



MEMORIA ANUAL

A photograph of a large industrial facility, possibly a refinery or chemical plant, at night. The structure is illuminated from within, showing a complex network of pipes, walkways, and structural steel. The sky is a deep blue, suggesting dusk or dawn. A white-bordered rectangular box is centered over the image, containing the text "MEMORIA ANUAL 2014".

**MEMORIA
ANUAL 2014**

INDICE

01	CARTA DEL PRESIDENTE	2
02	IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD	7
03	PROPIEDAD Y CONTROL	13
04	ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL	17
05	NEGOCIO DE LA COMPAÑÍA	29
06	GESTIÓN FINANCIERA	49
07	PROYECTOS	55
08	FACTORES DE RIESGO	59
09	DESARROLLO SOSTENIBLE	63
10	HITOS 2014	81
11	IDENTIFICACIÓN DE LAS COMPAÑÍAS FILIALES Y COLIGADAS	85
12	DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	90
13	ESTADOS FINANCIEROS	93

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, para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014.

Quisiera destacar los resultados del año, período en el que E.CL alcanzó una utilidad neta de US\$89 millones, representando un significativo aumento de US\$59,1 millones respecto del año anterior. El EBITDA de la Compañía llegó a US\$306 millones, un incremento del 22% comparado con 2013. Esto, debido principalmente al mejor desempeño operacional registrado por E.CL, producto de en una mezcla de generación más eficiente, con menores costos de combustibles. Lo anterior, junto a mayores precios promedio de venta y un aumento en las ventas de gas, contribuyeron significativamente al resultado neto del ejercicio.

Dentro de los hechos más destacados de 2014, quisiera mencionar el ingreso de la Compañía a partir del año 2018, como un actor relevante al Sistema Interconectado Central (SIC), tras adjudicarse un volumen de 5.040 GWh/año, por un plazo de 15 años en la licitación de suministro eléctrico para empresas distribuidoras. Los resultados fueron entregados en diciembre del año recién pasado y se trató de un proceso competitivo, en el que participaron distintos actores y que permitirá asegurar el cumplimiento de los ambiciosos objetivos de la Agenda Energética presentada por el Gobierno durante el año pasado.

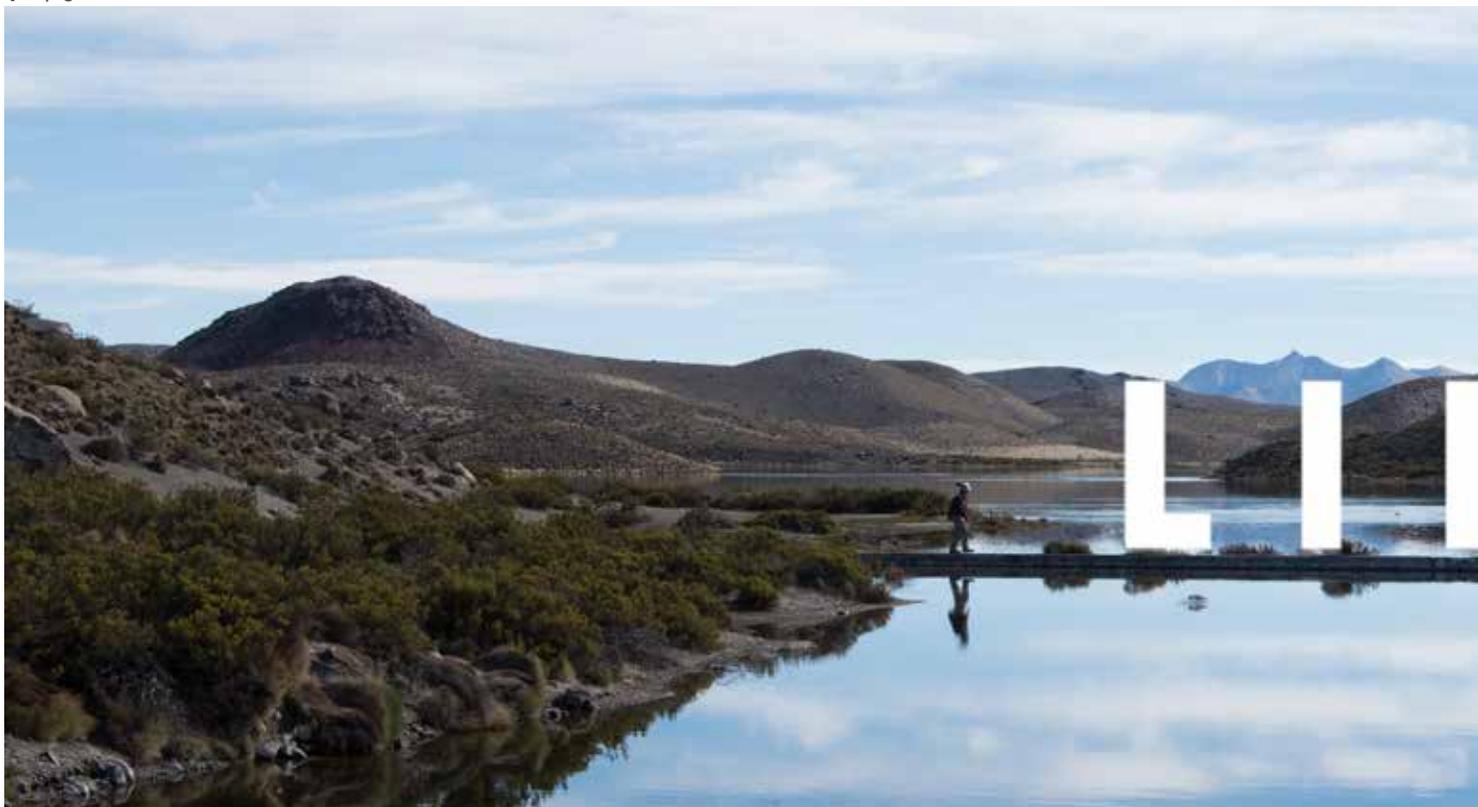
De esta manera, E.CL comenzará a entregar energía al SIC, basado en un portafolio diversificado de instalaciones existentes y nueva capacidad, con gas natural, energía termoeléctrica convencional y Energía Renovable No Convencional (ERNC).

La adjudicación en este proceso permitirá a E.CL iniciar una etapa relevante de crecimiento y diversificación, ya que para entregar el suministro comprometido requiere inversiones por cerca de US\$ 1.800 millones. Lo anterior, incluye la línea de transmisión entre las localidades de Mejillones y Copiapó, declarada en construcción a principios de 2014, con el inicio de los primeros estudios de ingeniería propios de proyectos de esta envergadura. Adicionalmente, cabe destacar el proyecto de generación de energía termoeléctrica convencional

01







Infraestructura Energética Mejillones (IEM) de 375 MW brutos, que considera la construcción de una unidad generadora y un puerto, con una inversión aproximada de US\$ 1.000 millones. La energía producida por esta planta en base a carbón se sumará a la de otras unidades térmicas de E.CL existentes en la comuna y a los proyectos de ERNC actualmente en desarrollo.

La futura participación de E.CL en el SIC permitirá además incrementar la participación del gas natural en la matriz energética y un uso optimizado de los activos existentes de la empresa.

Por su parte, el desarrollo de la línea de transmisión que lleva adelante nuestra filial, Transmisora Eléctrica del Norte (TEN), además de permitir el cumplimiento de los compromisos de E.CL con los clientes del SIC, será una pieza fundamental en el proyecto del gobierno para interconectar el SING con el SIC, y formar, a partir de inicios de 2018, un solo sistema interconectado y sincronizado.

Todo lo anterior, implicará un fortalecimiento de la posición de E.CL en la matriz energética nacional, impulsando mayores oportunidades de desarrollo para el Norte de Chile, reafirmando el compromiso de E.CL con nuestra comunidad, como Compañía que nace en el Norte de Chile con vocación de proyectar el aporte de la región y de su gente, a lo largo del país.

Como se señaló, durante el 2014, la empresa fortaleció también su cartera de proyectos de energías renovables no convencionales. Durante el año, la Compañía inició la construcción de la primera etapa del proyecto "Planta Solar Fotovoltaica Pampa Camarones", aprobado ambientalmente en febrero del año pasado y que tendrá, en su primera etapa, una potencia instalada de 6 MW. El proyecto está destinado a los consumos de la Minera del mismo nombre Pampa

Camarones. La iniciativa permitirá abastecer a la empresa minera con energía renovable, que será inyectada al SING a través de la subestación Vítor de E.CL.

Además, el primer semestre de 2014 E.CL ingresó al mercado internacional de bonos de carbono con su proyecto "Parque Eólico Calama", luego de recibir oficialmente la certificación del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) del Protocolo de Kyoto. El proyecto eólico está aprobado ambientalmente por una potencia instalada de hasta 309 MW.

En estas líneas también quisiera destacar el fortalecimiento de la posición de E.CL en el mercado internacional. Así, la Agencia de Calificación Global Fitch Ratings elevó la clasificación de solvencia de E.CL desde 'BBB-' a 'BBB' en moneda local y extranjera, destacando que la empresa ha mostrado un mejoramiento de su perfil financiero, portafolio contractual equilibrado y matriz de generación diversificada. Asimismo, la Compañía logró la colocación de un bono en el mercado internacional por US\$ 350 millones a 10 años. Esta transacción buscó pagar por adelantado la deuda del financiamiento de proyecto de la Central Termoelectrónica Andina, una subsidiaria de E.CL ubicada en Mejillones. Para llevar a cabo la operación, se realizó una ronda de presentaciones en Santiago, Londres, Los Ángeles, Boston y Nueva York, mercados donde los inversionistas demostraron un gran interés por el papel de la Compañía.

Tan importante como la posición internacional de E.CL es el compromiso permanente con nuestros sitios en el norte de Chile, perfeccionando de forma continua la gestión operacional, medioambiental y social. En términos de avances de gestión operacional, destaco la aprobación, por parte del Comité de Evaluación Ambiental de la Región de Antofagasta, del proyecto Vertedero Barriles, que permitirá cerrar el actual vertedero ubicado en Punta Paragua de la ciudad de



DERAZGO

Tocopilla. De la misma forma, se ingresaron al SEA declaraciones de impacto ambiental para utilizar cal hidratada como insumo en la Central Termoeléctrica Mejillones y en la Central Termoeléctrica Tocopilla, con el fin de reducir los niveles de dióxido de azufre (SO₂) para así dar cumplimiento a la norma de emisiones que entrará en vigencia a partir de mediados de 2015.

En cuanto a proyectos de innovación, éstos han avanzado con positivos resultados. El proyecto de cultivos del pez Cobia en Mejillones recibió el primer lugar del premio nacional Recyclapolis, que distingue a las iniciativas que promuevan activamente el compromiso con las nuevas tendencias de sustentabilidad y cuidado del medio ambiente. Asimismo, E.CL y la planta Antofagasta de Cementos Biobo, firmaron un contrato para implementar un innovador proyecto que permite reutilizar la ceniza volante que resulta del proceso de generación eléctrica para la posterior producción de cemento. La finalización de la cuarta versión del programa ambiental "Vive Tocopilla" es otra muestra de los avances en esta materia.

En términos de responsabilidad social, la Compañía continuó con la implementación de una política de aportes a las comunidades donde se inserta, con resultados muy positivos. Tanto en Mejillones como en Tocopilla se firmaron acuerdos de implementación y renovación, respectivamente, de convenios de colaboración con las municipalidades de ambas comunas, destinados a financiar proyectos que potencien el emprendimiento y que involucren el desarrollo socioeconómico sustentable de ambas zonas. Otro ejemplo de la política de aportes es la entrega de becas de excelencia académica para alumnos de ambas comunas, fomentando así la educación local.

Quiero terminar agradeciendo a todos nuestros accionistas, socios, clientes, y proveedores por la confianza depositada en nuestra Compañía. Los logros

alcanzados durante 2014 son, en buena medida, gracias a la relación de largo plazo que hemos construido con cada uno de ustedes.

De igual forma, agradezco a los vecinos de las comunidades donde nos insertamos, con quienes hemos implementado planes de desarrollo y de beneficio mutuo, que nos han permitido generar valor compartido y establecer planes de trabajo sólidos y permanentes en el tiempo.

Muy especialmente, doy las gracias a todos nuestros colaboradores, que desde sus áreas de trabajo, que van desde el extremo norte de nuestro país, en el límite con nuestros vecinos, hasta la zona central, se esfuerzan a diario en beneficio de E.CL y en definitiva en beneficio del país. Finalmente, invito a todos ustedes a que continúen siendo parte de nuestra empresa y a mantener el espíritu que nos ha caracterizado y que ha permitido fortalecer nuestra posición como Compañía a nivel nacional y al mismo tiempo ayudar al desarrollo de nuestro país.

Muchas Gracias



JUAN CLAVERÍA
PRESIDENTE



**ENERGÍA
ESENCIAL
PARA CHILE**

IDENTIFICACION DE LA SOCIEDAD

RAZÓN SOCIAL:

E.CL.S.A.

DOMICILIO LEGAL:

Avenida Apoquindo N° 3721, Piso 6, 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 Apoquindo N° 3721, Piso 6, Las Condes, Santiago, Chile.

Teléfono: (56-2) 2353 3201

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

02



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.

ESTRATEGIA

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”.

NUESTRA ESTRATEGIA

Nuestra estrategia se centra en establecer contratos de largo plazo con nuestros clientes para el suministro de energía que corresponde a una gran parte de nuestra capacidad de generación eficiente, que se compone principalmente de nuestras plantas a base de carbón de carga base y una parte de nuestras plantas de energía a base de gas que utilizan GNL. Puesto que tenemos una cuota de mercado significativa y esperamos el crecimiento de la demanda de electricidad de futuros proyectos mineros en la región del Norte Grande, nuestra estrategia es crecer principalmente de forma organizada, a partir de la construcción de nuevas instalaciones de generación de energía sólo después de firmar contratos con nuevos clientes. Además, buscamos maximizar el uso eficiente de nuestras instalaciones actuales mediante una política comercial conservadora donde la capacidad de generación está estrechamente relacionada con los compromisos de venta de electricidad. Por otra parte, se busca minimizar la volatilidad derivada de las variables externas, como la disponibilidad y el costo de los combustibles, con la incorporación de provisiones mediante take or pay y fórmulas de indexación de costos en nuestros contratos.

BASES DE NUESTRA ESTRATEGIA:

- Mantener una posición de liderazgo en el SING, particularmente manteniendo una estrecha relación con las compañías mineras más grandes de la región del Norte Grande.
- Continuar manteniendo una cartera diversificada en Chile a base de activos de generación térmica eficiente y de transmisión, lo que nos permite diferenciarnos de nuestros competidores.
- Optimización de nuestra política comercial basada en márgenes estables y un alto nivel de capacidad contratada, a través de contratos a largo plazo con clientes con un sólido perfil financiero y comercial y el pass through de los costos de combustible y otros costos relevantes a nuestros clientes.
- Disciplina financiera y políticas financieras conservadoras con el fin de mantener sólidas clasificaciones de grado de inversión.
- Aprovechar los beneficios de nuestra relación con el accionista controlador, GDF SUEZ.



**ÓPTIMO USO
DE LOS
RECURSOS**



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 52,76%. El 47,24% 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 libro de 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 2014, la totalidad de las acciones se encuentran suscritas y pagadas.

03



NÓMINA DE MAYORES ACCIONISTAS AL 31 DE DICIEMBRE 2014

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	32.966.174	32.966.174	3,13%
AFP Provida S.A. Para Fondo Pensión C	24.453.392	24.453.392	2,32%
Moneda S.A. AFI para pionero Fondo de Inversión	24.378.000	24.378.000	2,31%
Banco Santander por cuenta de inversionistas Extranjeros	20.233.053	20.233.053	1,92%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo B	19.213.694	19.213.694	1,82%
AFP Cuprum S.A. Fondo Tipo A	18.252.303	18.252.303	1,73%
AFP Habitat S.A. Fondo tipo B	17.338.628	17.338.628	1,65%
AFP Habitat S.A. Para Fondo Tipo C	16.414.743	16.414.743	1,56%
AFP Habitat S.A. Fondo Tipo A	16.191.835	16.191.835	1,54%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo A	16.038.415	16.038.415	1,52%
Larrain Vial S.A Corredora de Bolsa	15.473.606	15.473.606	1,47%
Banco Itaú por Cuenta de Inversionistas	15.450.642	15.450.642	1,47%
Compass Small Cap Chile Fondo de Inversión	14.656.497	14.656.497	1,39%
AFP Capital S.A. Fondo de Pensión Tipo A	14.382.735	14.382.735	1,37%
BTG Pactual Chile S.A Corredores de Bolsa	13.945.733	13.945.733	1,32%
AFP Capital S.A Fondo de Pensión Tipo B	13.945.511	13.945.511	1,32%
AFP Capital S.A. Fondo de Pensión Tipo C	13.418.901	13.418.901	1,27%
AFP Cuprum S.A. Fondo Tipo B	12.813.688	12.813.688	1,22%
AFP Cuprum S.A. Para Fondo Pensión C	12.707.543	12.707.543	1,21%
Banchile Corredores de Bolsa S.A.	10.626.309	10.626.309	1,01%
Otros	154.639.155	154.639.155	14,68%
Total	1.053.309.776	1.053.309.776	100%



PORCENTAJE POR TIPO DE ACCIONISTA

Tipo de accionista	N° de Accionistas	Total Acciones	Porcentaje de Participación
Persona Natural	1.470	5.475.074	0,52%
Persona Jurídica	472	1.047.834.702	99,48%
Total	1.942	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 2014 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 2014 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.

