C
Central Térmica Andina S.A.	S	CCTE	30.000	15-06-2025	Tasa de interés	C
Totales						

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.

EFFECTIVIDAD 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.

Partida o transacción		Valor partida protegida MUS\$	Cuenta Contable que afecta Año 2013				Año 2012
			Activo/(Pasivo)		Efecto en resultado		
Nombre	Monto MUS\$		Nombre	Monto MUS\$	Realizado MUS\$	No Realizado MUS\$	
Obligaciones con Banco	38.993	38.993	Swap	(1.504)	0	0	(5.503)
Obligaciones con Banco	38.993	38.993	Swap	(1.476)	0	0	(5.472)
Obligaciones con Banco	44.564	44.564	Swap	(2.377)	0	0	(7.063)
Obligaciones con Banco	44.564	44.564	Swap	(2.377)	0	0	(7.063)
Obligaciones con Banco	37.136	37.136	Swap	(2.067)	0	0	(5.986)
Obligaciones con Banco	29.709	29.709	Swap	(1.602)	0	0	(4.728)
				(11.403)	0	0	(35.815)

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.

EFFECTIVIDAD 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.

INEFFECTIVIDAD DE LA COBERTURA

La ineffectividad 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.

NOTA 34
CAMBIO DE POLITICAS CONTABLES

Como resultado de la adopción de la IFRS 10 y la evaluación del control realizado en Inversiones Hornitos S.A., la Sociedad consolidó en un 100% en las cuentas anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2012, y estos cambios se exponen en cuadros adjuntos.

Estado de Situación Financiera Consolidados Clasificado	Norma anterior 01-01-2012 MUS\$	Efecto cambio de norma 01-01-2012 MUS\$	Total 01-01-2012 MUS\$
Activos			
Activos Corriente	633.443	(17.435)	616.008
Activos No Corriente	2.177.571	184.617	2.362.188
Total Activos	2.811.014	167.182	2.978.196
Pasivos			
Pasivos Corriente	260.211	45.417	305.628
Pasivos No Corriente	873.048	9.670	882.718
Total Pasivos	1.133.259	55.087	1.188.346
Patrimonio			
Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora	1.677.755	0	1.677.755
Participaciones No Controladoras	0	112.095	112.095
Total Patrimonio Neto	1.677.755	112.095	1.789.850
Total Patrimonio y Pasivos	2.811.014	167.182	2.978.196

Estados de Resultados Consolidados por Función	Norma anterior 31-12-2012 MUS\$
Ingresos Ordinarios, Total	1.130.156
Costo de Venta	(976.575)
Ganancia Bruta	153.581
Otros Ingresos de Operación, Total	21.683
Gastos de Administración	(50.724)
Ingresos Financieros	2.397
Costos Financieros	(44.406)
Diferencia de Cambio	9.177
Ganancia (Pérdida) antes de Impuesto	91.708
Gasto (ingreso) por Impuesto a las Ganancias	(35.530)
Ganancia (Pérdida) de Actividades Continuas después de Impuesto	56.178
Resultado Atribuible al Controlador y No Controlador	
Ganancia (Pérdida) Atribuible al Controlador	56.178
Ganancia (Pérdida) Atribuible al No Controlador	0
Ganancia (Pérdida)	56.178

	Norma anterior 31-12-2012 MUS\$	Efecto cambio de norma 31-12-2012 MUS\$	Total 31-12-2012 MUS\$	Norma anterior 31-12-2013 MUS\$	Efecto cambio de norma 31-12-2013 MUS\$	Total 31-12-2013 MUS\$
	621.668	16.453	638.121	632.348	27.035	659.383
	2.269.535	109.269	2.378.804	2.227.848	109.570	2.337.418
	2.891.203	125.722	3.016.925	2.860.196	136.605	2.996.801
	229.909	(1.313)	228.596	244.231	68	244.299
	976.118	11.793	987.911	932.601	12.678	945.279
	1.206.027	10.480	1.216.507	1.176.832	12.746	1.189.578
	1.685.176	0	1.685.176	1.683.358	0	1.683.358
	0	115.242	115.242	6	123.859	123.865
	1.685.176	115.242	1.800.418	1.683.364	123.859	1.807.223
	2.891.203	125.722	3.016.925	2.860.196	136.605	2.996.801
	Efecto cambio de norma 31-12-2012 MUS\$	Total 31-12-2012 MUS\$	Norma anterior 31-12-2013 MUS\$	Efecto cambio de norma 31-12-2013 MUS\$	Total 31-12-2013 MUS\$	
	54.888	1.185.044	1.139.673	67.410	1.207.083	
	(42.482)	(1.019.057)	(1.001.658)	(46.087)	(1.047.745)	
	12.406	165.987	138.015	21.323	159.338	
	659	22.342	23.207	(6.920)	16.287	
	(523)	(51.247)	(44.862)	(150)	(45.012)	
	204	2.601	2.603	66	2.669	
	(7.042)	(51.448)	(63.260)	(3.100)	(66.360)	
	273	9.450	(1.328)	(824)	(2.152)	
	5.977	97.685	54.375	10.395	64.770	
	(2.831)	(38.361)	(14.785)	(1.778)	(16.563)	
	3.146	59.324	39.590	8.617	48.207	
	0	56.178	39.584	0	39.584	
	3.146	3.146	6	8.617	8.623	
	3.146	59.324	39.590	8.617	48.207	

NOTA 35
HONORARIOS AL AUDITOR

Honorarios	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$
Honorarios del auditor por servicios de auditoría	462	486
Honorarios del auditor por servicios fiscales	0	0
Honorarios del auditor por otros servicios	52	0
Total	514	486

Incluye los servicios contratados por E.CL S.A. y sus filiales, por lo tanto corresponden a auditores externos contratados en Chile y en el extranjero.

Resumen	31-12-2013 MUS\$	31-12-2012 MUS\$
Sociedad Matriz	244	268
Filiales Chilenas	243	193
Filial Extranjera	27	25
Total	514	486

14

ANÁLISIS

RAZONADO

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013

La siguiente sección tiene por objeto analizar y explicar las principales variaciones ocurridas en los Estados Financieros Consolidados de E.CL S.A. del año 2013. A continuación se presenta un resumen de la información contenida en dichos Estados.

La Sociedad, a contar del 1° de enero de 2004, inició su contabilidad en dólares estadounidenses.

E.CL participa en la generación, transmisión y suministro de electricidad y en el 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 2013, E.CL mantenía un 46% de la capacidad de generación instalada del SING. E.CL provee electricidad directa y primordialmente a grandes clientes mineros e industriales y también cubre las necesidades de suministro de electricidad de EMEL, el único grupo de distribución eléctrica en el SING. Actualmente, E.CL pertenece en un 52,77% a GDF Suez. El 47,23% restante de las acciones de E.CL se transa públicamente en la Bolsa de Comercio de Santiago. Para mayor información, por favor diríjase a www.e-cl.cl.

E.CL REPORTÓ UNA UTILIDAD NETA DE US\$17 MILLONES EN EL CUARTO TRIMESTRE Y DE US\$39,6 MILLONES EN EL AÑO

EL EBITDA ALCANZÓ US\$60,4 MILLONES EN EL TRIMESTRE Y US\$251,5 MILLONES EN EL AÑO. LOS INGRESOS POR ENERGÍA Y POTENCIA DE LA COMPAÑÍA DISMINUYERON LEVEMENTE DEBIDO AL MENOR PRECIO MONOMICO PROMEDIO, EL QUE CONTRARRESTÓ UN AUMENTO EN LAS VENTAS FÍSICAS DE ENERGÍA. EL AÑO 2013 FUE AFECTADO POR LA MENOR DISPONIBILIDAD DE GAS EN EL SISTEMA ASI COMO POR MANTENCIONES DE CENTRALES, TANTO DE E.CL COMO DE OTROS OPERADORES ESPECIALMENTE EN EL SEGUNDO Y EL CUARTO TRIMESTRE. ESTO SE TRADUJO EN MAYORES NIVELES DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON COMBUSTIBLES MÁS CAROS, COMO EL PETRÓLEO, Y UN AUMENTO DE PAGOS POR SOBRECOSTOS DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA.

- **Los ingresos operacionales** totales del cuarto trimestre aumentaron 3% en comparación al mismo trimestre del año anterior, alcanzando US\$311,8 millones; en tanto los ingresos del año aumentaron un 2% con respecto a 2012, debido fundamentalmente a mayores ventas físicas de energía y de combustibles.
- **El EBITDA** del cuarto trimestre alcanzó US\$60,4 millones, equivalente a un aumento de 51% respecto al mismo trimestre del año anterior. En términos acumulados a diciembre, hubo una disminución de un 1%.
- **El resultado neto** del cuarto trimestre fue una utilidad de US\$17 millones, equivalente a un aumento de 35% con respecto al mismo trimestre del año anterior. En el año 2013, la utilidad neta disminuyó un 30% debido a menores resultados por diferencias de cambio y mayores egresos no operacionales.