Desde el año 2013 se encuentra implementada por la Sociedad la NCG 341 de la SVS de 2012 que establece normas para la difusión de información respecto de Prácticas de Gobierno Corporativo, 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 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.



COMPROMISO



ADMINISTRACION Y PERSONAL

REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO

En conformidad con lo dispuesto en la Ley N°18.046, la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 29 de abril de 2014, acordó que la remuneración del directorio para el ejercicio 2014 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 2014, no pagó asesorías adicionales a ningún miembro del Directorio de la sociedad y efectuó gastos durante el año 2014 por un monto de MUS\$203 por concepto de representación del Directorio en el mismo período.

Las remuneraciones brutas percibidas por los integrantes del Directorio, durante el ejercicio 2013 y 2014, incluidas aquellas recibidas por los directores por su participación en el Comité de Directores, expresadas en miles de dólares, fueron las siguientes:

Directorio	2013	2014
	MUS\$	MUS\$
Juan Clavería A.	119	149
Jan Flachet	148	14
Pholip De Cnudde	0	54
Manlio Alessi R.	82	81
Rik Debuysere	0	33
Karen Poniachik	119	108
Cristian Eyzaguirre	119	88
Emilio Pellegrini	51	101
Pablo Villarino	29	47
Dante Dell'Elce	29	20
Felipe Cabezas	0	13
Pablo Ihnen	23	0
Guy Richelle	23	0
Geert Peeters	23	0
Marcelo Silva	14	0
Julien Pochet	0	13
Total	779	721

04

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 29 de abril de 2014. La composición del Directorio al 31 de diciembre de 2014 era la siguiente:



1



2



3



PRESIDENTE

1
Juan Clavería Aliste
 Ingeniero Civil Industrial
 Rut 9.433.303-2

SUPLENTE
Julien Pochet
 Abogado
 Rut 23.802.971-6

DIRECTORES

2
Philip De Cnudde
 Ingeniero Civil
 Rut 24.667.863-4

SUPLENTE
Dante Dell'Elce
 Contador
 Pas. 12523767N

3
Hendrik De Buyserie
 Gestión de recursos humanos

SUPLENTE
Pablo Villarino Herrera
 Abogado
 Rut: 9.904.494-2





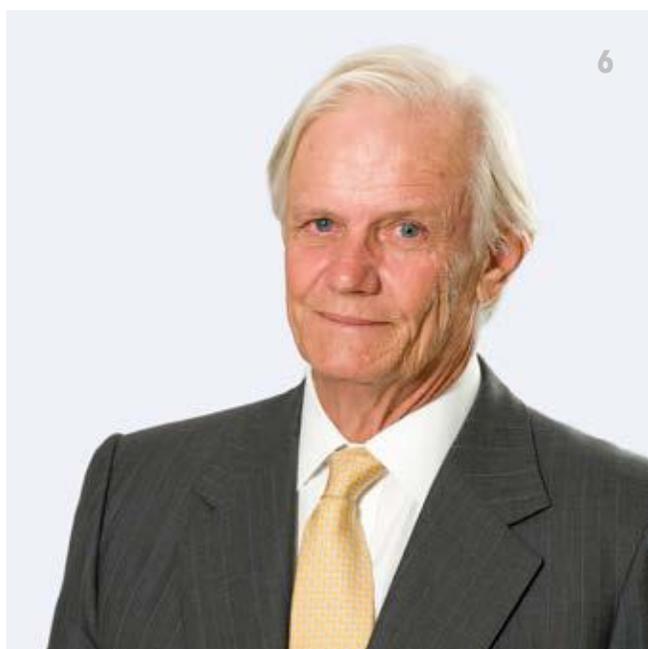
4
Karen Poniachik Pollak
Periodista
Rut 6.379.415-5

S U P L E N T E
Fernando Abara E.
Abogado
Rut 8.003.772-4



5
Manlio Alessi R.
Economista
Rut 14.746.419-3

S U P L E N T E
Felipe Cabezas M.
Ingeniero Civil Industrial
Rut 11.844.564-3



6
Cristián Eyzaguirre J.
Economista
Rut 4.773.765-6

S U P L E N T E
Joaquín González E.
Abogado
Rut 6.550.944-K



7
Emilio Pellegrini
Ingeniero
Rut 4.779.271-1

S U P L E N T E
Gerardo Marcelo Silva Iribame
Ingeniero Comercial
Rut 5.056.359-6.

**PRINCIPALES
EJECUTIVOS**

**AL 31 DE DICIEMBRE
DE 2014**



CEO

1

Axel Leveque

Ingeniero Civil Mecánico

Rut 14.710.940-7

Fecha desde que ejerce el cargo:

Septiembre - 2014

**VICE PRESIDENTE DE
OPERACIONES**

2

Carlos Ferruz

Ingeniero Civil Electricista

Rut 8.671.225-3

Fecha desde que ejerce el cargo:

Mayo - 2014

**VICE PRESIDENTE
COMERCIAL**

3

Enzo Quezada Z.

Ingeniero Civil Eléctrico

Rut 9.409.711-8

Fecha desde que ejerce el cargo:

Abril - 2011

**VICE PRESIDENTE DE
PLANIFICACIÓN Y
SUSTENTABILIDAD**

4

Jacobus Stuijt

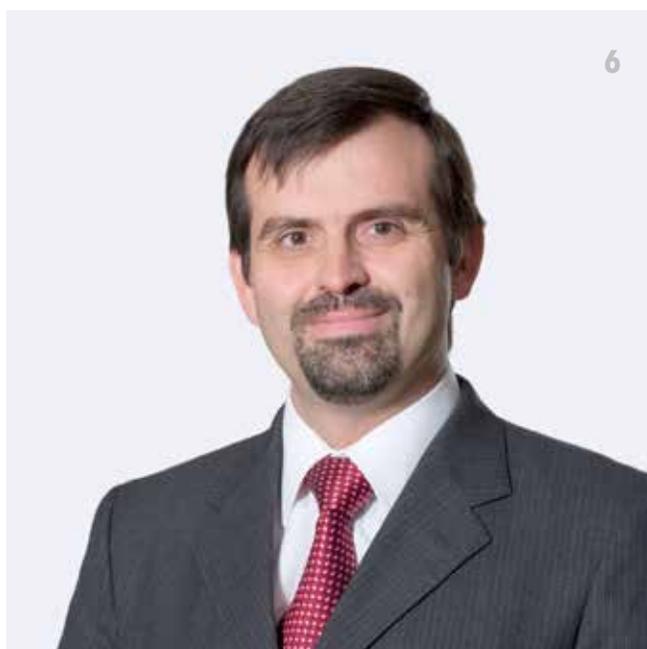
Ingeniero Químico

Rut 14.571.447-8

Fecha desde que ejerce el cargo:

Abril - 2011





**VICE PRESIDENTE DE
ASUNTOS CORPORATIVOS**

5

Anibal Prieto L.

Abogado

Rut 9.387.791-8

Fecha desde que ejerce el cargo:

Abril - 2011

**VICE PRESIDENTE DE
DESARROLLO DE
NEGOCIOS**

6

Demián Talavera

Ingeniero Civil Electricista

Rut 14.608.639-K

Fecha desde que ejerce el cargo:

Enero - 2014

**VICEPRESIDENTE DE
FINANZAS Y GESTIÓN**

7

Carlos Freitas

Ingeniero de Producción

Rut 21.620.971-0

Fecha desde que ejerce el cargo:

Febrero - 2013

COMITÉ DE DIRECTORES

ACTIVIDADES REALIZADAS POR EL COMITÉ DE DIRECTORES DURANTE EL AÑO 2014.

Se deja constancia que, en cumplimiento de las normas del artículo 50 bis de la Ley 18.046, el Directorio de la Sociedad, en su sesión N° 510 celebrada el 29 de Abril de 2014, acordó designar como integrantes del Comité de Directores a doña Karen Poniachik Pollak, don Emilio Pellegrini Ripamonti y don Manlio Alessi Remedi; y que en sesión del Comité celebrada con esa misma fecha, se eligió como Presidente del mismo a don Manlio Alessi Remedi.

La Junta General de Accionistas celebrada el 29 de abril de 2014, 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\$ 56.596 para la contratación de estudios y asesorías.

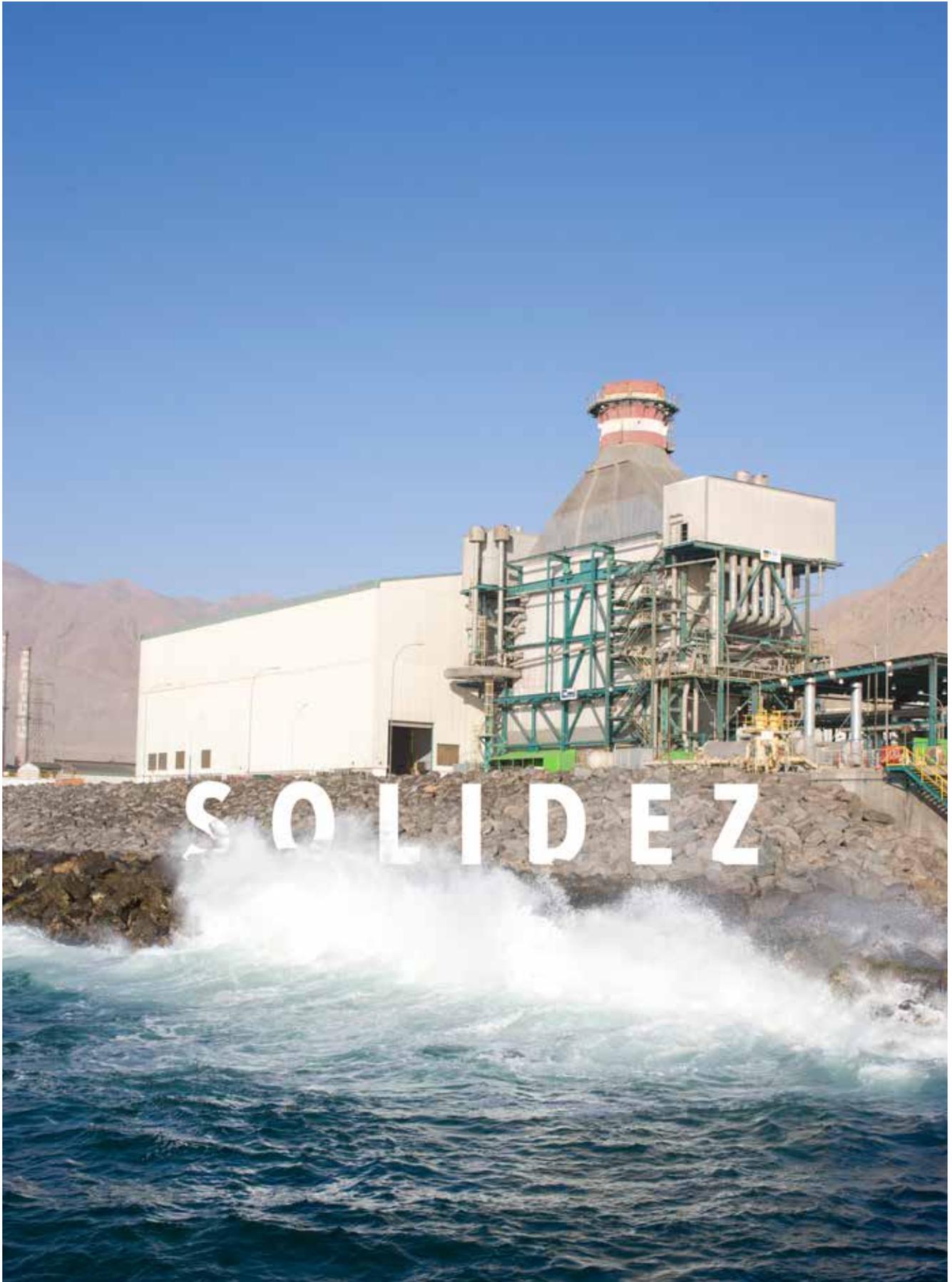
Durante el año 2014, el Comité de Directores constituido de conformidad a lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley N° 18.046, desarrolló las siguientes actividades:

- a) Examinó y se pronunció respecto de los estados financieros trimestrales de la Sociedad durante el año 2014.
- b) 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. Adquirir la sociedad Transmisora Eléctrica del Norte S.A., filial de Suez Energy Andino S.A., para efectos de materializar la adquisición del proyecto denominado Orange Phoenix, consistente en la construcción de un sistema de transmisión de 500 kV entre Mejillones y Cardones.
 2. Contratar a Tractebel Engineering S.A. por parte de Transmisora Eléctrica del Norte S.A. para que preste el servicio de Ingeniería de Contraparte u Owner's Engineering respecto del proyecto Orange Phoenix.
 3. Contratar a Tractebel Engineering S.A. para la realización de un estudio de prefactibilidad del proyecto de recuperación de condensado de los ciclos de vapor de las Unidades de la Central Mejillones y la Central Tocopilla.
 4. Renovar el contrato celebrado con Laborelec para la prestación del servicio de monitoreo en línea de vibraciones del eje del tren motriz de la Unidad 16.
 5. En el marco de los servicios de recepción, almacenamiento, regasificación y entrega de gas natural licuado contratados con Sociedad GNL Mejillones S.A., contratar también con dicha sociedad los servicios de gestión de remolcadores, de gestión de Nitrógeno y de tramitación aduanera.
 6. Contratar la prestación de servicios de acopio y manejo del carbón entre Central

Termoeléctrica Andina S.A. e Inversiones Hornitos S.A., con vigencia desde la entrada en operación comercial de la Unidad CTH.

7. En relación con el proyecto Red Lizzard, consistente en la construcción de una planta de generación termosolar, extender la asesoría contratada con Tractebel Engineering S.A. para realizar los servicios de traducción de documentos de la ingeniería de detalles de la interconexión entre la planta y la Unidad CTM1.
8. En relación con el proyecto White Wolf, consistente en la construcción o contratación de una solución logística para el aprovisionamiento de cal hidratada, contratar la asesoría de Tractebel Engineering Italia para (a) realizar el seguimiento técnico y revisión de la ingeniería del sistema de recirculación de cenizas; y (b) elaborar la especificación de los carbones de bajo contenido de azufre requeridos por cada Unidad para reducir el consumo de cal hidratada.
9. Modificar el alcance del contrato celebrado con Tractebel Engineering S.A. para la prestación de servicios como Owner's Engineer en relación con el proyecto Black Fox, consistente en la instalación de equipos para la disminución de emisiones de las unidades carboneras, en el sentido de incluir (a) la destinación de un profesional en sitio para el seguimiento de la implementación del proyecto desde Junio de 2014 a Septiembre de 2015, y (b) la destinación de dos profesionales en sitio para el otorgamiento de soporte y asistencia técnica al gerenciamiento de otros proyectos de la Sociedad durante su fase de desarrollo.
10. Aceptar la oferta de celebración de un contrato con Sociedad GNL Mejillones S.A. para el uso de su terminal regasificador, por la cantidad equivalente a un embarque de GNL por año para el período 2018 a 2032.
11. Celebrar un nuevo contrato con Sociedad GNL Mejillones S.A. para el uso de su terminal regasificador, por la cantidad equivalente a un embarque de GNL, para el año 2015.
12. Contratar a GDF Suez y Laborelec para la aplicación del procedimiento denominado Thematic Deep Dive en las Unidades CTA y CTH.
13. Extender el contrato de investigación y desarrollo celebrado con la filial Cobia del Desierto de Atacama SpA, por un plazo de hasta 8 meses, y la provisión de fondos a ésta.
14. Adjudicar el contrato de servicios de mantenimiento y upgrade de licencia Eventlog a la empresa Emtec Chile S.A.
15. Contratar a Tractebel Engineering S.A. para las labores de soporte en la implementación del proyecto Black Fox.
16. En relación con la filial Transmisora Eléctrica del Norte S.A., (a) modificar el contrato de Owner's Engineering actualmente vigente con Tractebel Engineer S.A., a fin de incluir en éste la coordinación y revisión de los distintos estudio de modelación de los sistemas con interconexión; y (b) contratar a Tractebel Engineer S.A. como consultor en el proceso de licitación del contrato de construcción del proyecto.
17. Contratar a Tractebel Engineer S.A. para que preste el servicio de Owner's Engineer respecto de los trabajos preliminares a ejecutar por SK Group en relación con el proyecto de construcción de nuevas unidades de generación Red Dragon.
18. Adjudicar a Eólica Monte Redondo S.A. la compra de atributos de Energías Renovables no Convencionales, conforme con el artículo 150 Bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, por la cantidad de 42 GWh.







REMUNERACIONES DE LOS GERENTES

Remuneración de Gerentes y Ejecutivos Principales	31-12-2014 MUS\$
Remuneraciones de Gerentes y Ejecutivos Principales y Dietas ⁽¹⁾	3.896
Total	3.896

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

PERSONAL

DOTACIÓN DE PERSONAL

Creemos que mantenemos un buen ambiente de trabajo. Llevamos a cabo un análisis del entorno de trabajo, y es nuestra política que el ambiente de trabajo sea agradable. Nuestros gerentes y supervisores mantienen una política de puertas abiertas y buena comunicación con nuestros empleados. Nos esforzamos por tener equipos competentes y motivados y para dar a los trabajadores oportunidades de crecimiento y desarrollo profesional. Actualmente contamos con programas de desarrollo en diferentes áreas para ayudar a los profesionales, por ejemplo, servicio de carrera de transición y programas de enseñanza de idiomas extranjeros.

La siguiente tabla indica la dotación de la empresa por Nivel Profesional a Diciembre 2014

	Ingenieros	Técnicos	Otros Profesionales	Total
Generación	164	421	3	588
Transmisión	31	74	1	106
Administración y Apoyo	92	59	0	151
Totales	287	554	4	845

GESTIÓN DE TALENTO

1. PROGRAMA DE DESARROLLO E.CL.

Dado la importancia que tiene desarrollar la competencia de Liderazgo en los diferentes grupos de colaboradores de E.CL, es que la Gerencia de Recursos Humanos se propuso realizar durante el 2014 un Plan de Desarrollo, dirigido a fortalecer competencias en las personas con responsabilidades de jefatura, todo esto bajo el marco conceptual que establece el GDF SUEZ Management Way.

Es así como se definieron acciones dirigidas a los diferentes grupos, destacándose:

- Academia de Liderazgo: Este programa está orientado a personas que lideran equipos de trabajo, tiene el carácter de Diplomado y una duración de 10 meses. Es impartido por la Facultad de Economía y Negocios de la Universidad de Chile y en él están participando 30 personas de las distintas áreas de la Compañía.
- Cursos GDF Suez University: Durante el 2014 se desarrollaron 4 cursos con la participación de más de 100 personas de los distintos sitios de la Compañía.
 - Interpersonal Effectiveness 1 y 2: Cursos orientados a entender la forma en que nos comunicamos y el impacto que tiene en los otros, así como también adaptar su estilo de comunicación para conseguir resultados.
 - Leadership & Change Management 1 y 2: Cursos orientados a que los participantes reflexionen sobre sus prácticas, siendo capaces de mejorar sus competencias de liderazgo en entornos complejos, inciertos o que cambian rápidamente.

2. PROCESO GESTIÓN DEL 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 este sentido, se realizó un entrenamiento a las Jefaturas con el fin de entregar herramientas para el desarrollo de competencias orientadas a la entrega de retroalimentación, en el que participaron 130 personas de los sitios Tocopilla, Mejillones, Tamaya, Antofagasta y Santiago.

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.

3. COMPROMISO ORGANIZACIONAL

Durante 2014 lanzamos el Programa Esencial, el cual tiene como uno de sus objetivos principales conocer lo que es importante para los colaboradores de E.CL, para su desarrollo y satisfacción laboral. Esto se hizo por medio de un estudio de compromiso organizacional dirigido a todos los trabajadores de E.CL y en el cual logramos un 67% de participación.

Con la información obtenida del estudio y focus groups realizados en cada sitio, buscamos implementar nuevas prácticas y acciones con el fin de crear un



ambiente laboral saludable y que nos ayude a mejorar la productividad, a través de la motivación, desarrollo y liderazgo de nuestros colaboradores.

4. MOVILIDAD INTERNA

En E.CL promovemos la autogestión de carrera de nuestros profesionales y su búsqueda de nuevas experiencias dentro de la Compañía, con el fin de asegurar el talento necesario para el futuro de la Empresa y alinearnos con uno de los pilares fundamentales de GDF SUEZ Management Way. Es por ello que se ha dado prioridad a las búsquedas internas para los procesos de Reclutamiento, tanto en E.CL como en el Grupo.

Durante 2014 hemos contado con diversos programas para fomentar la movilidad geográfica o funcional de nuestros colaboradores, tales como Concursos Internos o el Programa Somos Energía, siendo este último un programa de movilidad temporal para los colaboradores de GDF SUEZ Latinoamérica.

5. SUM

Se realizó el diseño, ajustes y pruebas del nuevo software de Recursos Humanos "Success Factors" que permite realizar el seguimiento de los procesos de Perfil del Empleado, Reclutamiento, Plan de Desarrollo, Sucesiones, Objetivos y Evaluación de Desempeño de forma automatizada, incorporando herramientas de clase mundial e importando información del SAP.

GESTIÓN DE PERSONAS

1. COMPENSACIONES & BENEFICIOS

El proceso de revisión de sueldos se realizó entre los meses de octubre y noviembre 2014.

Se adquirió la encuesta de Club Eléctrico de Hay Group en la que se comparan por nivel Hay los cargos de las empresas generadoras del mercado chileno.

Se encontró la posición de cada colaborador (total de compensaciones) con respecto al mercado y se realizó una revisión con los jefes directos llegando en algunos casos al nivel n-4. Se reunieron las propuestas, las cuales fueron validadas por los Vicepresidentes de E.CL.

Posteriormente se realizó una matriz en la que se toman las recomendaciones, eliminando aquellos que estaban sobre el 120% y los que se encontraban con desempeño Bajo. Y se aplicó una matriz para los demás.

2. LINK 2014

GDF SUEZ lanza a partir del 22 de septiembre de 2014, su plan mundial de compra de acciones para los trabajadores, denominado "LINK 2014", el que permite constituir un ahorro invirtiendo en acciones del grupo, con condiciones ventajosas. En esta

oportunidad, participaron 32 países que representan más de 140.000 colaboradores. Ofreciendo dos fórmulas que permitió participar a todos los perfiles de inversores: fórmula segura (Link Múltiple), una oferta de capital garantizado con una rentabilidad mínima garantizada de 2% anual o fórmula clásica (Link Classic), una oferta que proporciona un descuento del 20% y una asignación de capital liberada de hasta 20 acciones.

3. NEGOCIACIONES COLECTIVAS

Durante el año 2014, se logró acuerdo exitoso con todos los trabajadores de E.CL. Por medio de 3 acuerdos colectivos con vigencia por 4 años. Dentro de presupuesto y en un ambiente general de satisfacción. Involucró a 8 sindicatos agrupados en 3 comisiones negociadoras. En lo principal, fija criterios homogéneos por sitio e involucra armónicamente a personal sindicalizado y no sindicalizado.

4. GESTIÓN DE COMPETENCIAS LABORALES

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

En concreto, durante el año 2015 se ejecutó en terreno un total de 194 evaluaciones de competencias, logrando la meta propuesta (95%) y se certificó en su posición a 20 trabajadores. Esto les ha permitido acceder a puestos de mayor responsabilidad en la organización, además de mejorar sus rentas y pasar a formar parte un sistema de mejoramiento continuo de competencias dentro de sus rutas de desarrollo de carrera.

5. GESTIÓN DEPORTIVA

Deporte y Comunidad

E.CL sigue contribuyendo con el Deporte en las comunidades donde está presente, durante el 2014 se han gestionado diferentes actividades tales como:

- Academia de Fútbol Infantil Damas y Varones - Tocopilla,
- Academia de Béisbol Infantil - Tocopilla,
- Ciclismo In Door - Tocopilla,
- Carreras de Mountain Bike - II Región.





Deporte Interno

E.CL en su afán por contribuir y fomentar a la salud física y mental de sus trabajadores, organiza actividades tales como, Campeonatos Internos, Olimpiadas y actividades itinerantes de diferentes disciplinas. Dentro de las actividades realizadas en 2014 destacan Desafío Valdesina, Charla de Maestro de Yoga Gurubachan, entre otras.

Por otro lado, a través de Recursos Humanos, se promueve el Deporte interno apoyando a más de 16 ramas deportivas en los diferentes sitios de la Compañía. De esta forma los trabajadores pueden elegir entre un abanico de posibilidades el Deporte que más les atrae.

Por último, se ha mantenido el beneficio de Gimnasio para todos los trabajadores, por medio de convenios con diferentes recintos deportivos a lo largo del país.

6. BENEFICIOS, BIENESTAR Y CALIDAD DE VIDA

Para la Gerencia de Recursos Humanos la salud de sus trabajadores es un factor de alto impacto, por ello la detección de diagnóstico precoz de una enfermedad de los integrantes de la familia E.CL es lo primordial; por lo que nuestros colaboradores son sometidos a chequeos médicos preventivos anuales.

Asimismo, siempre con la idea de acompañar a los colaboradores y sus familias en el área de la salud, el Servicio de Bienestar durante el año 2014 continuó a cargo de los dos departamentos de emergencias para atender las necesidades de hospedaje de quienes residen fuera de Santiago y necesitan atenderse, por necesidades médicas, en la capital de Chile.

Como ya es de rigor, en los meses de Abril y Junio, se realizó la campaña de vacunación contra el virus de la Influenza, evitando las consecuencias de dicho virus.

Además, durante este año, la Compañía entregó Becas de Estudios a los hijos de nuestros colaboradores, las cuales tienen como objetivo facilitarles el acceso a estudios superiores.

En otra línea de trabajo, se trabajó con el área de Expatriados y Extranjeros, apoyando especialmente en la obtención de diversos tipos de Visa que requieren tanto el colaborador como sus familias.

Finalmente, se ha continuado con el Programa de Asistencia Socio-Jurídica a los trabajadores, con un modelo de libre demanda, ampliándose a la orientación de agrupaciones de trabajadores con requerimientos específicos.

7. POLICLÍNICO TOCOPILLA

En E.CL estamos preocupados por la salud y bienestar de nuestros colaboradores y sus familias, es por eso que contamos con un moderno Policlínico compuesto por un especializado equipo de médicos al servicio de nuestra comunidad. En el último tiempo nuestro Policlínico ha adquirido nuevo equipamiento que permitirá atender de manera más óptima los requerimientos de sus asistentes, renovándose al primer nivel de las tecnologías médicas.

Con estas nuevas tecnologías y la experticia del equipo médico que detallamos aseguramos brindar un servicio de salud al más alto nivel a nuestros trabajadores de Tocopilla y sus familias, sin la necesidad de tener que desplazarse a otra ciudad para atender alguna urgencia.



**SOLUCIONES
INNOVADORAS**



NEGOCIO DE LA COMPAÑÍA

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

I. PUBLICACIÓN DE LEYES:

Destaca el DFL N° 4/2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos ("LGSE"), incluyendo sus posteriores modificaciones, entre las que destacan la introducida en la Ley N° 19.940 del año 2004 ("Ley Corta I") referida a nuevas regulaciones en el ámbito del sistema de transmisión y peajes, y la Ley N° 20.018 del año 2005 ("Ley Corta II") referida a la introducción y regulación de procesos de licitaciones de suministro eléctrico convocados por empresas distribuidoras eléctricas para sus clientes regulados.

Adicionalmente, cabe destacar la promulgación de las siguientes leyes relacionadas con la regulación normativa de la industria eléctrica:

- Ley N° 20.220 del año 2007, por medio de la cual se incorporaron exigencias a los participantes de la industria para incrementar la seguridad del suministro en los sistemas eléctricos;
- Ley N° 20.257 del año 2008, modificada por la Ley N° 20.698 del año 2013, que busca promover el uso de energía renovable no convencional fijando una meta de generación por medios que utilicen dicha fuente equivalente a un 20% para el año 2025;
- Ley N° 20.571 del año 2012, que introdujo el régimen de Netbilling para remunerar el aporte de pequeños generadores residenciales;
- Ley N° 20.701 del año 2013, que introdujo importantes modificaciones a la LGSE, con el objeto de facilitar la tramitación de las solicitudes por la constitución de concesiones eléctricas.
- Ley N° 20.726 del año 2014, que introdujo importantes modificaciones a la LGSE, con el objeto de regular la interconexión y optimización de la operación conjunta de sistemas eléctricos independientes, incrementando la participación de autoridades y órganos del Estado para promover la construcción de obras de interconexión y diversificar fuentes de generación.
- Ley N° 20.805 del año 2014, que tiene por objeto perfeccionar el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sujetos a regulaciones de precios que fuera introducido por la Ley Corta II el año 2005.

II. PUBLICACIÓN DE DECRETOS SUPREMOS:

Durante el año 2014, se destaca la dictación de los siguientes Decretos Supremos:

- D.S. N° 29/2014 del Ministerio de Energía que aprueba Reglamento de Licitaciones para la Provisión de Bloques Anuales de Energía Provenientes de Medios de Generación de Energía Renovables No Convencionales. Reglamento Ley N° 20.698 (20/25).
- D.S. N° 71/2014 del Ministerio de Energía que aprueba el Reglamento de la Ley N° 20.571, que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales.
- D.S. N° 52/2014 del Ministerio de Energía que modifica el Reglamento sobre integración y funcionamiento de la Comisión de Hombres Buenos, establecida en los artículos 63, 64 y 65 de la LGSE.
- D.S. N° 30/2014 del Ministerio de Energía que modifica el D.S. N° 327/1997 del Ministerio de Minería, que fija el Reglamento de la LGSE.
- D.S. N° 126/2013 del Ministerio de Energía que modifica el Decreto N° 4/2008, que aprueba el Reglamento sobre licitaciones de suministro de energía para satisfacer el consumo de los clientes regulados de las empresas concesionarias del servicio público de distribución de energía eléctrica.

III. DICTÁMENES PANEL DE EXPERTOS:

Durante el año 2014, fueron presentadas al Panel de Expertos las siguientes discrepancias:

- Discrepancia N° 07-2014 presentada por EDELMAG respecto del Informe Técnico "Estudio de Planificación y Tarifación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams. Cuadrienio 2014-2018".
- Discrepancia N° 06-2014 presentada por Parque Eólico Valle De Los Vientos S.A. respecto de la propuesta de modificación al Reglamento Interno del CDEC-SING.
- Discrepancia N° 05-2014 presentada por la Dirección de Peajes del CDEC-SING respecto del Informe de Revisión Anual del Cálculo de Peajes de Transmisión Troncal.
- Discrepancia N° 04-2014 presentada por la Dirección de Peajes del CDEC-SING respecto del Informe de Valorización de Transferencias de febrero de 2014.
- Discrepancia N° 03-2014 presentada por las empresas Transelec S.A. y Transelec Norte S.A., conjuntamente, Eletrans S.A., y Colbún S.A. respecto del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal, Período 2013-2014.
- Discrepancia N° 02-2014 presentada por Helio Atacama Nueve SpA con Transelec S.A., por acceso abierto en línea adicional Paposo-Diego de Almagro 2x220 kV.
- Discrepancia N° 01-2014 presentada por AES Gener S.A., Chilectra S.A., Chilquinta Energía S.A., Sociedad Austral de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Transelec S.A., Transelec Norte S.A., Transnet S.A., respecto de las Bases Técnicas Definitivas de Estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión. Cuadrienio 2015-2018.

IV. PROCEDIMIENTOS CDEC-SING:

Durante el año 2014, se destaca la tramitación los siguientes procedimientos del CDEC-SING:

- Res. Exta. CNE N°410/2014 – Regula comunicaciones con las Direcciones del CDEC-SING.
- Res. Exta. CNE N°340/2014 – Información de Mínimo Técnico.
- Res. Exta. CNE N°656/2014 – Cuantificación Disponibilidad de Recursos y Necesidades de Instalación y/o Habilitación de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios.
- Res. Exta. CNE N°657/2014 – Declaración de Costos de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios.
- Res. Exta. CNE N°655/2014 – Instrucciones de Operación de Servicios Complementarios.
- Res. Exta. CNE N°658/2014 – Verificación y Seguimiento del Cumplimiento Efectivo de Servicios Complementarios.
- Res. Exta. CNE N°659/2014 – Remuneración de Servicios Complementarios.

V. APLICACIÓN DECRETO SUPREMO N°14/2012:

El Decreto 2T/2014 actualizó los valores fijados en los decretos de precios de nudo promedio dictados con anterioridad, y asimismo fijó precios de nudo promedio para el SIC y el SING, debiendo tales tarifas aplicarse desde una fecha anterior a su publicación.

Lo anterior incide directamente en los precios cobrados -en su oportunidad- a los usuarios finales por las empresas de distribución, precios que a propósito de estos nuevos valores, requieren reliquidarse para cada uno de los períodos en los que se han actualizado o que resultaren aplicables.

VI. AGENDA DE ENERGÍA DEL GOBIERNO DE CHILE:

El Gobierno de Chile ha publicado la denominada Agenda de Energía que establece directivas públicas con respecto al futuro desarrollo de la industria eléctrica chilena. Esta agenda incluye cambios pertinentes en el marco eléctrico chileno que puedan alterar las condiciones en que actualmente desarrollamos nuestro negocio.

La Agenda de Energía contempla proporcionar al Gobierno de Chile un inédito papel proactivo en la industria, interviniendo en la regulación de la gestión territorial y promoviendo la participación ciudadana, pretendiendo una mayor competencia, precios más bajos, eficiencia energética, desarrollo de los recursos propios de Chile, y aumento de la conectividad, incluyendo la interconexión de los sistemas del SING y SIC.

Lo anterior comprende iniciativas legislativas, entre las que destaca la presentación de proyectos de ley de modificación de la regulación de los procesos de licitación para la venta de energía a clientes regulados y el establecimiento de incentivos







CONFIANZA



para el fomento de proyectos de energía que se desarrollarán en áreas específicas, modificar el marco jurídico del sistema eléctrico de transmisión y la modernización y el fortalecimiento de las facultades de la Comisión Nacional de Energía.