Resumen de resultados (En millones de US\$)	4T12	4T13	Var %	12M12	12M13	Var %
Total ingresos operacionales	303,9	311,8	3%	1.185,0	1.207,1	2%
Ganancia operacional	4,1	39,8	879%	111,0	118,0	6%
EBITDA	40,0	60,4	51%	254,7	251,5	-1%
Margen EBITDA	13,2%	19,4%	47%	21,5%	20,8%	-3%
Efectos no recurrentes	7,1	-	-	6,5	8,0	24%
EBITDA sin efectos recurrentes	32,9	60,4	83%	248,2	243,5	-2%
Total resultado no operacional	8,2	(17,1)	-309%	(13,4)	(53,3)	298%
Ganancia después de impuestos	12,3	18,3	49%	59,3	48,2	-19%
Ganancia atribuible a los controladores	12,6	17,0	35%	56,2	39,6	-30%
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	(0,2)	1,3	-661%	3,1	8,6	174%
Ganancia por acción	0,01	0,02	35%	0,05	0,04	-30%
Ventas de energía (GWh)	2.481	2.437	-2%	9.580	9.704	1%
Generación neta de energía (GWh)	2.136	2.285	7%	8.848	8.852	0%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	410	262	-36%	1.156	1.177	2%

HECHOS DESTACADOS

CUARTO TRIMESTRE DE 2013

- S&P eleva clasificación de riesgo de E.CL a BBB: Con fecha 11 de diciembre la Agencia de Calificación de Riesgo Standard & Poor's elevó la clasificación de E.CL desde 'BBB-' a 'BBB', destacando que la empresa eléctrica tiene una relevancia estratégica para su controladora GDF SUEZ en la visión de largo plazo del grupo. La agencia argumentó que E.CL representa un negocio rentable con un perfil de riesgo de negocio "satisfactorio".
- Interconexión Eléctrica: La Cámara de Diputados aprobó el proyecto de ley que busca facultar al Estado, a través de la Comisión Nacional de Energía, a impulsar la interconexión entre el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande

(SING). La iniciativa autoriza al gobierno a realizar una licitación para construir una línea de conexión entre ambos sistemas eléctricos. El proyecto contempla la construcción de una línea de transmisión de 610 kilómetros de largo, con una capacidad de 1500 MW, con una inversión que alcanzaría los US\$700 millones.

- Línea de transmisión SING - SIC: El Directorio de E.CL acordó el viernes 20 de diciembre ejercer la opción que le concediera Suez Energy Andino S.A. para adquirir el proyecto que consiste en la construcción de una línea de transmisión de doble circuito de 500 kV, de una extensión aproximada de 580 kilómetros, que interconectaría Mejillones con Copiapó, en el norte del SIC. El precio al cual E.CL adquirirá el proyecto se estima preliminarmente que alcanzará un valor aproximado de US\$ 12 millones.
- Subestación Eléctrica Rica Aventura: E.CL sometió a consideración del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de la Región de Antofagasta, la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) del Proyecto “Subestación Eléctrica Rica Aventura”. Éste consiste en la construcción de una S/E de un nivel de tensión de 220 kV, que se desarrollará en un terreno adyacente a la Subestación Crucero de la compañía en la localidad de María Elena, provincia de Tocopilla y demandará una inversión de US\$ 86 millones. El objetivo del proyecto es contribuir a dar seguridad en el abastecimiento y distribución eléctrica del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), debido al aumento progresivo tanto en la oferta de generación solar fotovoltaica, como en la demanda del sector energético.
- Gasoducto Nor Andino Argentina (GNAA): Durante el año 2013 se ejecutó un profundo plan de reducción de costos en GNAA, que incluyó la revisión y adecuación de todos los procesos principales, la renegociación de los mayores contratos de transporte y de operación y mantenimiento, además del cierre o venta de instalaciones y reducción de personal. Esto permitirá un ahorro de aproximadamente US\$1 millón mensual a partir de mayo de 2014. Sin embargo, como resultado del test de deterioro de activos, se determinó un menor valor para GNAA con un impacto de US\$10 millones en la utilidad consolidada después de impuestos.
- Venta de Distrinor: Con fecha 31 de diciembre E.CL logró un acuerdo con Solgas S.A. para la venta de la sociedad filial Distrinor S.A., dedicada al giro de venta y distribución de gas natural a clientes industriales del Norte Grande. Esta operación obedece a la decisión tomada por la compañía en relación a concentrar sus esfuerzos y capacidad financiera para seguir desarrollando su negocio eléctrico y, en particular, llevar a cabo, por sí sola o en conjunto con otros inversionistas, el proyecto de construcción de una línea de transmisión que permitirá transmitir energía entre Mejillones, en el SING, y Copiapó, en el norte del SIC.

PRIMEROS NUEVE MESES DEL AÑO

- Terminal Use Agreement: Con fecha 3 de septiembre E.CL suscribió un contrato denominado “Terminal Use Agreement” (“TUA”) con su sociedad relacionada Sociedad GNL Mejillones S.A. en virtud del cual ésta se obliga a prestar a la Sociedad, en su terminal receptor de gas natural licuado, los servicios de recepción, almacenamiento, regasificación y entrega de gas natural licuado, por un volumen contractual de 14.500.000 MMBtu el año 2013, 17.400.000 MMBtu el año 2014 y 14.500.000 MMBtu para cada uno de los años 2015 a 2026.
- ERNC: El 3 de septiembre el Congreso aprobó el Proyecto de Ley que incentiva la ampliación de la matriz energética con energías renovables no convencionales (“ERNC”). Se acordó una cuota de 20% al año 2025 para los contratos firmados después de julio de 2013.
- Pampa Camarones: E.CL ingresó a evaluación en el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) correspondiente al proyecto denominado “Planta Solar Fotovoltaica Pampa Camarones”. La iniciativa, según consta en la DIA, tendrá un valor total de US\$620 millones y consiste en la instalación de una planta solar fotovoltaica de hasta 300 MW de potencia nominal, energía que será inyectada en etapas sucesivas al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).
- E.CL inaugura su primera planta fotovoltaica conectada directamente al SING: En julio de 2013, E.CL inauguró su proyecto solar El Águila I, ubicado a 57 kilómetros de la ciudad de Arica. Tiene 2 MW de potencia instalada, equivalente al 5% de la potencia requerida por la ciudad de Arica o al abastecimiento necesario para 2.300 familias, y contempló una inversión cercana a los US\$7 millones.
- Junta de accionistas: La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 23 de abril de 2013, acordó un pago de dividendo con cargo a las utilidades del ejercicio 2012 de US\$0,0533351281 por acción, o un total de US\$56.178.411,82, equivalente al 100% de la utilidad neta del año 2012. Asimismo se procedió a la elección de un nuevo Directorio.
- Demanda en juicio arbitral interpuesta por la Corporación Nacional del Cobre de Chile - Codelco: Con fecha 26 de marzo de 2013, el Directorio de E.CL tomó conocimiento de dicha demanda en contra de E.CL S.A. en relación con el contrato de suministro eléctrico

suscrito con fecha 6 de noviembre de 2009. La demandante solicita al tribunal arbitral que declare supuestos incumplimientos de E.CL S.A. relativos al cálculo de tarifas de suministro eléctrico en el período comprendido entre el 1° de enero de 2010 y el 30 de septiembre de 2012 y que, con motivo de ello, se ordene a la Sociedad reliquidar los cobros efectuados en el referido período por la cantidad total de US\$42,8 millones más reajustes e intereses. A esta fecha, el proceso arbitral continúa su curso, sin que haya una fecha cercana para su resolución. La Sociedad estima que la demanda carece de todo fundamento, por lo cual debiera ser rechazada.

- **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 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.

HECHOS POSTERIORES

- El Directorio de la Sociedad, en su sesión celebrada con fecha 28 de enero de 2014, acordó aceptar la renuncia a los cargos de director y Presidente presentada don Jan Flachet, quien pasó a asumir otras funciones dentro del Grupo GDF Suez, y designó como Presidente del Directorio y de la Sociedad al director don Juan Clavería Aliste.

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 2013, el costo marginal promedio alcanzó los US\$78,3/MWh, levemente superior a los US\$76,6/MWh del primer trimestre del año anterior, debido a la indisponibilidad de CTA y CTH en enero. El costo marginal del 1T13 fue inferior a los US\$78,4/MWh del cuarto trimestre de 2012, que reflejó una mayor demanda y una menor disponibilidad del parque generador eficiente, en parte debido a la parada de CTH.

En el segundo trimestre, el costo marginal promedio alcanzó los US\$76,9/MWh. En dicho trimestre, debido a fallas y mantenciones de centrales carboneras y a la salida del Terminal de GNL entre el 1 y el 28 de junio por labores de conexión de su estanque en tierra, se debió recurrir a combustibles de mayor costo especialmente diesel. Esto provocó un cambio en la mezcla de combustibles utilizada en la generación de electricidad en el sistema en el trimestre, disminuyendo el peso relativo de la generación a gas.

En el tercer trimestre, el costo marginal promedio alcanzó los US\$74,4/MWh. Cabe destacar que en ese trimestre, E.CL presentó una buena disponibilidad de sus centrales; la generación a carbón y gas aumentaron desplazando a combustibles de mayor costo especialmente diésel.

En el cuarto trimestre, el costo marginal promedio subió a US\$89,1/MWh. En este trimestre, E.CL y el parque generador del SING en general presentaron un mayor número de mantenciones, en parte asociadas a las instalaciones y pruebas de sistemas de abatimiento de emisiones de material particulado y gases. Debido a esto la generación a diésel aumentó, desplazando a combustibles de menor costo. En el mes de octubre, el costo marginal promedio fue de US\$90/MWh, lo que representó un aumento de 30% respecto al mismo mes del año anterior y de 39,7% respecto al mes anterior. En tanto, en el mes de noviembre, el costo marginal promedió los US\$87,6/MWh, lo que representó un aumento de 7,7% respecto al mismo mes del año anterior y una disminución de 2,7% respecto al mes anterior. Finalmente, en el mes de diciembre, el costo marginal fue de US\$89,7/MWh, lo que representó un aumento de 5,8% respecto al mismo mes del año anterior y de 2,4% respecto al mes anterior.

El costo marginal promedio del año fue de US\$79,6/MWh, lo que representó una disminución de 7,7% respecto al año anterior en que el costo marginal promedió los US\$86,2/MWh.

Cabe notar, sin embargo, que los costos marginales no consideran los sobrecostos de operación del sistema según lo establecido en la Resolución Ministerial 39 y el Decreto Supremo 130. Estos sobrecostos se refieren a costos de la operación, por sobre los costos determinados según el despacho económico de las centrales, por razones tales como mayor seguridad global del servicio, pruebas, limitaciones de transmisión y costos por operación de centrales a su mínimo técnico. Este último tipo de sobrecostos por operaciones de centrales a su mínimo técnico se rigen por el DS130 desde el 1 de enero de 2013. Los sobrecostos incurridos por generadoras operando en dicha condición se suman y el total del sistema se prorratea entre los generadores en función de sus retiros. De esta forma cada generador debe pagar o recibir, según sea el caso, la diferencia entre su prorrata y el sobrecosto efectivamente incurrido por dicho generador. Por lo tanto, aquellos generadores que incurren en sobrecostos de operación son remunerados por los generadores con mayores retiros y estos últimos pueden traspasar parte de este sobrecosto a las tarifas finales según las condiciones contractuales pactadas con los clientes. Los sobrecostos totales del sistema ascendieron a US\$34,8 millones, US\$54,5 millones, US\$36,7 millones y US\$48,8 millones en el primer, segundo, tercer y cuarto trimestre de 2013, 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)								
Tipo de Combustible	1T 2013		2T 2013		3T 2013		4T 2013	
	GWh	% of total						
Hidro	21	0%	18	0%	19	0%	20	0%
Carbón	3.497	82%	3.452	82%	3.619	84%	3.533	80%
Gas Argentino (AES Gener)	-	-	-	-	-	-	-	-
GNL	451	11%	323	8%	408	9%	427	10%
Diesel / Petróleo pesado	251	6%	400	9%	248	6%	425	10%
Solar / cogeneración	28	1%	27	1%	38	1%	33	1%
Total generación bruta SING	4.248	100%	4.220	100%	4.331	100%	4.439	100%

Fuente: CDEC-SING

Es importante destacar que la generación a partir de GNL disminuyó considerablemente durante el año 2013 por la menor cantidad de gas disponible en el sistema, debido al término del contrato de suministro con las compañías mineras pertenecientes al grupo denominado G4 a fines de septiembre de 2012.

La generación por empresa en el SING ha sido la siguiente:

Generación por Empresa (en GWh)								
Empresa	1T 2013		2T 2013		3T 2013		4T 2013	
	GWh	% del total						
AES Gener	-	-	-	-	-	-	-	-
Norgener / Angamos	1.524	36%	1.327	31%	1.306	30%	1.558	35%
Celta	265	6%	243	6%	292	7%	119	3%
GasAtacama	156	4%	284	7%	164	4%	328	7%
E.CL (con CTH al 100%)	2.260	53%	2.322	55%	2.515	58%	2.384	54%
Otros	42	1%	44	1%	54	1%	51	1%
Total generación bruta SING	4.248	100%	4.220	100%	4.331	100%	4.439	100%

Fuente: CDEC-SING

Durante el cuarto trimestre de 2013 se observó una disminución en la generación de electricidad de E.CL, la que continuó liderando la generación en el sistema con un 54% de participación. En este trimestre, tanto la Compañía como el sistema en general tuvieron centrales temporalmente fuera de servicio con mantenencias programadas y para la instalación de sistemas de reducción de emisiones. Las mantenencias de centrales a carbón, incluyendo la central CTM2 de E.CL, Norgener de AES Gener y Celta de Endesa, hicieron que aumentara la participación de Gas Atacama operando sus ciclos combinados con petróleo diésel.

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 auditados para los periodos anuales finalizados al 31 de Diciembre de 2013 y de 2012, 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).

Para permitir una mejor comparación se considera CTH consolidado al 100% en todos los trimestres analizados.

RESULTADOS DE LAS OPERACIONES

Cuarto trimestre de 2013 comparado con el tercer trimestre de 2013 y cuarto trimestre de 2012

Ingresos operacionales

Información Trimestral (En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)								
Ingresos de la operación	4T 2012		3T 2013		4T 2013		% Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A.
Ventas a clientes no regulados	229,6	85%	214,1	82%	214,1	81%	0%	-7%
Ventas a clientes regulados	39,1	14%	43,3	16%	46,2	17%	7%	18%
Ventas al mercado spot	3,0	1%	4,2	2%	4,2	2%	1%	41%
Total ingresos por venta de energía y potencia	271,7	89%	261,6	87%	264,5	85%	1%	-3%
Ventas por distribución de gas	0,4	0%	1,0	0%	(0,4)	0%	-143%	-207%
Otros ingresos operacionales	31,8	10%	40,3	13%	47,8	15%	19%	50%
Total ingresos operacionales	303,9	100%	302,9	100%	311,8	100%	3%	3%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados ⁽¹⁾	1.997	81%	1.933	78%	1.914	79%	-1%	-4%
Ventas de energía a clientes regulados	442	18%	459	19%	465	19%	1%	5%
Ventas de energía al mercado spot	42	2%	70	3%	58	2%	-17%	40%
Total ventas de energía	2.481	100%	2.462	100%	2.437	100%	-1%	-2%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh) ⁽²⁾	114,1		109,0		110,7		2%	-3%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados (U.S.\$/MWh) ⁽³⁾	88,3		94,3		99,3		5%	12%

(1) Incluye 100% de las ventas de CTH.

(2) Calculado como el cociente 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 cociente entre ingresos totales por ventas de energía y potencia regulados y ventas de energía regulados en términos físicos.

Los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$264,5 millones, levemente superiores al trimestre anterior debido a mayores tarifas. En tanto, la disminución de 3% en las ventas de energía con respecto al mismo trimestre del año anterior se explica por menores tarifas promedio realizadas y un menor volumen de ventas de energía.

Las ventas a clientes libres llegaron a los US\$214,1 millones, manteniéndose al mismo nivel del trimestre anterior, con un menor volumen de ventas asociado al término del contrato con Mantos Blancos por 40 MW, que venció a fines de septiembre, y la menor demanda de Chuquicamata por huelgas laborales. En comparación con igual período del año anterior, las ventas a clientes libres disminuyeron, tanto por menores tarifas como por menores ventas físicas.

Las ventas a distribuidoras, por su parte, llegaron a los US\$46,2 millones, mostrando un aumento respecto al trimestre anterior, asociado a una mayor demanda y a una tarifa monómica promedio más alta. Cabe recordar que la tarifa aumentó en aproximadamente US\$5/MWh a partir de noviembre debido a la revisión tarifaria semestral pactada por contrato.

En términos físicos, las ventas al mercado spot mostraron una disminución en comparación con el trimestre anterior; 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. En el cuarto trimestre E.CL registró compras netas cercanas a los 204 GWh, superiores a las compras netas del tercer trimestre que fueron de 142 GWh asociadas principalmente al mayor número de mantenciones de también mayor duración. 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, entre otros, peajes de transmisión, servicios portuarios, servicios de mantención de líneas de transmisión para terceros y ventas de gas y otros combustibles, las cuales registraron un aumento respecto a periodos anteriores.

Costos operacionales

Costos de la operación	Información Trimestral (En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)							
	4T 2012		3T 2013		4T 2013		% Variación	
	Monto	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
Combustibles	(118,0)	42%	(112,8)	41%	(108,1)	41%	-4%	-8%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes	(58,0)	21%	(30,4)	18%	(42,9)	16%	41%	-26%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(35,7)	13%	(40,4)	13%	(20,0)	8%	-50%	-44%
Otros costos directos de la operación	(67,2)	24%	(76,1)	28%	(91,7)	35%	21%	37%
Total costos directos de ventas	(278,7)	93%	(259,7)	96%	(262,8)	97%	1%	-6%
Gastos de administración y ventas	(12,3)	4%	(11,1)	4%	(11,1)	4%	0%	-10%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas	(0,2)	0%	(0,3)	0%	(0,6)	0%	99%	136%
Otros ingresos/costos de la operación	(6,3)	2%	0,6	0%	2,4	-1%	294%	-138%
Total costos de la operación	(299,8)	100%	(270,4)	100%	(272,1)	100%	1%	-9%

Estadísticas físicas (en GWh)

Generación bruta de electricidad

Carbón	1.795	78%	2.021	81%	1.859	78%	-8%	4%
Gas	434	19%	408	14%	424	18%	4%	-2%
Petróleo diesel y petróleo pesado	58	3%	75	5%	88	4%	19%	53%
Hidro	11	0%	11	0%	13	1%	13%	12%
Total generación bruta	2.298	100%	2.515	100%	2.384	100%	-5%	4%
Menos Consumos propios	(162)	-7%	(197)	-6%	(99)	-4%	-50%	-39%
Total generación neta	2.136	85%	2.318	87%	2.285	90%	-1%	7%
Compras de energía en el mercado spot	410	16%	212	13%	262	10%	24%	-36%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión	2.510	100%	2.530	100%	2.547	100%	31%	1%

La generación bruta de electricidad disminuyó en un 5% en comparación con el tercer trimestre de este año. En este trimestre hubo una menor disponibilidad de centrales a carbón por mejoras ambientales y trabajos de mantenimiento, especialmente debido a la mantención mayor de la central CTM2. Lo anterior hizo que la generación a carbón disminuyera en un 8% respecto al tercer trimestre. La generación con gas registró un aumento debido a que el terminal de GNL Mejillones, luego de la paralización de junio para los trabajos de conexión de su nuevo estanque en tierra, se encuentra operando normalmente. Debido a la menor disponibilidad de plantas de generación a carbón y al aumento de la demanda que se registra a fin de año, la generación con petróleo aumentó su participación en el cuarto trimestre. La generación aumentó con respecto al mismo trimestre del año anterior en que la generación de E.CL se vio afectada por mantenimientos programados, faenas asociadas al plan de reducción de emisiones y la falla de CTH a partir del 20 de septiembre de 2012 que la tuvo fuera de servicio por más de 90 días.