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

Estamos comprometidos en la generación, transmisión y suministro de electricidad y el transporte de gas natural en el norte de Chile, así como el transporte de gas natural en Argentina. Según la CNE, en términos de capacidad instalada, somos la cuarta empresa de generación eléctrica más grande de Chile y la empresa de generación eléctrica más grande en el SING, que es la segunda mayor red de energía de Chile suministrando aproximadamente el 26% de la demanda total de energía del país. Nuestra cuota de mercado del SING, al 31 de diciembre de 2014, fue de aproximadamente 52%, medido por la capacidad instalada. Suministramos electricidad principalmente a la gran minería y clientes industriales en el SING. Además, desde 2012 hemos estado suministrando todas las necesidades de electricidad de Emelari S.A., Eliqsa S.A. y Elecda S.A., todos las cuales son subsidiarias de EMEL, la única empresa de distribución de electricidad en el SING con prestación de servicios a clientes regulados. GDF SUEZ, a través de Suez Energy Andino S.A., hoy GDF SUEZ Energy Chile S.A., y sus subsidiarias, es el accionista mayoritario.

Como resultado de las operaciones ya descritas, E.CL actualmente posee directamente todas sus plantas de generación de electricidad, a excepción de dos plantas a base de carbón propiedad de sus subsidiarias, CTA y CTH. E.CL también es propietaria de un puerto a través de su filial, Electroandina; dos empresas de transporte de gas, COGNAC y GNAA, que poseen y operan en los segmentos de Chile y Argentina, respectivamente, del Gasoducto Nor Andino; un gasoducto de gas natural de 1.066 kilómetros que conecta el norte de Argentina y Chile; y un proyecto de transmisión en fase de desarrollo a través de su filial recientemente adquirida, TEN. Las operaciones relevantes fueron las siguientes:

- 29 de diciembre de 2009, E.CL, anteriormente llamado EDELNOR, se fusionó con Inversiones Tocopilla I S.A. Como consecuencia de la Fusión, EDELNOR adquirió otros activos de generación, distribución y transporte de gas en la región del Norte Grande de Chile, incluyendo Electroandina, CTA, CTH, GNAC, GNAA y Distrinor. A la fecha de este prospecto, Distrinor ya no es filial, ya que fue vendida en diciembre de 2013 a Solgas S.A., otra filial de GDF SUEZ.
- Nuestra subsidiaria Electroandina S.A. se dividió en dos compañías a partir de diciembre de 2011: Electroandina, que mantuvo la propiedad de todas las instalaciones portuarias, y Electroandina Dos, que adquirió la propiedad de todas las instalaciones de generación de Electroandina, incluyendo la Termoeléctrica Tocopilla. Electroandina Dos luego se fusionó a E.CL.
- 16 de enero de 2014, E.CL adquirió la sociedad Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (TEN) de Suez Energy Andino, otra filial de GDF SUEZ. TEN actualmente está ejecutando un proyecto de línea de transmisión de aproximadamente 580 kilómetros, 500 kV proyecto de línea de transmisión que conecta el sitio de generación de electricidad de Mejillones, en el SING a la sección norte del SIC, proporcionando así acceso potencial a los clientes ubicados en esa región.

CAPACIDAD INSTALADA

Contamos con una cartera diversificada de activos que consisten en 18 plantas termoeléctricas, una planta solar y una central hidroeléctrica, todos ubicados en la región del Norte Grande de Chile (Regiones I, II y XV). Al 31 de diciembre de 2014, contábamos con una capacidad bruta total instalada de 2.108 MW, de los cuales 1.119 MW se basan en carbón (53%), 688 MW en gas natural/ diésel a base de aceite (33%), 191 MW basado en fuel oil # 6- (9%), 98 MW era diésel a base de aceite (5%) (3 MW o 0,1% de lo que no es propiedad de nosotros) y 12 M W fue hidroeléctrica y en base a generación solar (menos del 1%).



La siguiente tabla muestra la capacidad de generación eléctrica de cada una de las centrales eléctricas de E.CL

Centrales E.CL 2014

Nombre de Planta	Nombre de Unidad	Tipo	Tipo combustible	Entró en Servicio	Capacidad Instalada (MW)
Chapiquiña	CHAP	Central de Pasada	Agua	1957	10
Arica	M1AR	Motor Diésel	Gasóleo	1953	3
	M2AR	Motor Diésel	Gasóleo	1961-63	3
	GMAR	Motor Diésel	Gasóleo	1973	8
Iquique	EI AGUILA I	Renovable	Solar	2013	2
	SUIQ	Motor Diésel	Gasóleo	1957	4
	MIQ	Motor Diésel	Gasóleo	1963-64	3
	MAIQ	Motor FO 6	Fuel oil #6	1972	6
	TG10	Motor Turbo gas	Gasóleo	1978	24
Mejillones	MSIQ	Motor FO 6	Fuel oil #6	1985	6
	CTM1	Planta Carbón	Carbón	1995	166
	CTM2	Planta Carbón	Carbón	1998	175
	CTM3	Ciclo combinado	Natural gas / LNG / Diésel oil	2000	251
	CTA	Planta Carbón-Fluidized bed	Carbón / Biomasa	2011	169
Enaex ⁽¹⁾	CTH(2)	Planta Carbón-Fluidized bed	Carbón / Biomasa	2011	170
	DEUTZ	Motor Diésel	Gasóleo	1996	2
Tocopilla	CUMMINS	Motor Diésel	Gasóleo	1996	1
	U10	Vapor-FO 6	Fuel oil #6	1970	38
	U11	Vapor-FO 6	Fuel oil #6	1970	38
	U12	Planta a Carbón	Carbón	1983	85
	U13	Planta a Carbón	Carbón	1985	86
	U14	Planta a Carbón	Carbón	1987	136
	U15	Planta a Carbón	Carbón	1990	132
	U16	Ciclo combinado	Gas Natural / LNG / Gasóleo	2001	400
	TG1	Motor Turbo gas	Gasóleo	1975	25
	TG2	Motor Turbo gas	Gasóleo	1975	25
Tamaya	TG3	Turbo gas gas/Diésel	Gas Natural / Gasóleo	1993	38
	SUTA	Motor 10 FO 6	Fuel oil #6	2009	104
Total E.CL (Consolidado)					

(1) Enaex no es propiedad de nosotros. Más bien, recibimos una cuota proporcional de nuestra participación en Enaex en el CDEC SING.

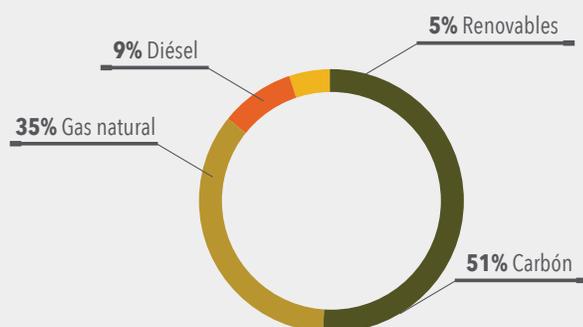
(2) 40% de CTH es propiedad de Inversiones Punta Rieles Ltda (una subsidiaria indirecta de Antofagasta PLC); por lo tanto, nuestra participación proporcional en la capacidad instalada bruta de CTH es de 102MW.



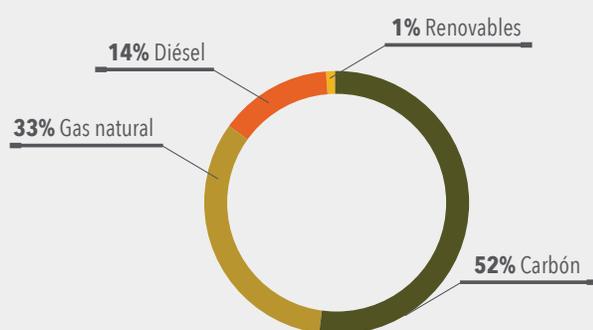
Capacidad instalada por Tipo de Combustible

Similar a la generación global del portafolio de SING, nuestras instalaciones de generación funcionan principalmente en los combustibles fósiles como el carbón, diésel, fuel oil y gas natural. El costo del combustible representa el componente de costo más importante de nuestro negocio y el nivel de envío desde nuestras plantas de energía depende de los costos variables de producción.

CAPACIDAD INSTALADA DEL SING POR TIPO DE COMBUSTIBLE, DICIEMBRE, 2014



CAPACIDAD INSTALADA E.CL POR TIPO DE COMBUSTIBLE, DICIEMBRE 2014



OPERACIÓN

GENERACIÓN

La generación bruta de la Compañía durante el año 2014 alcanzó los 9.007 GWh, registrando una baja de 4,9% respecto del período 2013. La tabla siguiente muestra la generación bruta por unidades y centrales.

Generación Bruta por Unidades Principales y Centrales

Unidad	GWh brutos
CTM1	1.132,3
CTM2	1.116,2
CTM3	181,6
Chapiquiña	47,6
Diésel Arica	11,4
Diésel Iquique	9,1
Tamaya	172,8
Solar El Águila	4,4
16	1.460,0
15	857,4
14	849,6
13	508,1
12	503,5
11	-
10	-
T. Gas 1	1,8
T. Gas 2	1,5
T. Gas 3	11,0
CTA	1.044,1
CTH	1.095,3
Total	9.007,5

La composición de E.CL por tipo de combustible fue 78,89% con base a carbón, 18,18% con base a gas natural, 0,53% correspondió a generación hidráulica, un 2,35% con base a petróleo, y un 0,05% a generación solar.

Generación Bruta por Tipo de Combustible de E.CL

Tipo Combustible	2014	
	GWh brutos	[%]
Carbón	7.106,4	79%
Petróleo	211,4	2%
Gas Natural	1.637,8	18%
Solar	4,4	0%
Hidro	47,6	1%
Total	9.007,5	100,0%

Producción Bruta SING 2014	2014	
	Bruta GWh	G. Bruta [%]
Angamos	3.955,1	22%
Celta	916,1	5%
E.CL	9.007,5	51%
Gasatacama	905,6	5%
Norgener	1.033,5	6%
Otros Generadores	1884,1	11%
Total	17.702	100%

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

Además de nuestros activos de generación eléctrica, al 31 de Diciembre de 2014, somos propietarios de 2.275 kilómetros de líneas de transmisión de alta tensión, además de 116 kilómetros de líneas de baja tensión, que utilizamos principalmente para transportar directamente la electricidad que generamos y servir a los clientes importantes.

De los 2.275 kilómetros de líneas de transmisión que CIT; Además, cambio de líneas han sido clasificados por el regulador como activos de transporte secundario y 2.035 kilómetros de líneas han sido clasificados como activos de transporte adicionales. Actualmente, ninguno de nuestros activos de transporte se clasifica como un activo de transmisión troncal.

Somos dueños de 22 subestaciones ubicadas en todo el SING, que transforman electricidad de alto voltaje a voltajes más bajos para la entrega a nuestros clientes. Al 31 de diciembre de 2014, nuestras líneas de transmisión de alto voltaje representaron aproximadamente el 30% de las líneas de transmisión totales en el SING.

Operación y Mantenimiento

Durante el año 2014, la disponibilidad promedio de las líneas de transmisión alcanzó el 99,96%, muy similar al año 2013 que fue de 99,97%.

Líneas	Disponibilidad (%)
220 Kv	99,99
110 Kv	99,95
66 Kv	99,90

Respecto del plan de mantenimiento preventivo básico de las instalaciones, se alcanzó un cumplimiento de 95,4%, superior al 94% del año 2013.

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

Zona Tarapacá

- En Línea de 110 kV Arica-Pozo, instalación mangas protectoras, espantapájaros y peinetas, en crucetas tipo espuelas tipo A y A1. (Pendiente 40 estructuras aprox.)

- En Línea de 110 kV. Arica-Pozo se realizó tratamiento epóxico y pintura a 2 estructuras metálicas.
- En Línea de 66 kV Pozo-Tamarugal, instalación mangas protectoras, espantapájaros, peinetas y alarmas sonoras, en crucetas tipo espuelas tipo A y A1.
- En Línea de 66 kV Iquique-CD Iquique, se realizó tratamiento epóxico y pintura a 3 estructuras metálicas.
- En Línea de 66 kV Iquique-Pozo cto. 1, por trabajos al nuevo acceso Hospicio Iquique, se reemplazaron poste y conductor nuevo entre la estructura 22 y 30.
- Reemplazo de interruptor reconector 23kV alimentador Pica. S/E Tamarugal.
- Reemplazos cargadores de baterías 2x110 y, 2x48, en S/E Pozo Almonte.
- Reemplazos cargadores de baterías de 2x110, 2x48, y 1x12 Vcc, en S/E Iquique.
- Reemplazo banco baterías de 2x110 Vcc, en S/E Iquique.

Zona Tocopilla

- Mantenimiento Mayor a tres Bahías GIS SIEMENS DE 220KV, en S/E 220KV CTT.
- Reemplazo de un desconectador en S/E 110Kv exterior patio 105.
- Overhaul de los seis años a CTBC en ATR N°2 y Booster N°2 poseemos, 240 kilómetros, cambio de piezas móviles y contactos fijos de cada unidad ruptora.
- Reemplazo de dos cargadores de baterías de 110 kV cc y dos cargadores de 48 Vcc en S/E Crucero, modernizando las instalaciones con tecnología Silicon Drooper.
- Reemplazo de variador de frecuencia en redundancia al actual equipo SIEMENS para las partidas de grupos convertidores en S/E SQM Maria Elena.
- En etapa de construcción, el reemplazo de 15km de las líneas de 110 kV, circuitos 2 y 3 desde S/E CTT 110Kv a S/E Tamaya.

Zona Antofagasta

- Ingeniería, suministro, reemplazo y puesta en servicio de interruptor de la Línea de 110 kV Mejillones-Antofagasta en S/E Mejillones.
- Ingeniería, suministro, reemplazo y puesta en servicio de interruptor de la Línea de 110 kV Capricornio-Antofagasta en S/E Antofagasta.
- Mantenimiento mayor a 21 desconectores de la S/E EL Cobre, con intervención del personal de trabajos a potencial.
- En Línea 110 Kv Mejillones-Chacaya, reemplazo de 1,5 km de cable guardia y pintura en 03 estructuras.
- Mantenimiento Mayor a seis estructuras y reemplazo de 2,3 km de cable guardia en la línea 220 kv Chacaya-Mantos Blancos.
- Reemplazo de 10 km de conductor de línea de 220 kV Chacaya – Crucero.
- Mantenimiento mayor de estructuras críticas en Tap Off La Negra, de línea de 110 kV Antofagasta-Alto Norte y reemplazo de 120 mt conductor.
- Implementación del 2° sistema cargador de batería 110 Vcc. S/E Capricornio.
- Reemplazo de dos cargadores de baterías 110Vcc, S/E Chacaya.
- Reemplazo por cumplimiento de la Norma técnica, de Relé Siprotec 21/21 N sistema 2 y reemplazo de medidor ION 8600, en S/E Capricornio paño Altonorte 110kv.







- Habilitación de Sistema de onda portadora Siemens y habilitación de la teleprotección línea capricornio-Antofagasta 110 kv.
- Reemplazo Sistema de onda portadora Siemens línea Mejillones-Antofagasta 110kv.
- Levantamiento y normalización de señales del sistema PACIS en la S/E El Cobre.

La energía no suministrada a clientes producto de fallas en el sistema de transmisión alcanzó los 2,517 GWh superior a los 0,145 GWh del 2013. Este aumento se debe principalmente a:

La desconexión de líneas adyacentes conectada a Barra SubEstación Crucero 220, ocurrida con fecha 02 de Julio de 2014.

Nos hemos especializado en equipos dedicados a la operación y mantenimiento de las líneas de transmisión. Dado que la región está sujeta a altas cantidades de sal y contaminación por polvo, nuestros equipos son los responsables del lavado y limpieza de las líneas de transmisión. Nuestro trabajo se realiza de acuerdo con las normas ISO 9001, ISO 14001, ISO 27000 y OHSAS 18000, y también ofrecemos servicios de mantenimiento de línea de transmisión a terceros.

También contamos con un equipo de ingenieros responsable de la promoción, construcción y supervisión de nuestros proyectos de transmisión.

INGRESOS DE TRANSMISIÓN.

En relación a los ingresos facturados por el área de transmisión, ellos alcanzaron los US\$ 13,9 millones, levemente mayor a los US\$ 13,8 millones facturados durante el año 2013. Los principales ingresos provienen de peajes (70%) y de los ingresos por conexión y arriendos (29%), el restante es producto de la venta de servicios.

PROYECTOS DE TRANSMISIÓN

Nuestros más recientes desarrollos en el negocio de transmisión son los siguientes:

- Subestación El Cobre: Una subestación de 220 kV, 2,4 kilómetros al noreste de la existente subestación Laberinto, terminado a finales de junio de 2010 con energía y conectada al SING a través de la subestación Laberinto, el 6 de agosto de 2010. La subestación El Cobre también está conectada al SING a través de la subestación Chacaya.
- Chacaya–Línea de transmisión El Cobre: una línea de transmisión de doble circuito de 220 kV con una extensión de 144 kilómetros, y 700 MVA de capacidad total. La línea de transmisión transmite la energía generada por la CTA y CTH desde la subestación Chacaya a la subestación El Cobre, cerca de Gaby y minas Esperanza, CTA y los clientes de energía de CTH. Esta línea de transmisión entró en servicio en 2011.
- Proyecto de línea de transmisión Cardones–500 kV Mejillones. Como se señaló anteriormente, TEN actualmente está desarrollando aproximadamente 580 kilómetros, 500 kV un proyecto de línea de transmisión que conecta el sitio de generación de electricidad de Mejillones, en el SING a la sección norte del SIC. Hemos contratado a un banco de inversión para que nos ayuden en la búsqueda de un socio estratégico para desarrollar conjuntamente este proyecto.

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.





De acuerdo con nuestro plan para centrarse cada vez más en el negocio de generación, el 30 de diciembre de 2013, E.CL vendió Distrinor a Solgas S.A., otra de las filiales chilenas de GDF SUEZ.