Los precios del petróleo (WTI) registraron un valor promedio de US\$97,50/bl durante el 4T13. Esto representó una caída trimestral de 7,9% desde US\$105,85/bl en el 3T13 y un aumento de 10,8% anual desde US\$87,97/bl en el 4T12. En tanto, el precio del carbón experimentó un aumento de 1,73% respecto al último trimestre. El costo del gas se encuentra indexado a Henry Hub a partir del cuarto trimestre del año anterior cuando se dio inicio al contrato de suministro a largo plazo de GNL. Los costos totales de combustibles disminuyeron en un 4% en el cuarto trimestre con respecto al trimestre inmediatamente anterior por el menor nivel de generación.

Las compras físicas en el mercado spot aumentaron un 24% en comparación con el tercer trimestre de este año debido a la menor disponibilidad de centrales eficientes en el último trimestre. En términos monetarios, las compras de energía y potencia aumentaron un 41% en comparación con el tercer trimestre debido a la mayor compra física, los mayores costos marginales y el mayor nivel de sobrecostos de generación en el sistema.

La depreciación disminuyó en comparación con los periodos anteriores debido a que se realizó un cambio en la determinación de las vidas útiles de las unidades carboneras de acuerdo a un informe técnico, dejándolas en el estándar de 40 años y de 45 años para las unidades más antiguas, U12 y U13. Esto se vio compensado en parte por la depreciación de las mejoras ambientales efectuadas a todas nuestras centrales de generación a carbón.

Los otros costos directos de la operación incluyen, entre otros, peajes de transmisión, costos de operación y mantenciones y costos de ventas de combustibles. En el cuarto trimestre estos costos aumentaron debido, entre otros, a mayores gastos de personal y servicios de terceros asociados a las mantenciones y mayores costos por ventas de combustibles.

Los gastos de administración y ventas se mantuvieron al mismo nivel del periodo anterior.

Margen Eléctrico

	2012					2013				
	1T12	2T12	3T12	4T12	12M12	1T13	2T13	3T13	4T13	12M13
Margen Eléctrico										
Total ingresos por ventas de energía y potencia	288,4	276,2	255,0	271,7	1.091,3	266,5	266,1	261,6	264,5	1.058,6
Costo de combustible	(108,7)	(155,6)	(105,2)	(118,0)	(487,6)	(113,5)	(114,5)	(112,8)	(108,1)	(448,9)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot	(39,5)	(15,6)	(31,7)	(58,0)	(144,8)	(35,9)	(51,5)	(30,4)	(42,9)	(160,7)
Utilidad bruta del negocio de generación	140,1	104,9	118,1	95,8	458,9	117,1	100,1	118,4	113,4	449,1
Margen eléctrico	49%	38%	46%	35%	42%	44%	38%	45%	43%	42%

El margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró una caída en el cuarto trimestre en comparación con el trimestre anterior y una significativa recuperación con respecto al último trimestre del año anterior. Por una parte, los ingresos por ventas de energía y potencia así como el costo de combustibles mostraron mejoras. Por la otra, hubo mayores costos por compras de energía en el mercado spot y mayores sobrecostos de operación del sistema, asociados a la menor disponibilidad de centrales durante el cuarto trimestre de 2013. En este periodo estuvieron en mantención CTM2, la que estuvo fuera de servicio por 74 días -a partir del 9 de noviembre de 2013-, y también CTM3, CTA y CTH para mantenciones más cortas. En el cuarto trimestre la partida de costo de compras de energía y potencia aumentó en US\$12,5 millones, no solo debido a las mayores compras físicas en el mercado spot y los mayores costos marginales, sino también debido a mayores pagos compensatorios que E.CL y sus filiales debieron asumir por sobrecostos de generación en el sistema, los que llegaron a US\$18,2 millones considerablemente superiores a los US\$10,04 millones del trimestre anterior. En resumen, mientras los ingresos por MWh vendidos aumentaron un 1,1%, los costos directos de operación por MWh vendido cayeron un 4,1%; sin embargo, los costos por compras de energía en el mercado spot y la prorrata de sobrecostos aumentaron 41%, explicando la caída de la utilidad bruta del negocio de generación de electricidad en el trimestre en comparación con el trimestre anterior.

En el año 2013 los ingresos por venta de energía y potencia disminuyeron en US\$32,6 millones debido fundamentalmente a la disminución de tarifas que refleja la utilización de una mezcla de combustibles de menor costo, tal como se muestra en la caída de US\$38,6 millones en los costos de combustibles. Sin embargo, la menor disponibilidad de gas en el sistema en general, la parada de CTA y CTH en enero, la mayor concentración de mantenciones de unidades carboneras en abril y mayo, la paralización de actividades del terminal de GNL durante junio, y la mayor cantidad

y tiempo de mantenimiento de unidades carboneras en el último trimestre derivaron en mayores compras de energía al mercado spot, tanto en términos físicos como en precio, y en mayores sobrecostos en el año. Esto se tradujo en una disminución de US\$9,8 millones en la utilidad bruta del negocio de generación. En términos porcentuales, el margen eléctrico fue de un 42%, manteniéndose en el mismo nivel del año anterior

Resultado operacional

	4T 2012		3T 2013		4T 2013		% Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Trim. c/T	Año c/A
EBITDA								
Total ingresos de la operación	303,9	100%	302,9	100%	311,8	100%	3%	3%
Total costo de ventas	(278,7)	-92%	(259,7)	-86%	(262,8)	-84%	1%	-6%
Ganancia bruta	25,2	8%	43,2	14%	49,0	16%	13%	95%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(21,1)	-7%	(10,8)	-4%	(9,3)	-3%	-14%	-56%
Ganancia Operacional	4,1	1%	32,5	11%	39,8	13%	n.a.	879%
Depreciación y amortización	35,9	12%	40,7	13%	20,6	7%	-49%	-43%
Provisiones / (reversos) de incobrables	-	-	-	-	-	-	n.a.	n.a.
EBITDA	40,0	13%	73,2	24%	60,4	19%	-17%	51%

Debido a lo explicado en los párrafos anteriores, fundamentalmente por mayores costos de compra de energía en el mercado spot, mayores sobrecostos y mayores costos de mantenencias y reparaciones, el EBITDA disminuyó en comparación con el tercer trimestre de 2013 y aumentó con respecto al tercer trimestre de 2012 el que fue afectado negativamente por la parada de CTH. El margen EBITDA fue de un 19% en el cuarto trimestre del año 2013, inferior al 24% del tercer trimestre y superior al 13% del mismo periodo del año anterior.

Cabe notar que a partir de 2013, CTH se encuentra consolidada al 100%, mientras anteriormente lo era en un 60%, en proporción a la participación de E.CL en su propiedad. Para efectos comparativos, hemos ajustado los resultados del cuarto trimestre de 2012 como si CTH se hubiera consolidado al 100%.

Resultados financieros

	4T 2012		3T 2013		4T 2013		% Variación	
	Monto	Ingresos	Monto	Ingresos	Monto	Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
Resultados no operacionales								
Ingresos financieros	0,7	0%	0,4	0%	0,3	0%	-24%	-57%
Gastos financieros	(11,7)	-4%	(11,8)	-4%	(11,6)	-4%	-2%	0%
Diferencia de cambio	(2,0)	-1%	2,7	1%	(0,6)	0%	-123%	-69%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos	21,2	7%	(0,8)	0%	(5,1)	-2%	551%	-124%
Total resultado no operacional	8,2	3%	(9,6)	-3%	(17,1)	-6%	78%	-309%
Ganancia antes de impuesto	12,2	4%	22,9	8%	22,7	7%	-1%	85%
Impuesto a las ganancias	0,1	0%	(5,7)	-2%	(4,4)	-1%	n.a.	-5480%
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto	12,3	4%	17,2	6%	18,3	6%	6%	49%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	12,6	4%	14,5	5%	17,0	6%	17%	35%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	(0,2)	0%	2,8	1%	1,3	0%	n.a.	-661%
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO	12,6	4%	14,5	5%	17,0	6%	17%	35%
Ganancia por acción	0,012	0%	0,013	0%	0,016	0%	27%	35%

Los gastos financieros se mantuvieron en línea con respecto a los trimestres anteriores. La pérdida de cambio alcanzó US\$0,6 millones, la que contrasta con la utilidad de cambio de US\$2,7 millones en el trimestre anterior y pérdidas de US\$2,0 millones en el mismo trimestre del año anterior. La pérdida por diferencias de cambio se originó por el efecto de la depreciación del peso, sobre ciertos activos en pesos.

Los otros ingresos no operacionales se vieron afectados por el reconocimiento de una utilidad de US\$12,5 millones antes de impuestos en la venta de Distrinor y al reconocimiento de un menor valor de Gasoducto Norandino Argentina que significó reconocer una pérdida de US\$18 millones antes de impuestos.

Respecto al impuesto a la ganancia, en septiembre de 2012 se publicó la ley de Reforma Tributaria, por lo que ahora la tasa de cálculo del impuesto es de un 20%, superior a la tasa de 18,5% que se encontraba vigente hasta el tercer trimestre del año pasado.

El resultado después de impuesto fue una utilidad de US\$17 millones, superior a la ganancia del tercer trimestre y del cuarto trimestre del año anterior.

Año 2013 comparado con año 2012

Ingresos operacionales

Información a Diciembre 2013 (En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)						
Ingresos de la operación	12M 2012		12M 2013		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Ventas a clientes no regulados	887,8	81%	869,8	82%	(18,0)	-2%
Ventas a clientes regulados	166,4		173,8	16%	7,4	4%
Ventas al mercado spot	37,1	3%	15,0	1%	(22,0)	-59%
Total ingresos por venta de energía y potencia	1.091,3	92%	1.058,6	88%	(32,6)	-3%
Ventas por distribución de gas	2,7	0%	1,9	0%	(0,8)	-30%
Otros ingresos operacionales	91,1	8%	146,6	12%	55,4	61%
Total ingresos operacionales	1.185,0	100%	1.207,1	100%	22,0	2%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Ventas de energía a clientes no regulados	7.553	79%	7.643	79%	90	1%
Ventas de energía a clientes regulados	1.699	18%	1.822	19%	123	7%
Ventas de energía al mercado spot	329	3%	240	2%	(89)	-27%
Total ventas de energía	9.580	100%	9.704	100%	124	1%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh) ⁽²⁾	117,4		112,3		(5,1)	-4%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados (U.S.\$/MWh) ⁽³⁾	97,9		95,4		(2,5)	-3%

(1) Incluye 100% de las ventas de CTH.

(2) Calculado como el cociente 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 cociente entre ingresos totales por ventas de energía y potencia regulados y ventas de energía regulados en términos físicos.

Durante 2013 los ingresos totales de la operación aumentaron un 2% en comparación con el año 2012.

Las ventas a clientes regulados, llegaron a US\$173,8 millones un aumento de 4%; sin embargo, las ventas a clientes no regulados presentaron una disminución de 2%. Esto, unido a una menor venta al mercado spot, resultó en una disminución de 3% en los ingresos por venta de

energía y potencia con respecto a 2012. Esto se explica por la combinación de un aumento de 1% en las ventas físicas con una caída en las tarifas monómicas promedio.

El aumento en la venta física a clientes libres está fundamentalmente explicado por el contrato de El Tesoro que se inició en marzo de 2012 y una mayor demanda de Minera Esperanza y El Abra, lo que se vio contrarrestado en parte por el término del contrato con Mantos Blancos a fines de septiembre de 2013. Las tarifas monómicas promedio de clientes no regulados mostraron una caída de 4% con respecto al 2012 debido al mayor peso relativo asignado al carbón en los polinomios de indexación de tarifas de clientes libres.

La tarifa monómica promedio de clientes regulados mostró una caída de 3% con respecto al año anterior debido a las variaciones del índice Henry Hub aplicable en el cálculo de la tarifa base. Cabe recordar que la tarifa aumentó en aproximadamente US\$2/MWh a partir de mayo y US\$5/MWh aproximadamente a partir de noviembre debido a la revisión tarifaria semestral pactada por contrato; sin embargo, estos aumentos y los efectos del alza del tipo de cambio sobre los ingresos regulados no alcanzaron a igualar la tarifa promedio observada en 2012. En tanto, el incremento en las ventas físicas se explica por aumentos en la demanda característicos del negocio de clientes regulados.

Los otros ingresos operacionales consideran peajes de transmisión, servicios portuarios, servicios de mantenimiento de líneas de transmisión para terceros y ventas de gas y otros combustibles. En tanto, en el segundo trimestre de 2013 se incluyó un monto de US\$13 millones en compensaciones de seguros por lucro cesante asociado a la falla en la turbina de CTH ocurrida a fines de 2012. En el año 2012 se habían registrado indemnizaciones de seguro de US\$2,8 millones por las liquidaciones de siniestros en Central Tamaya y en una grúa del puerto de Tocopilla, además de un monto de US\$7 millones en compensaciones de seguros por CTH. Estos ingresos fueron contrarrestados en parte con una pérdida de US\$3,4 millones debida al pago en pesos argentinos de la deuda que YPF mantenía con E.CL por el acuerdo transaccional firmado en 2010.

Costos operacionales

Información a Diciembre 2013 (En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)						
Costos de la operación	12M - 2012		12M - 2013		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Combustibles	(487,6)	48%	(448,9)	43%	38,6	-8%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes	(144,8)	14%	(160,7)	15%	(15,9)	11%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(142,6)	14%	(132,0)	13%	10,6	-7%
Otros costos directos de la operación	(244,1)	24%	(306,1)	29%	(62,0)	25%
Total costos directos de ventas	(1.019,1)	95%	(1.047,7)	96%	(28,7)	3%
Gastos de administración y ventas	(50,2)	5%	(43,6)	4%	6,6	-13%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas	(1,1)	0%	(1,5)	0%	(0,4)	38%
Otros ingresos/costos	(3,7)	0%	3,7	0%	7,4	-
Total costos de la operación	1.074,0	100%	(1.089,1)	100%	(15,0)	1%

Estadísticas físicas (en GWh)

Generación bruta de electricidad

Carbón	7.550	79%	7.473	79%	(76)	-1%
Gas	1.728	18%	1.605	17%	(123)	-7%
Petróleo diesel y petróleo pesado	224	2%	356	4%	131	59%
Hidro	49	1%	46	0%	(2)	-5%
Total generación bruta	9.551	100%	9.480	100%	(70)	-1%
Menos Consumos propios	(703)	-7%	(629)	-7%	74	-11%
Total generación neta	8.848	88%	8.852	88%	4	0%
Compras de energía en el mercado spot	1.156	12%	1.177	12%	21	2%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión	10.004	100%	10.028	100%	25	0%

Nuestra generación bruta registró una disminución de 1% en el año en comparación con el año anterior. La generación en base a carbón disminuyó en un 1%, representando un 79% de la generación total de E.CL. La generación a gas disminuyó un 7% debido a la mayor disponibilidad de gas observada en 2012 mientras persistió el acuerdo de compra de GNL con compañías mineras. La menor generación a carbón y gas fue en parte cubierta por una mayor generación en base a petróleo diesel y petróleo pesado la que aumentó un 59%. El remanente fue cubierto con un aumento en compras de energía en el mercado spot, las que aumentaron un 2% en términos físicos. Durante 2013 se llevaron a cabo mantenciones programadas a todas las unidades de E.CL. Específicamente, durante el año nuestra generación a carbón se vio afectada por la parada de CTA y CTH en enero, mantenciones de otras unidades a lo largo del año y la mantención mayor de la CTM2 en el último trimestre. En el segundo trimestre estuvieron fuera de servicio las unidades de Angamos de AES Gener, entre otras, y en el cuarto trimestre hubo un mayor número de mantenimientos y limitación operativa de unidades asociadas a trabajos realizados para el cumplimiento de la normativa medioambiental de emisión de gases y material particulado. Todo esto explicó las variaciones en la mezcla de combustibles utilizada en la generación eléctrica durante el periodo y los mayores sobrecostos de operación del sistema en el segundo y el cuarto trimestre.

El menor costo de combustibles del periodo se explica por la menor generación bruta; la tendencia a la baja en el precio del carbón que es el combustible principal de nuestra matriz de generación y cuyo precio cayó un 1,26% en el periodo; y por el menor precio del gas. Esto último se explica fundamentalmente por el inicio del contrato de suministro de GNL a largo plazo indexado a Henry Hub a fines de 2012. y. El costo de compras de energía y potencia al mercado spot aumentó debido a las mayores compras físicas de energía para compensar la disminución en generación propia y a los mayores sobrecostos de operación del sistema.

Los otros costos directos de la operación aumentaron principalmente por mayores costos de reventa de gas al SIC, un incremento en los costos de operación y mantención, en especial por la atención de fallas, el reconocimiento de costos de reparación de las filtraciones de CTA y CTH (US\$5 millones) y la reclasificación de US\$4,9 millones de costos de administración del CDEC-SING desde gastos de administración y ventas a costos de la operación.

Resultado operacional

Información a Diciembre 2013 (En millones de US\$, excepto por porcentajes)						
EBITDA	12M - 2012		12M - 2013		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total ingresos de la operación	1.185,0	100%	1.207,1	100%	22,0	2%
Total costo de ventas	(1.019,1)	-86%	(1.047,7)	-87%	(28,7)	3%
Ganancia bruta	166,0	14%	159,3	13%	(6,6)	-4%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(55,0)	-5%	(41,3)	-3%	13,6	-25%
Ganancia Operacional	111,0	9%	118,0	10%	7,0	6%
Depreciación y amortización	143,7	12%	133,5	11%	(10,2)	-7%
Provisiones de incobrables (reversos)	-	-	-	-	-	n.a.
EBITDA	254,7	21%	251,5	21%	(3,2)	-1%

El año 2013 el EBITDA alcanzó US\$251,5 millones, una disminución de 1% con respecto al año anterior. Esto se debió principalmente 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 gas según el indicador Henry Hub. En gran medida, la caída en tarifas se vio compensada con menores costos de combustibles, en parte explicados por menores precios de compra de GNL. Sin embargo, hubo mayores costos de suministro, tanto por la mayor generación con diesel como por las mayores compras al mercado spot y sobrecostos asociados a las mantenciones y fallas de centrales en un contexto de menor disponibilidad de GNL en el sistema.. Estos sobrecostos impactaron con mayor fuerza en el segundo y el cuarto trimestre de 2013.