Transporte de gas

Somos propietarios de dos empresas de transporte de gas, GNAC y GNA, que poseen y operan en segmentos de Gasoducto Nor Andino chileno y argentino, respectivamente, un Gasoducto de gas natural de 1.066 kilómetros que conecta el norte de Argentina y Chile. El segmento argentino del Gasoducto operado por GNA se conecta al gasoducto de gas natural propiedad de TGN cerca de Pichanal en el norte de Argentina. Además, se conecta al Gasoducto operado por GNAC en la frontera Chile Argentina.

El Gasoducto Nor Andino tiene dos puntos de inyección de gas, una situada en el noroeste de Argentina y cuenca boliviana del suroeste, y otro ubicado en Mejillones y conectado a la Terminal de GNL GNL.

Por lo tanto, el Gasoducto puede recibir gas proveniente de Argentina y Bolivia, así como GNL regasificado procedente de diferentes fuentes en todo el mundo.

El Gasoducto Nor Andino atraviesa las fisuras de la cordillera de los Andes en tres ramas: dos cerca de Crucero, Chile y uno cerca de Coloso, una pequeña ciudad en la costa del Pacífico sur de Antofagasta. Una de las ramas cerca de Crucero termina en la ciudad costera de Tocopilla en ciclo combinado a base de gas natural de Electroandina (U16). Otra rama cerca de Crucero termina en la ciudad costera de Mejillones en nuestra base de gas natural, ciclo combinado (CTM3). La capacidad actual del gasoducto es de 4,5 millones de metros cúbicos por día, ampliable por diseño hasta 8,0 millones de metros cúbicos por día para

el transporte de gas desde Argentina a Chile. Tras la entrada en operaciones del terminal de GNL en Mejillones, de propiedad de GNL Mejillones S.A. ("GNLM") en 2010, el GNA no sólo puede transportar gas natural desde Argentina a Chile, sino que también puede recibir y entregar el gas suministrado a través del Terminal de GNL a los ciclos combinados en Tocopilla y Mejillones, incluyendo la posibilidad de transportar hasta 2 millones de metros cúbicos por día desde Chile a Argentina.

En julio de 1999, GNA firmó un acuerdo de adquirir o pagar el transporte de gas con GNAC. En noviembre de 1999, GNAC celebró dos contratos de transporte de gas de 20 años con Electroandina y otro acuerdo de transporte de gas de 20 años con EDELNOR. Cada uno de los dos contratos de transporte de gas con Electroandina cuentan con capacidad de transporte de gas de 1,58 MMm³ / día. Nuestro acuerdo de transporte de gas con GNA cuenta con una capacidad de transporte de gas de 1,1 MMm³ / día. Bajo estos acuerdos, GNA recibe ingresos con independencia del volumen transportado; en otras palabras, sus ingresos no dependen de la oferta real de gas transportado a través de su gasoducto. El gasoducto Nor Andino es operado y mantenido por TGN en Argentina y su filial Comgas Andina S.A. en Chile.

PUERTO

Servicios portuarios, cancha y ceniza

Los servicios portuarios son fundamentales para la adquisición adecuada y oportuna de combustible. Una parte importante de nuestro suministro de carbón se descarga en el puerto de Tocopilla, que es propiedad y operado por nuestra filial Electroandina. Nuestro suministro de carbón y productos auxiliares necesarios para nuestras plantas de generación de electricidad en Mejillones se descargan en el Puerto Mejillones, que es propiedad y operado por Puerto Mejillones S.A.

- Puerto Mejillones:

Durante el 2014 el movimiento de carbón fue un 9 % superior al periodo 2013, debiéndose principalmente a una mayor generación para las Unidades CTM 1&2.

En relación a la producción de cenizas y escorias, esta tuvo una disminución de 32% con respecto al periodo anterior, debido principalmente a la quema de carbones de mejor calidad y mejor porcentaje de cenizas, en todas las unidades de Mejillones, aunque esta disminución es más notoria en Unidades CTA/CTH, debido a la falla de Puerto Mejillones en los primeros meses del 2014.

Servicios portuarios y manejo combustible

CTM (valores expresados en toneladas físicas)						
Mejillones	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Carbón Recepcionado	930.132	883.892	942.052	926.694	877.917	882.945
Carbón Cargado	892.833	896.463	911.186	901.624	827.224	860.494
Manejo Cenizas	112.396	72.819	65.459	110.383	144.356	120.861
Total	1.935.360	1.853.174	1.918.697	1.938.701	1.849.497	1.864.300

CTA-CTH (valores expresados en toneladas físicas)				
Mejillones	2012	2013	2014	Mejillones 2014
Carbón Recepcionado	948.265	844.832	1.025.956	1.908.901
Carbón Cargado	912.843	902.207	858.102	1.718.596
Manejo Cenizas	229.348	218.888	123.474	244.335
Total Mejillones	2.090.456	1.965.927	2.007.532	3.871.832

- Puerto Tocopilla:

Durante el 2014 hubo una disminución de 0.8 % en el movimiento portuario total en relación al año anterior, debiéndose principalmente a la disminución de manejo de combustibles líquidos (Diésel y Bunker).

En relación a la producción de cenizas y escorias, tuvo sólo un aumento de 1,8% con respecto al período anterior, debido a pruebas de sistemas de desulfurización con cal hidratada importada en las U12, U13, U14 y U15.

CTT (valores expresados en toneladas físicas)						
Tocopilla	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Carbón Recepcionado (E.CL y Gener)	2.109.541	2.273.472	1.964.444	2.072.685	2.123.755	2.120.148
Carbón Cargado (E.CL y Gener)	2.106.287	2.349.473	1.932.142	2.136.940	2.026.271	2.031.800
Combustibles líquidos	201.633	145.778	134.558	67.668	84.295	41.668
Otros graneles líquidos	18.826	23.160	27.768	11.051	12.024	16.100
Manejo de Cenizas	101.115	95.953	63.407	100.661	102.467	104.381
Total	4.537.402	4.887.836	4.122.319	4.389.004	4.348.811	4.314.097

COMBUSTIBLE

Suministro de combustible

Similar a la generación global del portafolio del SING, nuestras instalaciones de generación funcionan principalmente en los combustibles fósiles como el carbón, diésel, fuel oil y gas natural. El costo del combustible representa el componente

de costo más importante de nuestro negocio y el nivel de envío desde nuestras plantas de energía depende de los costos variables de producción.

La parte más significativa de nuestra capacidad de generación proviene del carbón y gas natural. Al 31 de Diciembre de 2014, el 85% de nuestra capacidad instalada se basó en estos combustibles.





Compra y riesgos del costo de combustible

En la actualidad, sustancialmente todos nuestros PPA incluyen precios de provisiones de indexación que dan cuenta del costo del combustible utilizado en las unidades generadoras y la capacidad de generación disponible de tales unidades bajo el PPA correspondiente. El costo de combustible, tal como se utiliza en la fórmula de indexación, se basa normalmente en el costo reportado al CDEC por la central respectiva, que CDEC publica mensualmente. Esto asegura una información transparente de costos a los clientes en el SING. Adquirimos combustibles sólidos y líquidos en base a los procedimientos internos de compra, dependiendo del precio, la calidad, el stock disponible y aprobaciones internas. Los procesos de mezcla de combustible y de adquisiciones tienen en cuenta las consideraciones ambientales, técnicas y económicas.

Carbón

Hemos entrado históricamente en contratos por un año para asegurar aproximadamente el 70% y el 80% de nuestras necesidades anuales estimadas de carbón para el año siguiente. El proceso de compra consiste en un proceso de licitación cerrado entre los posibles proveedores de carbón. Las ofertas de carbón se otorgan en base a los precios de combustible que ofrece, la calidad del carbón, las consideraciones logísticas, fiabilidad del proveedor, regulaciones ambientales y consideraciones operacionales. Durante mucho tiempo hemos parado relaciones con varios grandes proveedores de carbón internacionales como Glencore, CMC (Cerrejón), Peabody y Drummond.

Las principales fuentes de nuestro carbón se encuentran en países como Colombia, Estados Unidos, Canadá, Australia y Chile. El precio de nuestro suministro de carbón contraído está indexado a indicadores de mercado reconocidos como API2 o API10. Generalmente compramos el restante 20% al 30% de nuestro carbón en el mercado spot. Compras individuales por más de US \$ 15 millones deben ser aprobadas por nuestro consejo de administración. Por lo general no entramos en la

obligación de comprar carbón para más de un año en el futuro, la única excepción es un contrato de suministro de carbón firmado recientemente con Mina Invierno (la mina de carbón de Chile), que va desde enero 2015-diciembre 2017.

El carbón, normalmente se adquiere en un país libre en régimen de pensión, es decir, el vendedor es responsable del carbón hasta la entrega en el buque. Contratos de flete se negocian con los propietarios de buques directamente. Aproximadamente el 20% y el 25% del costo, seguro y flete (CIF) corresponden a los costos de flete.

Anualmente, compramos 3.0 millones de toneladas métricas de carbón, lo que equivale a aproximadamente (50 a 55 barcos cargados por año).

Diésel y fuel oil

Tenemos un contrato de suministro a mediano plazo para diésel y fuel oil con COPEC para nuestras instalaciones de Tocopilla, Mejillones y Tamaya. El contrato se renovó por última vez en febrero de 2012, y vence en mayo de 2016. El combustible almacenado en las instalaciones de almacenamiento ubicadas en nuestras instalaciones es propiedad de los proveedores hasta que es consumido por nosotros. Los precios del contrato se basan en los precios públicos publicados por ENAP más una tarifa comercial negociada, indexados al IPC, tipo de cambio del peso chileno frente al dólar de Estados Unidos, y precio del diésel o petróleo.

GNL

Actualmente contamos con Contratos con tarifas indexadas al GNL con una capacidad total contratada de 430 MW. Hemos partido nuestras compras de GNL con la porción de energía contratada en nuestros Contratos con indexación ligada a GNL. Por lo tanto, si somos capaces de contratar más energía vinculada al precio del GNL, entonces vamos a buscar nuevos contratos de compra de gas natural licuado para el suministro a largo plazo.



Para garantizar el suministro de GNL, hemos firmado un contrato con una filial de GDF SUEZ, para suministrar el combustible a lo largo de la vigencia del contrato de suministro firmado con EMEL (2012-2025).

Caliza

Compramos caliza para los sistemas de desulfuración de CTA y de CTH. La cantidad de caliza depende del contenido de azufre del carbón y los límites de emisión reglamentarios. La calidad de la caliza es importante para evitar la corrosión en la caldera y para disminuir las emisiones de dióxido de azufre. En los últimos

años, hemos comprado caliza en dos ocasiones en el mercado spot, cada vez en una cantidad total de 50.000 toneladas métricas. Nos abastecemos de caliza de México, Canadá y Jamaica.

Biomasa

Las nuevas unidades CTA y CTH tienen la capacidad técnica para quemar biomasa; hemos realizado pruebas de funcionamiento de los sistemas de trabajo con un consumo de combustible de biomasa hasta el 10%. Sin embargo, en el corto plazo no se pretende comprar biomasa suficiente para utilizarla en nuestras operaciones del día a día.

Proveedores del año 2014

Carbón:

- CMC
- Glencore
- Interocean Coal Sales
- Peabody
- Trafigura
- Gunvor
- Colombian Natural Resources (CNR)
- Mina Invierno

Caliza:

- TBS

Empresas de Transporte Marítimo:

- Noble
- Glencore Grain
- Norden
- Swissmarine
- Klaveness
- Oldendorff
- NYK
- Louis Dreyfus
- GMI

Proveedores de Diésel y Fuel Oil N° 6 del año 2014:

- Copec

Proveedores de Gas Natural Licuado:

- GDF SUEZ Supply S.A.
- BP Gas Marketing Ltd.
- ENAP Refinerías S.A.

Proveedores de Nitrógeno:

- Praxair S.A.

COMERCIAL

MERCADO Y PRECIOS

Chile cuenta con cuatro sistemas de energía interconectados. La cuadrícula más grande del país es el SIC. Con una capacidad instalada de 15.043 MW al 31 de diciembre de 2014, el SIC abarca desde Taltal en el norte de Chile a la isla de Chiloé, en el sur, con una distancia de aproximadamente 2.100 kilómetros. El SIC sirve aproximadamente al 92% de la población chilena y en su mayoría atiende a clientes regulados. Los clientes regulados representan aproximadamente el 54% del consumo de energía del país y el 61% del consumo de energía en el SIC. Aproximadamente el 44% de la capacidad instalada en el SIC corresponde a las instalaciones hidroeléctricas, aproximadamente el 52% a las plantas termoeléctricas y menos del 3% a las plantas solares fotovoltaicas y parques eólicos.

El SING es principalmente un sistema termoeléctrico. La generación en el SING se basa principalmente en el carbón, el gas natural, gas natural licuado y el petróleo diésel, y los más grandes proveedores de electricidad en el sistema son E.CL, AES Gener y Endesa. AES Gener posee Norgener, un generador a base de carbón, y un generador de gas natural en Salta, Argentina, que está conectada al SING a través de la línea de transmisión Interandes, y que dejó de enviar electricidad al SING

en 2008. ENDESA es propietaria de la empresa de carbón Celta y GasAtacama, un gas natural y el generador diésel. Al 31 de diciembre de 2014, E.CL representó aproximadamente el 52% de la capacidad instalada.

Minería y clientes industriales en el SING normalmente entran en contratos con generadores o distribuidores a precios negociados. Bajo las regulaciones de energía de Chile, estos clientes generalmente no están sujetos a precios regulados, ya que su demanda por lo general es superior a 500 kW. Sólo EMEL S.A., formada por tres empresas de distribución (Emelari S.A., Eliqsa S.A. y Elecda S.A.) y controlada por el grupo local de distribución de energía CGE, está sujeto a precios regulados, debido a su orientación a equipos de ciudades y pequeños consumidores en el SING.

VENTA DE ENERGÍA

Todos los generadores pueden comercializar energía a través de contratos con empresas de distribución para sus clientes regulados y no regulados, o directamente con los clientes no regulados. Los generadores también pueden vender la energía a otras empresas de generación de energía sobre una base a precio spot. Las empresas de generación de energía también pueden participar en las ventas contratadas entre sí a precios negociados, fuera del mercado spot. Los términos del contrato se determinan libremente (salvo en el caso de suministro a clientes regulados).

Ventas a empresas de distribución y clientes regulados

Históricamente, las ventas a compañías distribuidoras para la reventa a clientes regulados se han hecho a través de contratos al precio de nudo vigente en los lugares pertinentes, o nodos, en el sistema interconectado a través del cual se suministra dicha electricidad. Sin embargo, desde el año 2005, después de la promulgación de la Ley Corta II, todos los nuevos contratos entre las empresas de generación y de distribución para el suministro de los clientes regulados deben ser el resultado de las ofertas a través de procesos de subasta abiertos, competitivos y transparentes. Como resultado, las empresas distribuidoras deberán informar a la CNE en enero de cada año, las características de sus contratos y suministros de energía eléctrica para clientes regulados durante los ocho años siguientes con el fin de predecir la demanda futura. Además, cuando la demanda varía de forma impredecible, el presente Reglamento Administrativo permite a los proveedores presentar una oferta a corto plazo para cubrir estas variaciones.

Venta a clientes no regulados o "libres"

Los clientes no regulados son aquellos que tienen una demanda horaria máxima para suministro eléctrico de al menos 2.000 kW o aquellos consumidores con una demanda de al menos 500 kW que optan por un régimen regulado. El resto de los consumidores se consideran regulados. Las tarifas y condiciones en los contratos con los clientes no regulados se negocian libremente entre el generador y el cliente.

Todos los contratos se suministran desde el sistema, independientemente de si el generador que contrajo el suministro es capaz de generar la electricidad para satisfacer el contrato. El CDEC despeja la exposición de los generadores individuales para el mercado spot de energía a partir de la diferencia entre su

energía contractual y su energía generada obtenida del despacho centralizado, y para el mercado de capacidad de la diferencia entre la capacidad demandada por sus clientes en la hora de la demanda máxima del sistema y su capacidad firme.

Venta a empresas generadoras

El CDEC determina anualmente la capacidad firme para cada central. Se permite a cada generador vender capacidad hasta su "capacidad firme." Capacidad firme es la capacidad más alta que un generador puede suministrar al sistema en determinadas horas punta, tomando en consideración la información estadística con respecto al tiempo que una planta está fuera de servicio por mantenimiento y los flujos de agua en el caso de las centrales hidroeléctricas.

Una empresa de generación de energía puede necesitar comprar o vender energía o capacidad en el mercado spot en cualquier momento en función de sus requerimientos contractuales en relación con la cantidad de electricidad que se envíen desde dicha empresa a su capacidad firme.

Clientes del mercado Spot:

Estos clientes son empresas de generación que compran los excedentes de energía y potencia. Desde el CDEC se controla el orden de despacho, las empresas de generación enfrentan tiempos de excedentes o déficit debido a las diferencias entre el nivel de producción y el consumo de los clientes. Como resultado, las empresas de generación compran o venden electricidad en el sistema según sean estos excedentes y/o déficits.

La siguiente tabla contiene información referente a las ventas consolidadas de electricidad por tipo de cliente para cada uno de los períodos indicados.