La depreciación disminuyó en US\$10,2 millones en el periodo debido a que se realizó un cambio de las vidas útiles de las unidades carboneras de acuerdo a un informe técnico, el que se vio parcialmente compensado por la depreciación de las mejoras ambientales efectuadas a todas nuestras centrales de generación a carbón.

Resultados financieros

Información a Diciembre 2013 (En millones de US\$, excepto por porcentajes)						
Resultados no operacionales	12M - 2012		12M - 2013		Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	%
Ingresos financieros	2,6	0%	2,7	0%	0,1	3%
Gastos financieros	(47,0)	-6%	(46,9)	-5%	0,0	0%
Diferencia de cambio	9,5	1%	(2,2)	0%	(11,6)	n.a.
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos	21,5	3%	(6,8)	-1%	(28,3)	-132%
Total resultado no operacional	(13,4)	-2%	(53,3)	-6%	(39,9)	298%
Ganancia antes de impuesto	97,6	12%	64,8	7%	(32,9)	-34%
Impuesto a las ganancias	(38,4)	-5%	(16,6)	-2%	21,8	-57%
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto	59,3	7%	48,2	5%	(11,1)	-19%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	56,2	7%	39,6	4%	(16,6)	-30%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	3,1	0%	8,6	1%	5,5	174%
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO	56,2	7%	39,6	4%	(16,6)	-30%
Ganancia por acción	0,05	0%	0,04	0%	(0,0)	-30%

Los gastos financieros se mantuvieron al mismo nivel del año anterior a pesar de haberse girado el último tramo del financiamiento de proyecto de CTA en octubre de 2012. Esto se debió a una menor tasa LIBOR y a que E.CL asumió la totalidad de la deuda que CTH tenía con su accionista minoritario.

Un efecto importante en este periodo correspondió a una pérdida por diferencia de cambio de US\$2,2 millones asociada al efecto de la depreciación del tipo de cambio, que contrasta con utilidades de US\$9,5 por este concepto el año anterior en que el peso tuvo una tendencia apreciativa.

En 2013 se reconocieron US\$12,6 millones de ganancias antes de impuestos en la venta de Distrinor y una pérdida de US\$18 millones antes de impuestos por el resultado de la prueba de deterioro de Gasoducto Norandino Argentina. En el 2012, en cambio, 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 a los impuestos, en 2012 se publicó la reforma tributaria que introdujo un aumento en la tasa del impuesto a la renta a un 20% con un efecto no-recurrente sobre impuestos diferidos de US\$21,7 millones en los estados financieros consolidados de 2012. También en 2012 se produjo una reversa de impuestos de US\$4,5 millones por el fallo favorable de la Corte Suprema de Justicia Argentina sobre la determinación del impuesto a las ganancias.

En 2013 también se pudo observar un aumento de US\$5,5 millones en las ganancias atribuibles a los accionistas minoritarios, fundamentalmente de la filial Inversiones Hornitos (CTH), debido a su mejor desempeño operacional.

Ganancia neta

La utilidad después de impuesto mostró una caída de US\$16,6 millones en comparación con el año anterior, llegando a los US\$39,6 millones, principalmente debido al mayor efecto por diferencia de cambio y a la variación negativa de efectos no recurrentes que no alcanzaron a ser compensados por la disminución en el gasto por impuesto a la renta.

Liquidez y recursos de capital

A fines del año 2013, E.CL contaba con recursos en efectivo por US\$213,4 millones, incluyendo los activos disponibles para la venta de corto plazo. Esto, frente a una deuda financiera total nominal de US\$758 millones, de la cual US\$12,8 millones tienen vencimiento dentro de un año.¹

Información a Diciembre 2013		
(En millones de US\$)		
Estado de flujo de efectivo	2012	2013
Flujos de caja netos provenientes de la operación	233,7	189,0
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(189,0)	(88,5)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	(61,7)	(66,3)
Cambio en el efectivo	(17,0)	34,1

Flujos de caja provenientes de la operación

El flujo de caja proveniente de la operación alcanzó a US\$189,0 millones durante el año 2013. Éste se compone de flujos operacionales propiamente tales, después de pagos netos de intereses (US\$41,4 millones) y de impuestos (US\$15,7 millones). El menor flujo de caja de la operación en 2013 con respecto a 2012 se debe a varios factores incluyendo recuperaciones de IVA en 2012, mientras que en 2013 hubo mayores anticipos por compras de combustibles, y un pago de US\$15 millones a TGN por el cambio de condiciones contractuales que permitirán considerables ahorros operacionales a Gasoducto Norandino Argentina en el futuro.

Flujos de caja usados en actividades de inversión

El flujo de caja utilizado en actividades de inversión fue de US\$88,5 millones. Éste comprendió US\$127 millones de inversiones en activos fijos, lo que fue compensado con casi US\$30 millones percibidos en enero por la venta de la línea de transmisión Crucero-Lagunas y una reducción en nuestras inversiones de corto plazo. Cabe notar que el estado de flujo de efectivo incluye en esta partida las inversiones en fondos mutuos que para efectos de nuestro análisis consideramos parte del efectivo.

Nuestras inversiones más significativas en los últimos tres años han sido aquellas 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 2013, estamos reconociendo un 100% de las inversiones en activo fijo de CTH de acuerdo a la nueva metodología IFRS. Estos proyectos ya fueron pagados en su totalidad, por lo que las principales inversiones en activos fijos durante el año 2013 se refieren al proyecto de mejoras con fines ambientales, a la mantención mayor de nuestras plantas de generación, al proyecto fotovoltaico El Águila I y otras inversiones tales como mejoras en sistemas de comunicación.

(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.

Nuestras inversiones en activos fijos durante los años 2013 y 2012 ascendieron a US\$127 millones y US\$188 millones, respectivamente, según se detalla a continuación:

Información a Diciembre de cada año (En millones de US\$)		
CAPEX	2012	2013
CTA	30,0	4,0
CTH	30,7	5,4
Central Tamaya	-	4,0
Subestación El Cobre y línea de transmisión Chacaya-El Cobre	11,0	6,4
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos	28,2	21,2
Mejoras Medioambientales	71,0	66,2
Planta Solar	-	7,8
Otros	17,4	12,2
Total inversión en activos fijos	188,3	127,2

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 sus centrales termoeléctricas emiten a la atmósfera. A la fecha, la compañía ya ha instalado seis filtros de mangas correspondientes a las unidades 1 y 2 de la Central Mejillones y a las unidades 12, 13, 14 y 15 de la Central Tocopilla, con lo cual está cumpliendo la nueva normativa de emisión de material particulado. Adicionalmente está en proceso la implementación de los sistemas para reducir emisiones de gases (NOX y SO2), actualmente está en proceso de implementados quemadores de bajo NOx y un sistema de Desulfurización con cal hidratada.

Flujos de caja provenientes de actividades de financiamiento

Nuestras principales actividades de financiamiento durante el año 2013 fueron las siguientes:

- El 15 de enero E.CL pagó intereses de US\$11,25 millones del bono 144-A. Este pago se encuentra descontado del flujo de caja proveniente de la operación.
- El 31 de marzo, CTH pagó la primera cuota de capital e intereses bajo su préstamo con E.CL por un total de US\$13,6 millones. Este pago no queda reflejado en los estados financieros consolidados de E.CL.
- El 16 de mayo de 2013, E.CL pagó dividendos por un monto de US\$56,2 millones, con cargo a las utilidades del año 2012.
- El 17 de junio CTA pagó la quinta cuota de capital de su financiamiento de proyecto por la cantidad de US\$5,8 millones más los intereses devengados en el período. Este pago también se encuentra descontado del flujo de caja proveniente de la operación.
- El 30 de septiembre, CTH pagó la segunda cuota de capital e intereses bajo su préstamo con E.CL por un total de US\$13,2 millones. Este pago no queda reflejado en los estados financieros consolidados de E.CL.
- El 16 de diciembre CTA pagó la sexta cuota de capital de su financiamiento de proyecto por la cantidad de US\$5,8 millones más los intereses devengados en el período. Este pago también se encuentra descontado del flujo de caja proveniente de la operación.

Obligaciones contractuales

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 31 de diciembre de 2013. Este cuadro muestra los montos nominales de los saldos de capital de la deuda, los que pueden diferir de los montos reportados bajo la metodología IFRS en nuestros balances.

	Obligaciones Contractuales al 31/12/13 Períodos de vencimiento de pagos (En millones de US\$)				
	Total	< 1 año	1 - 3 años	3 - 5 años	Más de 5 años
Deuda bancaria	358,0	12,8	32,1	37,3	275,9
Bonos (144 A/Reg S)	400,0	-	-	-	400,0
Obligaciones de leasing	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1
Intereses devengados	11,1	11,1	-	-	-
Mark-to-market swaps	11,4	-	-	-	11,4
Total	780,6	23,8	32,1	37,4	687,4

La deuda bancaria corresponde al financiamiento de proyecto otorgado por IFC y KfW a nuestra filial, CTA. Al 31 de diciembre de 2013, éste ascendía a un monto de capital total de US\$358 millones, pagadero en cuotas semestrales crecientes, 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 a fines de 2010.

Otras deudas incluyen US\$0,2 millones de obligaciones por leasing relacionadas con activos de transmisión, así como un resultado de US\$11,4 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 23 de abril de 2013 nuestros accionistas aprobaron el reparto de dividendos por un monto equivalente al 100% de la utilidad neta del ejercicio fiscal 2012.

Los pagos de dividendos efectuados durante 2010, 2011, 2012 y 2013 se presentan en el siguiente cuadro:

Dividendos E.CL en 2010 ,2011 ,2012 y 2013			
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
16 de mayo, 2013	Final (a cuenta de resultados netos de 2012)	56,2	0,05333

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. Este descalce terminó a fines de 2012 debido al inicio del contrato de abastecimiento de GNL a precios Henry Hub, quedando solo un descalce entre el indicador Henry Hub utilizado para definir la tarifa del contrato de EMEL (promedio de 4 meses anteriores a la fecha de fijación de tarifa, la cual queda fija por seis meses) y el índice Henry Hub prevaeciente al momento de contratar cada embarque de GNL. Este riesgo queda acotado por el reajuste de tarifa del contrato de EMEL que se gatilla en caso de una variación superior al 10% en el índice Henry Hub.

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. 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. Hemos ocasionalmente tomado contratos de cobertura ("forwards") para cubrir parcialmente la exposición de este contrato y de otros activos al riesgo de fluctuaciones en el tipo de cambio.

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 2013, un 82% del total de nuestra deuda financiera, que ascendía a un monto total de capital de US\$758 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 2013
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 2.75% ⁽¹⁾	7,8	0%	9,5	0%	10,2	0%	10,8	0%	181,2	0%	219,5
(US\$)	5.625% p.a.	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	400,0	0%	400,0

Tasa variable

(US\$)	LIBOR (180) + 2.75% p.a. ⁽¹⁾	4,9	0%	6,0	0%	6,4	0%	6,8	0%	114,4	0%	138,5
--------	---	-----	----	-----	----	-----	----	-----	----	-------	----	-------

Total⁽²⁾		12,8	0%	15,5	0%	16,6	0%	17,6	0%	695,6	0%	758,0
----------------------------	--	-------------	-----------	-------------	-----------	-------------	-----------	-------------	-----------	--------------	-----------	--------------

(1) Corresponde a la tasa de interés actual del financiamiento de proyecto de IFC y KfW para CTA. El margen sobre LIBOR aumentará en 0,25% cada tres años comenzando el 30 de abril de 2016.

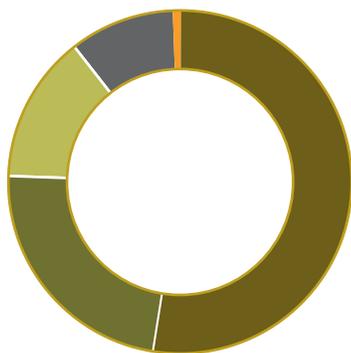
(2) Estas cifras incluyen montos de capital solamente y excluyen obligaciones por leasing relacionadas al uso de nuestras líneas de transmisión o ajustes a valor de mercado de nuestros swaps de tasa de interés.

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 2013

Nº DE ACCIONISTAS: 1.912



- 52,77 GDF Suez
- 22,98% AFP's
- 13,93% Inst. Locales
- 9,78% Inst. Extranjeros
- 0,54% Otros

ANEXO 1 ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

Ventas Física (en GWh)										
	2012					2013				
	1T12	2T12	3T12	4T12	12M	1T13	2T13	3T13	4T13	12M
Ventas físicas										
Ventas de energía a clientes no regulados	1.805	1.853	1.897	1.997	7.553	1.930	1.866	1.933	1.914	7.643
Ventas de energía a clientes regulados	417	412	427	442	1.699	444	454	459	465	1.822
Ventas de energía al mercado spot	116	71	100	42	329	33	80	70	58	240
Total ventas de energía	2.339	2.336	2.425	2.481	9.580	2.406	2.399	2.462	2.437	9.704
Generación bruta por combustible										
Carbón	1.934	2.004	1.817	1.795	7.550	1.710	1.884	2.021	1.859	7.473
Gas	258	548	489	434	1.728	451	323	408	424	1.605
Petróleo diesel y petróleo pesado	53	80	34	58	224	87	106	75	88	356
Hidro	17	11	10	11	49	12	10	11	13	46
Total generación bruta	2.261	2.642	2.349	2.298	9.551	2.260	2.322	2.515	2.384	9.480
Menos Consumos propios	(177,1)	(190,3)	(173,0)	(162,4)	(702,7)	(164,3)	(168,9)	(197,0)	(98,5)	(628,7)
Total generación neta	2.084	2.452	2.176	2.136	8.848	2.096	2.153	2.318	2.285	8.852
Compras de energía en el mercado spot	378	34	334	410	1.156	369	334	212	262	1.177
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	2.461	2.486	2.510	2.546	10.004	2.465	2.487	2.530	2.547	10.028

Estado de resultados trimestrales
(En millones de US\$)

IFRS	2012					2013				
	1T12	2T12	3T12	4T12	12M12	1T13	2T13	3T13	4T13	12M13
Ingresos de la operación										
Ventas a clientes regulados	46,8	40,0	40,6	39,1	166,4	41,4	43,0	43,3	46,2	173,8
Ventas a clientes no regulados	226,9	223,3	207,9	229,6	887,8	222,8	218,9	214,1	214,1	869,8
Ventas al mercado spot y ajustes	14,7	12,9	6,6	3,0	37,1	2,4	4,2	4,2	4,2	15,0
Total ingresos por venta de energía y potencia	288,4	276,2	255,0	271,7	1.091,3	266,5	266,1	261,6	264,5	1.058,6
Ventas por distribución de gas	1,0	0,7	0,6	0,4	2,7	0,4	0,9	1,0	(0,4)	1,9
Otros ingresos operacionales	16,3	19,5	23,5	31,8	91,1	18,1	40,3	40,3	47,8	146,6
Total ingresos operacionales	305,7	296,3	279,1	303,9	1.185,0	285,1	307,3	302,9	311,8	1.207,1
Costos de la operación										
Combustibles	(108,7)	(155,6)	(105,2)	(118,0)	(487,6)	(113,5)	(114,5)	(112,8)	(108,1)	(448,9)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes	(39,5)	(15,6)	(31,7)	(58,0)	(144,8)	(35,9)	(51,5)	(30,4)	(42,9)	(160,7)
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(33,5)	(32,2)	(41,3)	(35,7)	(142,6)	(35,5)	(36,1)	(40,4)	(20,0)	(132,0)
Otros costos directos de la operación	(57,9)	(56,8)	(62,4)	(67,2)	(244,1)	(58,1)	(80,2)	(76,1)	(91,7)	(306,1)
Total costos directos de ventas	(239,6)	(260,2)	(240,6)	(278,7)	(1.019,1)	(243,1)	(282,2)	(259,7)	(262,8)	(1.047,7)
Gastos de administración y ventas	(12,3)	(13,2)	(10,1)	(14,5)	(50,2)	(11,0)	(10,4)	(11,1)	(11,1)	(43,6)
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas	(0,2)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(1,1)	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,6)	(1,5)
Otros ingresos de la operación	0,7	2,1	(0,2)	(6,3)	(3,7)	0,2	0,4	0,6	2,4	3,7
Total costos de la operación	(251,5)	(271,5)	(251,2)	(299,8)	(1.074,0)	(254,1)	(292,5)	(270,4)	(272,1)	(1.089,1)
Ganancia operacional	54,3	24,8	27,9	4,1	111,0	31,0	14,8	32,5	39,8	118,0
EBITDA	88,0	57,2	69,5	40,0	254,7	66,8	51,1	73,2	60,4	251,5
Ingresos financieros	0,9	0,5	0,5	0,7	2,6	1,0	0,9	0,4	0,3	2,7
Gastos financieros	(12,1)	(11,8)	(11,4)	(11,7)	(47,0)	(11,7)	(11,7)	(11,8)	(11,6)	(46,9)
Diferencia de cambio	6,6	(1,8)	6,7	(2,0)	9,5	2,7	(6,9)	2,7	(0,6)	(2,2)
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos	(0,1)	(0,5)	1,0	21,2	21,5	(0,2)	(0,7)	(0,8)	(5,1)	(6,8)
Total resultado no operacional	(4,7)	(13,6)	(3,3)	8,2	(13,4)	(8,2)	(18,4)	(9,6)	(17,1)	(53,3)
Ganancia antes de impuesto	49,6	11,2	24,7	12,2	97,6	22,8	(3,6)	22,9	22,7	64,8
Impuesto a las ganancias	(7,6)	(2,0)	(28,8)	0,1	(38,4)	(5,0)	(1,6)	(5,7)	(4,4)	(16,6)
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto	42,0	9,1	(4,2)	12,3	59,3	17,9	(5,2)	17,2	18,3	48,2
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	40,1	6,5	(3,0)	12,6	56,2	16,6	(8,5)	14,5	17,0	39,6
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	1,9	2,6	(1,1)	(0,2)	3,1	1,2	3,4	2,8	1,3	8,6
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO	42,0	4,6	(3,0)	12,6	56,2	16,6	(8,5)	14,5	17,0	39,6
Ganancia por acción	0,040	0,004	(0,003)	0,012	0,053	0,017	0,008	0,013	0,016	0,038