E.CL Ventas físicas consolidadas por tipo de cliente (GWh)

	Año terminado el 31 de Diciembre, 2014					
	2014		2013		2012	
	Ventas (GWh)	% Volumen de ventas	Ventas (GWh)	% Volumen de ventas	Ventas (GWh)	% Volumen de ventas
Clientes no regulados	7.087	77%	7.643	79%	7.553	79%
Clientes regulados	1.912	21%	1.822	19%	1.699	18%
Ventas Mercado spot	211	2%	240	2%	329	3%
Total ventas electricidad	9.210	100%	9.704	100%	9.580	100%

CLIENTES

De acuerdo a la política comercial de E.CL es que operamos con contratos a largo plazo con nuestros clientes, por un monto que corresponde a una parte significativa de nuestra capacidad eficiente, principalmente compuesta de nuestras plantas a base de carbón y parte de nuestras plantas a base de gas

que utilizan GNL. El Terminal de GNL Mejillones, que inició sus operaciones en mayo de 2010, y los contratos de suministro de GNL que hemos sido capaces de asegurar, desde entonces, nos han proporcionado más oportunidades para la venta de la electricidad generada a partir de gas natural licuado y para aumentar la producción de energía a partir de nuestras centrales de ciclo combinado existentes, que todavía tienen alguna capacidad ociosa. Para hacer frente a un





aumento previsto de la demanda en los próximos años, tenemos la intención ya sea de construir nuevas plantas de carbón o utilizar una combinación de nuevas plantas de carbón y capacidad basada en GNL instalada actualmente disponible.

Respecto al segmento de clientes regulados, al año 2014 E.CL S.A. tiene vigente contratos de suministro de energía con Empresa Eléctrica de Arica S.A. (EMELARI), Empresa Eléctrica de Iquique S.A. (ELIQSA), Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. (ELECDA), las cuales son 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 (Minera Centinela que incluye Tesoro y Esperanza, Minera Michilla S.A., Minera Antucoya)
- Codelco Chile (Divisiones Chuquicamata, Radomiro Tomic y Gabriela Mistral)
- Freeport-McMoran (Sociedad Contractual Minera El Abra)
- Barrick (Cía. Minera Zaldívar Ltda.)
- Glencore (Complejo Metalúrgico Altonorte S.A. y Cía. Minera Lomas Bayas)
- BHP Billiton (Cía. Minera Cerro Colorado Ltda.)
- SQM S.A. (para sus centros María Elena, Pedro de Valdivia y Coya Sur)
- Quiborax S.A. (El Águila)
- Haldeman Mining Company S.A. (La Cascada)
- Pampa Camarones S.A.

Adicionalmente, E.CL mantiene contratos con importantes clientes industriales tales como: Algorta Norte S.A., Molycop Chile S.A. (Mejillones), Complejo Industrial Molynor S.A., Aguas de Antofagasta S.A. (Planta Desaladora), Compañía Portuaria Mejillones S.A., Cemento Polpaico S.A., Enaex S.A., Plaza Antofagasta S.A. (Mall Plaza Antofagasta), Sociedad GNL Mejillones S.A, entre otros.

CONTRATOS PRINCIPALES

EMEL

Este proceso de licitación se llevó a cabo en el SING en 2009, y tres contratos se adjudicaron por un total de 1.800 GWh al año, llegando a aproximadamente 2.300 GWh por año, comenzando en 2012 y continuando hasta 2026. Estos premios representan las necesidades totales de EMEL. Nos concedieron un contrato de 15 años por el 100% de los requerimientos. El precio de la energía ofrecida era 89.99 US \$ / MWh referenciado Henry Hub, el punto de fijación de precios para los contratos de futuros de gas natural que cotizan en la Bolsa Mercantil de Nueva York, y el IPC (59,4% a Henry Hub con un precio base de 3,77 US \$ / MBtu y 40,6% para el IPC). Por favor, Véase "Negocios- Procedimientos legales" para una discusión de litigio resultante de la subasta EMEL.

CODELCO

En noviembre de 2009 se firmó un nuevo contrato de 280 MW con CODELCO para el suministro a la mina de Chuquicamata, que sustituyó al antiguo contrato que expiró a finales de 2009. La electricidad contratada bajo el PPA se redujo a 200 MW después CTA comenzó la operación comercial en julio de 2011, cuando



la empresa CODELCO hizo efectivo el PPA con CTA. El nuevo contrato se inició en enero de 2010 y expirará en diciembre de 2024. La cantidad total de energía que se espera para ser vendidos durante el contrato es de aproximadamente 24 TWh.

Antucoya

A finales de 2013, E.CL entró en un PPA con Minera Antucoya para proporcionar electricidad para el proyecto Antucoya, que se encuentra a 125 kilómetros al noreste de Antofagasta y a 45 kilómetros de la costa.

De acuerdo con Minera Antucoya, el proyecto tiene reservas probadas de 642 millones de toneladas de cobre de 0,35% (con una ley de corte de 0.21% Cu). El proyecto producirá un promedio de 85.000 toneladas de cátodos de cobre al año durante los primeros 10 años de operación, y luego se ubicará en un promedio de 80 mil toneladas de cátodos de cobre al año para completar la vida útil estimada de 20 años del proyecto.

Para abastecer Antucoya, E.CL se compromete a proporcionar hasta 50 MW de la demanda de energía eléctrica en un PPA de 14 años, que comenzó a mediados de 2014.

CONTRATOS

Las principales características de nuestros PPA son las siguientes:

- Están denominados en dólares.
- Incluyen un cargo por capacidad y una tarifa de energía. La capacidad de carga está diseñada para pagar por la capacidad instalada que nos comprometemos a cumplir con la cantidad máxima de electricidad demandada por nuestros clientes en un momento del contrato. El pago de energía está diseñado para pagar por la electricidad real vendida al cliente.
- En diciembre de 2014, los contratos tenían una vida remanente de 11,5 años.
- La mayoría incluyen cláusulas de pass through que prevén el paso de ciertos gastos tales como la compra de combustible, peajes de transmisión, servicios auxiliares, mantenimiento de unidades, certificados de ERNC, RM 39 y DS 130, costos de seguridad, cambios de la ley, y cambios en el IPC.



- Aproximadamente el 38% de nuestra capacidad contratada está cubierta por provisiones take or pay, lo que corresponde al 46% de nuestros ingresos por capacidad. Esto significa que recibimos el pago de la capacidad contratada independientemente de si el cliente lo utiliza.
- Nuestros contratos generalmente estipulan que vamos a utilizar nuestras propias instalaciones o las instalaciones de los otros miembros del SING CDEC para garantizar el cumplimiento efectivo del contrato, pero el comprador es responsable de todos los cargos asociados con la conexión en sí hasta el punto de suministro, independientemente de quién es propietaria de las instalaciones en el punto de suministro.

Tarifas

Precios Regulados en el Nudo Crucero 220 kV (valores reales al 31.12.2014)					
Mes	Valores Nominales		Valores Reales al 31.12.2013		
	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Precio Medio
	Ch\$/kW-mes	Ch\$/kWh	Ch\$/kW-mes	Ch\$/kWh	Ch\$/kWh
ene-14	4.258,87	35,920	4.448,59	37,520	47,486
feb-14	4.258,87	35,920	4.427,26	37,340	48,321
mar-14	4.258,87	35,920	4.390,31	37,029	46,863
abr-14	4.258,87	35,920	4.363,21	36,800	46,900
may-14	4.371,33	42,777	4.463,35	43,678	53,676
jun-14	4.371,33	42,777	4.461,21	43,657	53,983
jul-14	4.371,33	42,777	4.450,95	43,556	53,527
ago-14	4.371,33	42,777	4.436,49	43,415	53,353
sep-14	4.371,33	42,777	4.399,49	43,053	53,237
oct-14	4.371,33	42,777	4.354,11	42,609	52,362
nov-14	4.964,60	40,031	4.944,12	39,866	51,311
dic-14	4.964,60	40,031	4.964,60	40,031	51,152

PRINCIPALES PROVEEDORES 2014 E.CL

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

Proveedores Estratégicos año 2014	
Proveedor	Segmento
GDF SUEZ LNG Supply S.A.	Gas
BP Gas Marketing LTDA.	Gas
Sociedad GNL Mejillones S.A.	Gas
Coal Marketing Company LTD.	Carbón
Colombian Natural Resources	Carbón
Gunvor S.A.	Carbón
Trafigura Pte Ltd.	Carbón
Glencore AG	Carbón
Peabody Coal Trade. LLC	Carbón
Norgener S.A.	Carbón
Swissmarine Service S.A.	Fletes Marinos
Oldendorff Carriers GMBH & CO. KG	Fletes Marinos

Proveedores Estratégicos año 2014	
Proveedor	Segmento
Dampskibsselskabet Norden A/S	Fletes Marinos
Alstom (Switzerland) Ltd.	Repuestos
Transelect Norte S.A	Peajes
Empresa de Transmisión Eléctrica	Peajes
AES Gener S.A.	Peajes
Gasatagama Chile S.A.	Compra Energía
Empresa Eléctrica Angamos S.A.	Compra Energía
Adecco Administración y Servicios S.A.	Contratista de Servicios
Fuel Tech INC	Contratista de Servicios
Puerto Mejillones S.A.	Contratista de Servicios
Servicios Industriales Limitada	Contratista de Servicios
Mapfree Compañía de Seguros Generales	Cía. de Seguros



**NUEVOS
PROYECTOS**



GESTIÓN FINANCIERA

POLÍTICA DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO 2014

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:

- Límites de inversión por emisor o Intermediario: No se podrá invertir más de un $\leq 20\%$ 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 o cobertura natural 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, el rating mínimo por institución:

- Internacional: A-/A3
- Local: Nivel 1/A
- Fondos Mutuos: AAfm (Este no puede superar el 5% del patrimonio del F.M.)

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

- Del plazo de inversiones será ≤ 90 días, con motivos de proteger y mantener la liquidez de la caja.
- Límites de inversión por grupo financiero: No se podrá invertir más de un 25% de la cartera de inversión en valores o en instrumentos emitidos o garantizados por emisores pertenecientes a un mismo grupo financiero. Se usará como

definición de Grupo Financiero la circular N°1030, y las que la complementen y actualicen, de la Superintendencia de Valores y Seguros.

- Cualquier operación de derivados deberá ser autorizada por la Gerencia de Finanzas y el Directorio deberá aprobar el uso de derivados superior a los 20 MMUSD (veinte millones de dólares). Y hacerse de acuerdo a los procedimientos del Grupo cuando sea el caso.

ACTIVIDADES FINANCIERAS

El año 2014, se usaron US\$101 millones en actividades de financiamiento, las que incluyeron principalmente:

- E.CL pagó una cuota de capital del financiamiento de proyecto de CTA por la cantidad de US\$6,4 millones.
- El pago de dividendos fue por un total de US\$66,6 millones, incluyendo US\$ 29,6 millones pagados por E.CL en mayo con cargo a las utilidades del año 2013; US\$20 millones pagados por CTH a su accionista minoritario y el dividendo provisorio por la cantidad de US\$7 millones a cuenta de las utilidades del ejercicio 2014 pagado por E.CL a fines de septiembre.
- E.CL realizó prepago del financiamiento del proyecto de CTA que involucró recursos por un total de US\$378,7 millones, incluyendo capital (US\$351,7 millones), intereses devengados a la fecha (US\$6,8 millones) y los costos del término anticipado de los contratos swap de tasa de interés (US\$20,2 millones)
- E.CL realizó prepago del financiamiento del proyecto de CTA, financiado con recursos provenientes de la emisión de un nuevo bono 144-A/Reg S por US\$350 millones además de recursos propios de la Compañía. El bono se colocó a una tasa de interés de 4,568% anual. Vence el 29 de enero de 2025 y paga un interés de cupón de 4,5% anual.
- En Diciembre de 2014 E.CL firmó una línea de crédito comprometida con el Banco de Chile por un monto de UF 1.250.000 con el fin de contar con una línea de crédito como respaldo de la liquidez de la Compañía.





ANÁLISIS ESTADOS FINANCIEROS

E.CL reportó una utilidad neta de US\$3,8 millones en el cuarto trimestre y de US\$88,9 millones en el año. El EBITDA alcanzó US\$62,6 millones en el trimestre y US\$306,4 millones en el año, lo que representa un aumento del 22% respecto al año anterior, principalmente debido al mejor desempeño operacional de la Compañía. Esto se tradujo en una mezcla de generación más eficiente, con menores costos de combustible, lo que junto a mayores precios promedios de venta y un aumento en las ventas de gas, contribuyeron a un aumento significativo en el resultado neto del ejercicio, el que llegó a US\$89 millones.

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. El principal costo en pesos chilenos es el costo relativo al personal y gastos administrativos, que representa aproximadamente un 8% de nuestros costos de operación.
- 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 2014, un 100% del total de nuestra deuda financiera, estaba a tasa fija que ascendía al monto de US\$750 millones.

- 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.

TRANSACCIONES BURSÁTILES

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

Año 2014	Acciones Transadas	Monto Transado	Precio promedio
1° trimestre	71.897.551	51.103.022.129	\$712
2° trimestre	143.210.504	102.517.980.815	\$719
3° trimestre	53.376.269	43.381.365.042	\$821
4° trimestre	53.128.345	46.481.035.834	\$860

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

DIVIDENDOS

POLÍTICA DIVIDENDOS

La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 29 de abril de 2014 acordó una nueva política que consiste en procurar que, sujeto a las aprobaciones pertinentes, y tomando en consideración las necesidades financieras de la sociedad, la distribución de utilidades de cada ejercicio se lleve a cabo mediante el reparto de dos dividendos provisorios, a acordar preferentemente en los meses de agosto/septiembre y diciembre/enero de cada año, sobre la bases de los resultados de los estados financieros del segundo trimestre y del tercer trimestre, respectivamente, más el dividendo definitivo a repartir en el mes de mayo de cada año. Producto de esta última política, E.CL pagó un dividendo provisorio de US\$7 millones a fines de septiembre de 2014.

La junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 29 de abril de 2014, 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 2013.

DIVIDENDOS ÚLTIMOS AÑOS

Los dividendos distribuidos en los últimos años son los siguientes:

Fecha	Dividendo	US\$ Acción
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
23.05.2014	Dividendo Definitivo N° 22	0,03758
30.09.2014	Dividendo Provisorio N° 23	0,00665

UTILIDAD DISTRIBUIBLE

De conformidad con los estados financieros de la sociedad, la utilidad al 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:

Utilidad Distribuible	MUS\$
Utilidad del Ejercicio 2013	29.851
Total Utilidad Ejercicio 2013	29.851
Menos Dividendos Provisorios Pagados	-
Resultado Distribuible del Ejercicio 2013	29.851
Dividendos Definitivos año 2013 Pagados con cargo a Utilidad Ejercicio 2012	56.178

UTILIDADES ACUMULADAS AL 31.12.2013

Provisión legal 30% Dividendos 2013	11.875
Reverso provisión legal año 2012	16.854
Reserva futuros Dividendos y Resultados Acumulados por Distribuir	338.757
Total utilidades acumuladas al 31.12.2013	317.409
Dividendos Definitivos año 2014 Pagados con cargo a Utilidades Acumuladas	39.584
Provisión legal 30% Dividendos 2014	19.681
Reverso provisión legal año 2013	11.875
Utilidad del Ejercicio 2014	88.938
Efecto cambio de tasa del impuesto diferido Oficio Circulas 856 de la SVS	40.794
Dividendos Provisorios Pagados 2014	7.000
Resultado Distribuible del Ejercicio 2014	311.163

SEGUROS

Mantenemos seguros que cubren nuestras propiedades, operaciones, personal y negocios. Para los daños materiales e interrupción del negocio, mantenemos pólizas de seguro para E.CL y nuestros afiliados dentro del Programa Regional de Seguros GDF SUEZ Latinoamérica. Estas pólizas cubren nuestros activos físicos, tales como plantas, oficinas, subestaciones y equipos móviles, así como el costo de la interrupción del negocio. El límite por evento para E.CL, CTA y CTH es de US \$ 350 millones, mientras que para el Gasoducto Nor Andino es de US \$ 85 millones.

Además, nuestra empresa y sus filiales cuentan con cobertura para sus actividades de transporte bajo una póliza de seguro de carga con límites que varían según el tipo de mercancías transportadas (carbón, gas natural o bienes), y seguro de responsabilidad de un fletador global que abarque la protección e indemnización de riesgos y daños al buque. También hemos suscrito una póliza de seguro de responsabilidad civil general, incluyendo la responsabilidad del empleador y el seguro de responsabilidad de accidente automovilístico, bajo el Programa de Seguro de Energía de GDF SUEZ con un límite global de US \$ 50 millones.

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 Crucero, Chacaya, Capricornio, El Cobre, Mejillones, Antofagasta, Pozo Almonte, Iquique, Arica, El negro, Tamarugal y Dolores.