Balance (En millones de US\$)	2012 31-Dec-12	2013 31-Dec-13
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente ⁽¹⁾	192,1	213,4
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	176,4	171,5
Impuestos por recuperar	64,6	39,6
Otros activos corrientes	205,1	223,4
Total activos corrientes	638,1	648,0
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	1.961,2	1.944,2
Otros activos no corrientes	417,6	404,6
TOTAL ACTIVO	3.016,9	2.996,8
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	20,6	21,0
Otros pasivos corrientes	208,0	223,3
Total pasivos corrientes	228,6	244,3
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera (incluyendo deuda con compañías relacionadas)	774,2	740,3
Otros pasivos de largo plazo	213,7	205,0
Total pasivos no corrientes	987,9	945,3
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.685,2	1.683,4
Participaciones no controladoras	115,2	123,9
Patrimonio	1.800,4	1.807,2
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	3.016,9	2.996,8

(1) Incluye inversiones de corto-plazo disponibles para la venta (fondos mutuos)

INDICADORES FINANCIEROS

INDICADORES FINANCIEROS			Dec-13	Dec-12	Var.
LIQUIDEZ	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	2,65	2,79	-5%
	Razon ácida (activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	2,13	2,25	-5%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	403,69	409,53	-1%
ENDEUDAMIENTO	Leverage (pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	0,66	0,68	-3%
	Cobertura de gastos financieros * (EBITDA / gastos financieros)	(veces)	5,36	5,42	-1%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	3,03	3,30	-8%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	1,89	2,60	-27%
RENTABILIDAD	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	2,4%	3,3%	-29%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	1,3%	1,9%	-29%

* últimos 12 meses

HECHOS RELEVANTES

Entre el 01 de enero y el 31 de diciembre de 2013, se informaron los siguientes hechos relevantes a la Superintendencia de Valores y Seguros.

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.

HECHO ESENCIAL DEL 27 DE MARZO DE 2013

El Directorio, en su sesión celebrada el día 26 de marzo de 2013, acordó proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas citada para el 23 de abril de 2013, repartir como dividendo definitivo a los accionistas con cargo al ejercicio 2012, la cantidad de US\$ 56.178.411,82, correspondiendo en consecuencia a los accionistas un dividendo de US\$ 0,0533351281 por acción, que se pagaría el día 16 de mayo de 2013, 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 2013.

HECHO ESENCIAL DEL 27 DE MARZO DE 2013

El Directorio de la Sociedad, en su sesión celebrada el día 26 de marzo de 2013, tomó conocimiento de una demanda en juicio arbitral interpuesta por la Corporación Nacional del Cobre de Chile –Codelco- en contra de E.CL S.A. en relación con el contrato de suministro eléctrico suscrito con fecha 6 de noviembre de 2009, y en la cual la demandante solicita al tribunal arbitral que declare supuestos incumplimientos de E.CL S.A. relativos al cálculo y cobro de tarifas de suministro eléctrico en el periodo comprendido entre el 1° de enero de 2010 y el 30 de septiembre de 2012 y que, con motivo de ello, se ordene a la Sociedad reliquidar los cobros efectuados en el referido periodo y emitir una o varias notas de crédito en favor de Codelco por la cantidad de US\$ 42,8 millones más reajustes e intereses.

La Sociedad estima que ha dado cabal cumplimiento al contrato, por lo cual la administración de la sociedad tiene la convicción que la demanda será rechazada.

HECHO ESENCIAL DEL 23 DE ABRIL DE 2013

Acuerdos adoptados por la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 23 de abril de 2013:

- a) Repartir como dividendo definitivo con cargo al ejercicio 2012, la cantidad de US\$ 56.178.411,82, correspondiendo en consecuencia un dividendo de US\$ 0,0533351281 por acción, el que se compone de un dividendo mínimo obligatorio de US\$ 0,0160005384 por acción y un dividendo adicional de US\$ 0,0373345897 por acción, que se pagará el día 16 de mayo de 2013, a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas de la Sociedad a la medianoche del día 10 de mayo de 2013. 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 2013.
- b) Elegir como directores titulares de la Sociedad a las personas que a continuación se indican, designando además los directores suplentes que en cada caso se señala:

DIRECTOR TITULAR	DIRECTOR SUPLENTE
Jan Flachet	Dante Dell' Elce
Juan Clavería Aliste	Marc Debyser
Manlio Alessi Remedi	Manuel Colcombet
Geert Peeters	Pablo Villarino Herrera
Karen Poniachik Pollak	Lionel Sotomayor Luhr
Cristián Eyzaguirre Johnston	Joaquín González Errázuriz
Emilio Pellegrini Ripamonti	Gerardo Marcelo Rogelio Silva Iribarne

- c) Designar como empresa de auditoría externa a la firma Deloitte Auditores y Consultores Limitada.

HECHO ESENCIAL DEL 3 DE SEPTIEMBRE DE 2013

La Sociedad suscribió un contrato denominado Terminal Use Agreement (en adelante el “Contrato”), con su sociedad relacionada Sociedad GNL Mejillones S.A., en virtud del cual esta última se obliga a prestar a la Sociedad, en su terminal receptor de gas natural licuado ubicado en la comuna de Mejillones, los servicios de recepción, almacenamiento, regasificación y entrega de gas natural licuado, por un volumen contractual de 14.500.000 MMBtu el año 2013, 17.400.000 MMBtu el año 2014 y 14.500.000 MMBtu para cada uno de los años 2015 a 2026.

Conjuntamente con el Contrato, fueron suscritos los anexos del mismo, los cuales dicen relación con la regulación del uso del terminal de regasificación (como, por ejemplo, el Anexo de Programación, el Anexo de Operación y Coordinación y el Anexo Sharing Agreement, otorgados entre todos los usuarios del terminal).

Las negociaciones entre las partes tuvieron como punto de partida los términos acordados en el documento denominado Term Sheet para el Acuerdo de Uso del Terminal celebrado con fecha 31 de mayo de 2010 (el "Term Sheet"). Los derechos y obligaciones finalmente acordado en el Contrato difieren en algunos aspectos del Term Sheet, estimándose por los Directores no involucrados que las nuevas condiciones contractuales son, tomadas en conjunto, favorables para E.CL y que se ajusta en precio, términos y condiciones a aquellas que prevalecen en el mercado.

HECHO ESENCIAL DEL 20 DE DICIEMBRE DE 2013

El Directorio de la Sociedad, en su sesión celebrada con fecha 20 de Diciembre de 2013, acordó ejercer la opción que Suez Energy Andino S.A. le concediera en Junio de 2011 para adquirir, directamente o a través de la adquisición de su filial Transmisora Eléctrica del Norte S.A., el proyecto que más adelante se indica, en adelante el "Proyecto", en un precio que, según los términos de la referida opción, considera los costos de desarrollo del mismo y que, inicialmente, se estima en una cifra cercana a US\$ 12 millones.

El Proyecto consiste en la construcción de una línea de transmisión en corriente alterna de doble circuito de 500 kV, de una extensión aproximada de 580 kilómetros, que permitirá transmitir energía entre Mejillones, en el SING, y Copiapó, en el norte del SIC.

El Proyecto cuenta con resolución de calificación ambiental favorable, otorgada a Transmisora Eléctrica del Norte S.A. con fecha 14 de Junio de 2012 mediante Resolución N° 504/2012 ("Sistema de Transmisión de 500 kV Mejillones – Cardones").

La adquisición del Proyecto comprende, además de la referida resolución de calificación ambiental, la ingeniería del proyecto elaborada a esta fecha, la totalidad de los estudios realizados y las concesiones, servidumbres y permisos ya otorgados o que se encuentren en trámite.

Se espera que la adquisición del Proyecto se concrete a través de la compra directa del mismo o mediante la adquisición de la sociedad Transmisora Eléctrica del Norte S.A., de manera que E.CL S.A. quede en condiciones de desarrollarlo desde ya, por sí sola o en conjunto con otros inversionistas.

HECHO ESENCIAL DEL 30 DE DICIEMBRE DE 2013

Con fecha 30 de diciembre de 2013, la Sociedad alcanzó un acuerdo con Solgas S.A. para la venta a ésta de la sociedad filial Distrinor S.A., dedicada al giro de venta y distribución gas natural a clientes industriales del Norte Grande.

Con esta operación de venta, E.CL materializa su decisión de concentrar sus esfuerzos y capacidad financiera para seguir desarrollando su negocio eléctrico y, en particular, llevar a cabo, por sí sola o en conjunto con otros inversionistas, el proyecto de construcción de una línea de transmisión de 500 kV, de una extensión aproximada de 580 kilómetros, que permitirá transmitir energía entre Mejillones, en el SING, y Copiapó, en el norte del SIC.

El valor de venta de Distrinor S.A. será de US\$ 19 millones, el cual podrá ajustarse según los estados financieros de esta sociedad al 31 de diciembre de 2013. El impacto de esta operación en resultados netos será de aproximadamente diez millones de Dólares Estadounidenses, efecto que se reflejará en el balance correspondiente al presente año.

Tratándose Solgas S.A. de una sociedad relacionada con el controlador, el proceso de venta ha sido monitoreado por los directores no involucrados y el precio ha sido determinado en base de recomendaciones de un experto independiente designado por el Comité de Directores.

Entre el 31 de diciembre de 2013 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.

20
13



MEMORIA ANUAL