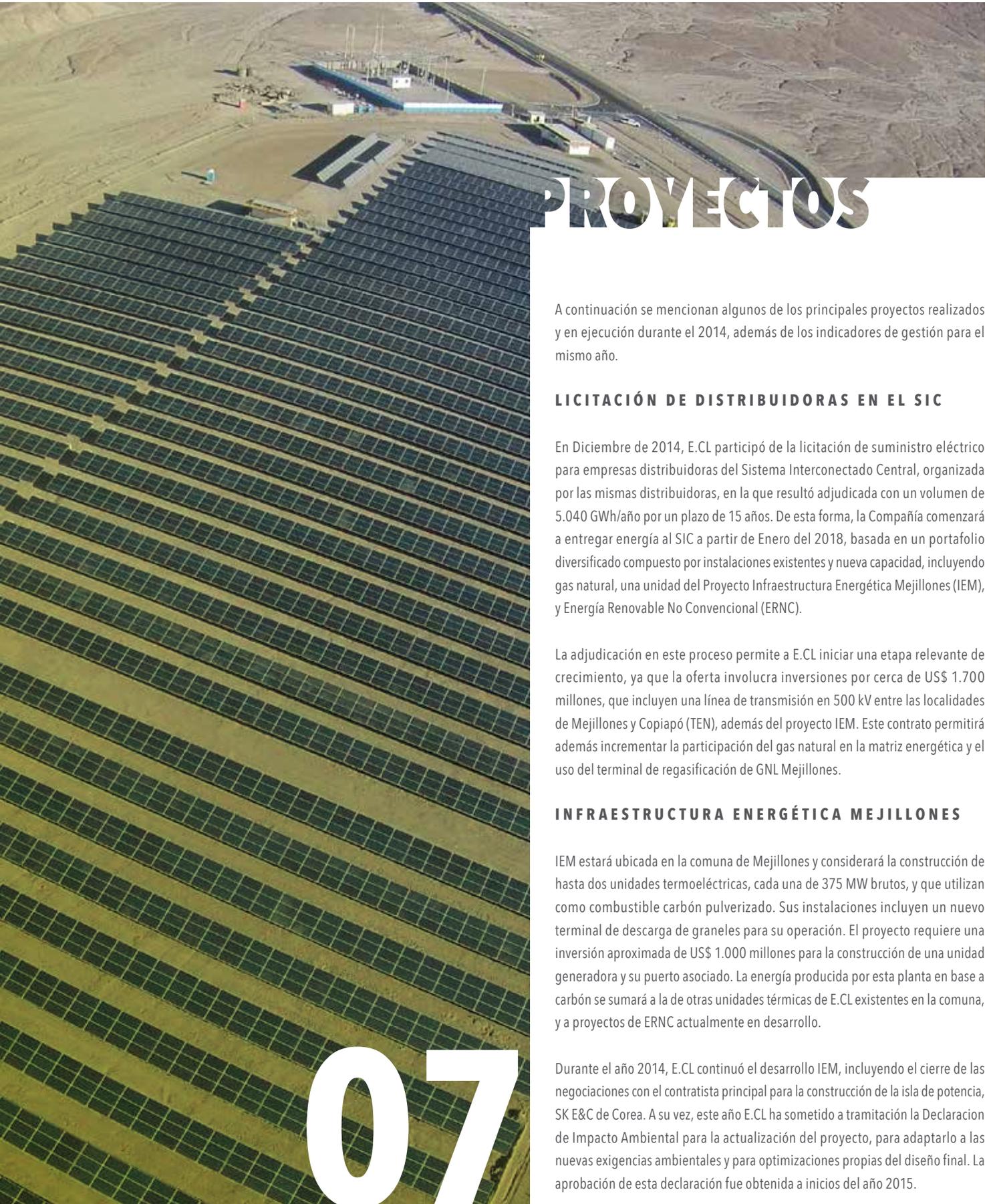
PATENTES Y MARCAS

Marca	Número de Registro	Tipo	Clase (S)	Vencimiento
Sitrnor	807.868	Denominativa	36, 37, 40 y 42	08/04/2017
Sitrnor	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
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
GNE Gas Natural Esencial	1.131.771	Mixta	4, 16, 35, 39 y 40	09/10/2024



EXPANSIÓN





PROYECTOS

A continuación se mencionan algunos de los principales proyectos realizados y en ejecución durante el 2014, además de los indicadores de gestión para el mismo año.

LICITACIÓN DE DISTRIBUIDORAS EN EL SIC

En Diciembre de 2014, E.CL participó de la licitación de suministro eléctrico para empresas distribuidoras del Sistema Interconectado Central, organizada por las mismas distribuidoras, en la que resultó adjudicada con un volumen de 5.040 GWh/año por un plazo de 15 años. De esta forma, la Compañía comenzará a entregar energía al SIC a partir de Enero del 2018, basada en un portafolio diversificado compuesto por instalaciones existentes y nueva capacidad, incluyendo gas natural, una unidad del Proyecto Infraestructura Energética Mejillones (IEM), y Energía Renovable No Convencional (ERNC).

La adjudicación en este proceso permite a E.CL iniciar una etapa relevante de crecimiento, ya que la oferta involucra inversiones por cerca de US\$ 1.700 millones, que incluyen una línea de transmisión en 500 kV entre las localidades de Mejillones y Copiapó (TEN), además del proyecto IEM. Este contrato permitirá además incrementar la participación del gas natural en la matriz energética y el uso del terminal de regasificación de GNL Mejillones.

INFRAESTRUCTURA ENERGÉTICA MEJILLONES

IEM estará ubicada en la comuna de Mejillones y considerará la construcción de hasta dos unidades termoeléctricas, cada una de 375 MW brutos, y que utilizan como combustible carbón pulverizado. Sus instalaciones incluyen un nuevo terminal de descarga de graneles para su operación. El proyecto requiere una inversión aproximada de US\$ 1.000 millones para la construcción de una unidad generadora y su puerto asociado. La energía producida por esta planta en base a carbón se sumará a la de otras unidades térmicas de E.CL existentes en la comuna, y a proyectos de ERNC actualmente en desarrollo.

Durante el año 2014, E.CL continuó el desarrollo IEM, incluyendo el cierre de las negociaciones con el contratista principal para la construcción de la isla de potencia, SK E&C de Corea. A su vez, este año E.CL ha sometido a tramitación la Declaración de Impacto Ambiental para la actualización del proyecto, para adaptarlo a las nuevas exigencias ambientales y para optimizaciones propias del diseño final. La aprobación de esta declaración fue obtenida a inicios del año 2015.

07

TRANSMISORA ELÉCTRICA DEL NORTE (TEN)

Con fecha 16 de enero de 2014, E.CL adquirió de su matriz Suez Energy Andino S.A. (hoy GDF SUEZ Energy Chile S.A.) la sociedad Transmisora Eléctrica del Norte S.A. ("TEN").

A fines de enero de 2014 TEN emitió una orden de proceder a ALUSA (hoy ALUMINI) para la compra a Alstom de equipo electromagnético y/o mecánico asociada al proyecto de TEN, hecho que conforme a la normativa vigente le llevó a cumplir su obligación de declarar frente a las autoridades y organismos pertinentes que el proyecto Sistema de transmisión Mejillones Cardones 500 kV estaba en construcción.

En Noviembre de 2014 fueron presentadas las solicitudes de concesión eléctrica para todo el proyecto con el fin de facilitar la constitución de las servidumbres necesarias para amparar la construcción y operación del proyecto, cuya tramitación se espera concluya durante 2015.

Con motivo de la situación financiera de ALUMINI (ex ALUSA) y con el objeto de minimizar el riesgo de construcción, durante el mes de Noviembre de 2014 TEN llevó a cabo un proceso de licitación para efectos de asegurar la continuidad y viabilidad del proyecto. Atendido que ALUMINI entró en un proceso de reorganización empresarial ante tribunales brasileños, se acordó dividir el contrato EPC, asignando a la empresa Alstom la construcción de las subestaciones y a Sigdo Koopers las líneas. ALUMINI permanece involucrado al proyecto en calidad de subcontratado.

De esta manera, TEN está actualmente ejecutando un proyecto de transmisión que comprende la construcción de una línea eléctrica de aproximadamente 600 kilómetros en 500 kV, que habilitará la conexión de las unidades generadoras de electricidad de E.CL en el SING con la sección norte del SIC, permitiendo suministrar a clientes y usuarios en este último sistema interconectado, como es el caso de los clientes adjudicados por E.CL en la licitación de Suministro Eléctrico de las Empresas Concesionarias de Distribución SIC, 2013/03-2° llamado.

Finalmente, cabe señalar que el proyecto original de TEN ha tenido diversas modificaciones respecto de su configuración, principalmente con el objeto de adecuarlo a la topología y características técnicas que tendrá el sistema eléctrico tanto en la zona de Mejillones como en la zona de Cardones, siendo esta última el lugar donde se conectará al SIC a través de la subestación Nueva Cardones de InterChile S.A. y perteneciente al Sistema de Transmisión Troncal del SIC, modificaciones que han sido incorporadas en su proceso de desarrollo.

Por último es necesario notar que la Comisión Nacional de Energía consideró en el Plan de Expansión 2014 – 2015 al proyecto de línea de TEN como la opción más recomendable para concretar la interconexión entre el SING y el SIC.

PROYECTO HELIOS II, PLANTA SOLAR EL ÁGUILA II

E.CL está desarrollando un proyecto solar fotovoltaico de hasta 40 MW netos, colindante a la planta solar fotovoltaica El Águila I. Se obtuvo la Resolución de Calificación Ambiental respectiva en 2013, y las autorizaciones fiscales respectivas en 2014 para uso del terreno, junto a un comodato de terreno de 41 ha cedido por la minera Quiborax.

A fines del 2013, la Compañía firmó un contrato EPC con la empresa Acciona como contratista de un proyecto solar fotovoltaico de 34 MW netos, el que se encuentra actualmente vigente. E.CL está activamente evaluando alternativas comerciales para poder iniciar la construcción del proyecto.

PROYECTO ATLAS FASE 1, PLANTA SOLAR PAMPA CAMARONES 1

E.CL se encuentra construyendo una planta solar fotovoltaica de 6 MW netos, ubicada cerca de las instalaciones de Minera Pampa Camarones, a unos 50 km al sur de Arica, cuya energía será inyectada al SING. La construcción de la planta se está realizando a través de un contrato EPC con la empresa Acciona. E.CL obtuvo en 2014 la Resolución de Calificación Ambiental del Proyecto, así como los permisos de terrenos fiscales necesarios para su ejecución. Este permiso ambiental y los terrenos asociados a este Proyecto, consideran instalaciones de hasta 300 MW netos, que E.CL espera desarrollar en etapas.

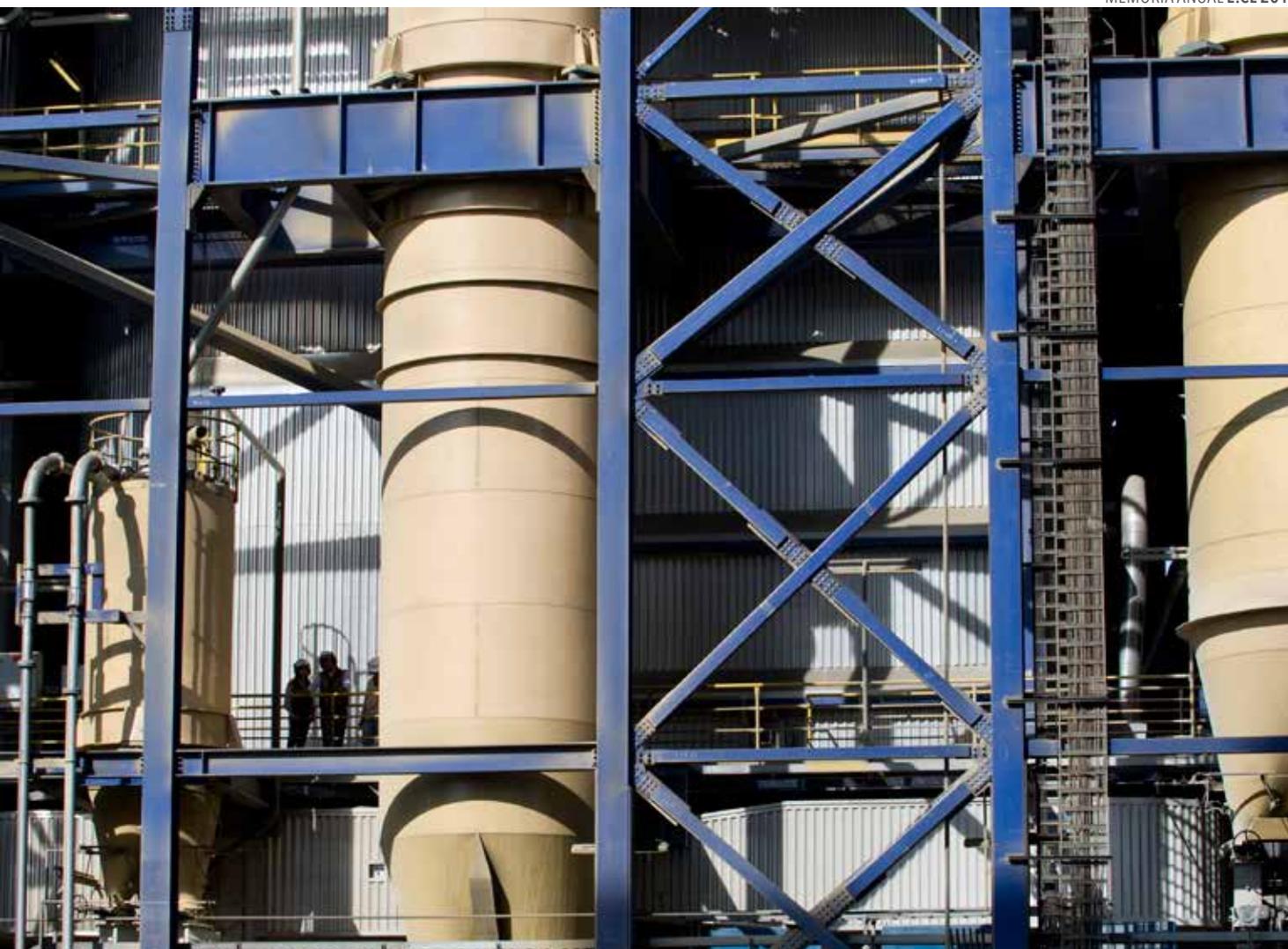
La Compañía llegó a un acuerdo con la minera Pampa Camarones para el suministro de energía asociada a esta nueva planta solar por 20 años, y se espera tener la planta solar operativa a mediados de 2015.

ENTREGA DE AGUA A MINERA SIERRA GORDA SCM

Las obras consisten en 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 al interior de la Central Mejillones, 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.

En septiembre de 2014 se dio inicio al bombeo de agua a la faena de Sierra Gorda, facturándose desde ese mes los consumos de agua y de energía asociada al retiro del agua desde los pozos de captación, según las estipulaciones del contrato.





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". El 2 de Octubre de 2014, el SEA emitió la Resolución de Calificación Ambiental de este proyecto, obteniéndose así los permisos asociados que habilitan la construcción del mismo.

Este Proyecto consiste en la instalación de una planta productora de cal hidratada, que podría ser 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.

Asimismo, en 2014, E.CL tramitó frente al Servicio de Evaluación Ambiental las Declaraciones de Impacto Ambiental para el uso de Cal Hidratada en la Central Termoeléctrica Mejillones y en la Central Termoeléctrica Tocopilla para el cumplimiento de Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas. Las mismas fueron aprobadas

durante los primeros meses de 2015, lo que habilita a E.CL a iniciar la operación con Cal Hidratada en sus sistemas de desulfuración al momento de entrada en vigencia de la nueva norma, en junio 2015 para CTT y en junio 2016 para CTM.

Estas iniciativas incluyen:

- Monitoreo y desarrollo de sitios adecuados para la instalación de parques eólicos. En particular en la región de Calama, donde E.CL recibió la aprobación del estudio de impacto ambiental para la construcción de un parque eólico con una capacidad instalada que podría llegar a más de 300 MW.
- Monitoreo y desarrollo de sitios adecuados para la instalación de plantas de energía solar fotovoltaica. En particular en la Región de Arica, donde E.CL recibió la aprobación del estudio de impacto ambiental para la construcción de la Planta Solar PV El Aguila II (40 MW) y la solar fotovoltaica Planta Pampa Camarones (300 MW).
- Pruebas de nuevas tecnologías, como CPV o de alta eficiencia fotovoltaica. Estamos desarrollando sistemas piloto de un total aproximado de 140 kW en nuestra planta de energía solar fotovoltaica existente El Aguila I en la Región de Arica.



PLANIFICACIÓN





FACTORES DE RIESGO

Como parte del desarrollo normal del negocio, E.CL se encuentra expuesto 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 están sujetos a variadas condiciones económicas, políticas, sociales y competitivas cambiantes, teniendo como resultado condiciones operacionales y financieras desfavorables.

A continuación se describen los principales riesgos relacionados con nuestro negocio.

RIESGOS RELACIONADOS CON NUESTRO NEGOCIO

Nuestro negocio puede ser afectado negativamente por la indisponibilidad de combustible, nuestra capacidad de conservar o sustituir a nuestros proveedores claves o por interrupciones en la cadena de suministros.

Obtenemos nuestro combustible a través de importaciones o compra a distribuidores locales mediante contratos de corto, mediano y largo plazo, haciéndonos vulnerables a la escasez de materia prima o a la interrupción del contrato de suministro, siendo expuestos a pagar precios más altos para obtener la misma cantidad de combustible o un sustituto más caro.

Nuestros ingresos dependen de unos clientes significativos.

Nuestro volumen de venta es originado por cinco clientes principales: CODELCO, Minera Esperanza, El Abra, Zaldiviar y EMEL. Estas ventas son controladas por Contratos, lo que genera como consecuencia depender de la capacidad de estos clientes y su buena voluntad de cumplir oportunamente sus obligaciones contractuales con nosotros.

Nuestro negocio podría verse afectado negativamente por el alza al precio del combustible o un cambio legal de costos que no podríamos transferirlo a nuestros clientes según las condiciones de transferencia de costos de los contratos.

08



Al ser incapaces de pasar a nuestros clientes los incrementos en el costo, la capacidad para compensar esta alza y los nuevos gastos reguladores dependerán de nuestra posición competitiva, que afecta los términos específicos de cualquier costo transferible de provisiones que podemos intentar incluir en nuestro contratos.

El gobierno Chileno recientemente ha publicado una agenda de electricidad que puede conducir a cambios significativos en la Industria.

Los cambios en el marco regulatorio de electricidad en Chile, pueden alterar las condiciones bajo las cuales actualmente desarrollamos nuestro negocio.

Disminución en el precio del cobre y otras materias primas podrían afectar de manera desfavorable los ingresos y los resultados financieros de nuestros clientes, causando operaciones de minería reducidas y la demanda asociada a la electricidad, que podría afectar negativamente nuestra condición financiera, resultados de operaciones y flujos de caja.

La mayor parte de nuestras ventas de energía físicas durante 2014 corresponden a clientes de minas de cobre, cuya condición financiera depende de su precio internacional. Si esto se ve afectado, podrían verse forzados a acortar o suspender sus procesos u operaciones, afectando su demanda de electricidad.

Nuestros futuros proyectos de expansión dependen mayoritariamente del desarrollo de nuevos y amplios proyectos mineros en el SING, y potencialmente en el SIC, y el fracaso de nuestros clientes existentes y futuros para completar la construcción de sus proyectos de minería podrían afectar desfavorablemente nuestro desempeño financiero.

Nuestro futuro gasto de capital y proyectos de expansión están directamente correlacionados a las necesidades de nuestros clientes mineros, y podrían ser afectados desfavorablemente si la demanda no aumenta como lo pronosticado o si las necesidades existentes de nuestros clientes disminuyeran.

Otros factores, que se encuentran más allá de nuestro control, pueden retrasar la construcción o el comienzo de las operaciones de nuestras nuevas instalaciones. Los principales factores que pueden impactar nuestra habilidad de construcción, o el comienzo de nuestras operaciones, incluyen: retraso en la obtención de aprobaciones gubernamentales ya concedidas; decisión judicial contra permisos ambientales ya concedidos; escaseces o aumentos en el precio de equipos, materiales o trabajo; no cumplimiento de contratistas y la oposición por grupos políticos y/o ambientales.

El cumplimiento con las regulaciones ambientales requerirá inversiones significativas que podrían afectar desfavorablemente nuestra capacidad de expandir nuestro negocio y nuestros resultados de operaciones.

Seguiremos invirtiendo para mantener el cumplimiento de leyes ambientales. El no cumplimiento de los requerimientos ambientales puede resultar en multas civiles o administrativas, o en sanciones, reclamos por daños y perjuicios ambientales, obligaciones de remediación, la revocación de autorizaciones ambientales o el cierre temporal o permanente de las instalaciones.

Las autoridades reguladoras pueden imponer multas a nuestras filiales como consecuencia de fracasos en el suministro de energía.



Todas las compañías eléctricas supervisadas por SDEC están sujetas a multas si un apagón del sistema es resultado del error operacional de cualquier generador, incluyendo fracasos relacionados con la coordinación de los impuestos de actores de sistema.

Nuestras plantas y el sistema en sí mismo están sujetos al riesgo de falla mecánica, y cualquier indisponibilidad resultante puede afectar nuestra capacidad de realizar nuestros compromisos contractuales o nos hace responsables a través de multas por el CDEC, afectando nuestro funcionamiento financiero.

Cualquier indisponibilidad imprevista de nuestras instalaciones de generación puede afectar desfavorablemente nuestra performance financiera al ser necesario recurrir al mercado spot para la compra de energía a un mayor precio o compensar tal indisponibilidad aumentando la energía producida por nuestras centrales eléctricas con costos marginales más altos para cumplir con nuestras obligaciones contractuales.

No hay ninguna certeza de que nuestros seguros serían suficientes o los adecuados en caso de un mayor siniestro.

Mantenemos el seguro contra todo riesgo en lo que concierne a nuestras unidades de generación, incluyendo el seguro general contra terceros y otras pólizas de seguros conocidas en la industria de generación. De ocurrir un acontecimiento, una pérdida total o significativa en nuestras unidades de generación de energía u otras instalaciones relevantes, los beneficios recibidos por ese concepto no pueden no ser suficientes para satisfacer todo nuestro endeudamiento.

Nuestro negocio requiere gastos de capital sustanciales

Nuestro negocio tiene una alta proporción de capital, debido a que la construcción, reparaciones, sustituciones y mejoras en nuestra generación de energía, transmisión e instalaciones de transporte, requerirán gastos de capital significativos. Además, responder a aumentos de la competencia, aumento de nuevas demandas de clientes y mejoramiento de las capacidades de nuestra generación de energía, transmisión e instalaciones de transporte, también puede hacer que nuestros gastos de capital aumenten en el futuro.

Podríamos afrontar un incremento futuro en el mercado de generadores tanto dentro y fuera del SING.

Si el SING y el SIC están interconectados, nos forzarán a competir por clientes con generadores eléctricos tanto de SING como de SIC. El SIC históricamente ha experimentado escasez de electricidad, lo que podría limitar la capacidad de generadores en el SIC para exportar la electricidad al SING. El SIC utiliza planta de hidroelectricidad por lo cual puede funcionar a un costo marginal inferior y tener una prioridad de envío más alta que plantas termoeléctricas como la nuestra.

Algunos de nuestros costos y el valor de algunos de nuestros activos están sujetos al riesgo del tipo de cambio.

Nuestros gastos personales y administrativos, así como la mayor parte de nuestros gastos de servicios de tercero, son denominados en pesos chilenos. Tales gastos representan aproximadamente el 8% de nuestros gastos totales de explotación. Además, nuestro contrato con EMEL también está expuesto al tipo de cambio de dólares estadounidenses a pesos chilenos.

Estamos sujetos a un número de leyes. No cumplirlas puede causar la imposición de multas y daño reputacional; nuestra gestión de riesgos y controles internos pueden no ser exitosos en la prevención o detección de todas las violaciones de ley o de política por toda la empresa.

Nuestro negocio está sujeto a un número significativo de leyes, reglamentos, incluyendo aquellos relacionados con la competencia y antimonopolio, el antisoborno y la anticorrupción, la salud, la seguridad y el entorno, el trabajo y el empleo, e impuestos.

CLASIFICACIÓN DE RIESGO

- En Diciembre de 2014, la Agencia de Calificación de Riesgo Standard & Poor's ratificó la clasificación de E.CL en "BBB" con respecto a su solvencia, 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".
- En Noviembre de 2014, 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.
- En Septiembre de 2014, 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 cuenta con solvencia "BBB".

Clasificación de Riesgo Internacional	Solvencia	Perspectivas
Standard and Poor's	BBB	Estable
Fitch Ratings	BBB	Estable

Clasificación de Riesgo Nacional	Solvencia	Perspectivas	Acciones
Feller - Rate	A+	Estable	1° Clase Nivel 2
Fitch Ratings	A+	Estable	-
ICR	A	Estable	1° Clase Nivel 3



S U S T E N T A B L E





DESARROLLO SOSTENIBLE

MEDIO AMBIENTE

Desde junio del año 2006, E.CL mantiene la certificación de su sistema de gestión bajo el estándar internacional ISO14.001.

A nivel normativo los principales cambios tienen relación con la entrada en vigencia de la modificación a la Norma de Ruido Ambiental (Decreto Supremo 30/2011) e interpretaciones que el Ministerio del Medio Ambiente efectuó a la Norma de Emisiones para Centrales Termoeléctricas (Decreto Supremo N°13/2011).

Respecto de éste último cuerpo normativo, E.CL ha dado cabal cumplimiento a la información requerida por la autoridad ambiental y durante el año 2014 logró certificar los Sistemas de Medición Continua de Emisiones (CEMS por sus siglas en inglés) en todas las unidades de generación de Central Tocopilla y Central Mejillones. Además, ha continuado con el reporte electrónico de todos los informes de monitoreo ambiental exigidos por Resolución de Calificación Ambiental son cargados en la página WEB de la Superintendencia del Medio Ambiente.

Durante el año 2014, la Superintendencia del Medio Ambiente junto a otros organismos con competencia ambiental, realizó fiscalizaciones a las principales resoluciones de calificación ambiental (RCA) de las instalaciones operativas de Central Mejillones y Central Tocopilla, no identificando no conformidades durante las inspecciones ambientales en terreno como tampoco en el Examen de Información ambiental asociadas a las respectivas RCA. Los informes de fiscalización publicados están disponibles en la página WEB de la Superintendencia de Medio Ambiente. Por otra parte, producto que no se logró certificar dentro de los plazos establecidos los CEMS de las unidades CTA y CTH de Central Termoeléctrica Andina, la SMA inició dos procesos de sanción. Para resolver esta situación, se elaboró un programa de cumplimiento ambiental para cada unidad, siendo aprobado por la autoridad ambiental y ejecutándose en su totalidad durante el segundo semestre del año 2014, logrando en diciembre del mismo año las resoluciones que certificaron los sistemas de medición.

Durante el año 2014 se registró un incidente ambiental significativo en Central Tocopilla. La Tabla N° 1 muestra el número de incidentes ambientales de los últimos 8 años en la organización.

09

Tabla N° 1

Número de Incidentes Ambientales Significativos

Año	N° Incidentes
2007	33
2008	30
2009	7
2010	2
2011	1
2012	1
2013	2
2014	1

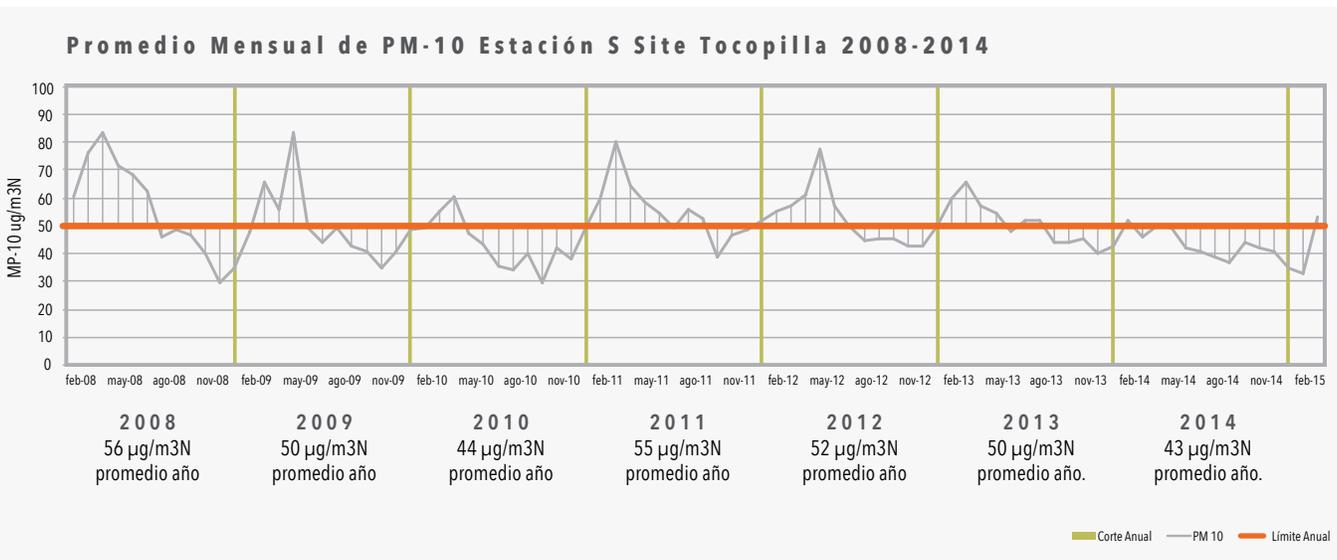
CALIDAD DEL AIRE

Respecto del cumplimiento del Plan de Descontaminación Atmosférico de Tocopilla y su zona circundante, éste fue fiscalizado por la Superintendencia del Medio Ambiente mediante inspecciones presenciales y posteriores exámenes de información, encontrándose a la fecha pendiente su oficialización.

Las emisiones de material particulado respirable estimadas utilizando factores de la Agencia Ambiental de Estados Unidos (US EPA) alcanzaron las 64.2 toneladas/año, valor muy inferior al nuevo límite vigente a partir de abril del año 2014 que corresponde a 879 ton/año. Lo anterior obedece a la implementación y operación de todas las unidades carboneras con sistemas de filtros de mangas y a todas las mejoras efectuadas para el control de las emisiones fugitivas de material particulado. Las principales actividades operacionales para el control de emisiones de fuentes fugitivas de material particulado son el tratamiento del carbón con productos supresores de polvo, el confinamiento de correas transportadoras, programas de limpieza con el uso de equipos barredores y aspiradores.

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 2014 presentan una reducción respecto de las concentraciones medidas en los años anteriores. El promedio anual de PM10 para el año 2014 corresponde a 43 µg/m³N. La Figura N° 1 muestra la evolución de las concentraciones promedio mensual de PM10 para el periodo enero 2008 a diciembre 2014.

FIGURA N° 1 CONCENTRACIONES PROMEDIO MENSUAL PM10 (UG/M³N) ENERO 2008 A DICIEMBRE 2014



Respecto del cumplimiento de la norma trianual de PM10 en Tocopilla, para el periodo enero 2012 a diciembre 2014 (36 meses), presenta un valor de 48.7 µg/m³N, que se encuentra bajo el límite normado de 50 µg/m³N, debido al cabal cumplimiento de las medidas definidas en el Plan de Descontaminación por parte de E.CL.

concentración promedio del año 2014 corresponde a 20 µg/m³N y la concentración trianual para el periodo enero 2012 a diciembre 2014 corresponde a 22 µg/m³N. Todos los valores medidos se encuentran por debajo de los límites normados.

En el caso de la calidad del aire en Mejillones, evaluado principalmente como concentración de material particulado respirable (PM10) en la estación ubicada en la antigua maestranza de Ferrocarril (sector urbano norte de Mejillones), la

Calidad del Medio Ambiente Marino

Durante el año 2014, la totalidad de los parámetros monitoreados en las aguas de los sistemas de enfriamiento de las unidades de generación de las centrales





de Tocopilla, Mejillones, Andina y Hornitos presentaron valores bajo los límites permisibles (DS N° 90/00).

Los programas de monitoreo del medio ambiente marino realizados en las bahías de Tocopilla y Mejillones durante el año 2014, no muestran cambios significativos en las distintas matrices ambientales monitoreadas, manteniéndose las mediciones de los parámetros monitoreados dentro de los respectivos rangos históricos y de línea base.

Adicionalmente, a los programas de vigilancia ambiental establecidos por resoluciones ambientales o permisos sectoriales, se ejecutan estudios complementarios para caracterizar la pluma térmica de las aguas del sistema de enfriamiento de las unidades de generación de la Central Tocopilla y un diagnóstico de las aves y mamíferos marinos en el área aledaña al sector de Punta Algodonales con el objetivo de cuantificar su abundancia y riqueza.

PROYECTOS SUSTENTABLES

La generación de energía es esencial para el desarrollo de las actividades humanas. Sin embargo, como toda actividad productiva, además de beneficios, es fuente de externalidades negativas. Éstas últimas, al impactar el entorno, amenazan su misma sustentabilidad y, por ende, al desarrollo de la humanidad.

Para evitar que las amenazas se conviertan en realidad resulta útil considerar a la empresa como posible creadora de un "Ecosistema Industrial", es decir de un sistema en el cual los impactos negativos de un proceso productivo, ya sean residuos y/o emisiones, puedan transformarse en insumos de otros procesos y

de esta manera lograr un ciclo productivo sustentable que minimice el impacto ambiental de las actividades industriales al mismo tiempo que genera valor compartido para el negocio y su entorno.

La creación del "Ecosistema Industrial" ha sido posible gracias a una serie de proyectos sustentables originados por innovadoras iniciativas. Una característica transversal de estos proyectos ha sido la activa participación de la empresa, la comunidad y emprendedores locales en las distintas etapas de los proyectos.

Cada proyecto implica una fase Piloto, una etapa de Factibilidad Técnica y finalmente una fase de Evaluación Comercial para determinar si es posible desarrollar el proyecto a Escala Industrial.

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

PISCICULTURA COBIA DEL DESIERTO DE ATACAMA

Es una iniciativa piloto que nace en línea a la visión de E.CL Ser tu Socio Esencial, ya que se gesta bajo el concepto de creación de valor compartido dentro del ecosistema industrial.

Se trata de aprovechar la recirculación de agua de enfriamiento de las Centrales Térmicas en Mejillones para el cultivo de pez Cobia dada la temperatura y calidad del agua que son favorables para este propósito.

En 2014 se logró el premio Recyclápolis- El Mercurio y se obtuvo el Premio Pyme Corfo al mejor emprendimiento de la II Región.



LA COBIA ES UN PROYECTO QUE NACE A PARTIR DEL CANAL ABIERTO DE INNOVACIÓN.

Es un pez pelágico que por su naturaleza no habita en el Mar de Chile. Sin embargo, E.CL por medio de un emprendimiento local ha cultivado esta especie - dentro de la Planta Generadora - en un sistema de piscinas con importantes logros que se iniciaron en 2012.

La primera etapa consideró la factibilidad técnica del proyecto piloto, obteniendo en Septiembre de 2013 los permisos respectivos de Sernapesca para operar la planta de piscicultura.

La segunda etapa considera el piloto comercial que finaliza en Diciembre de 2014 para dar lugar a una potencial tercera y última etapa de producción industrial para Enero de 2015.

Se aplica la filosofía de Bienestar Animal que se traduce en un monitoreo permanente del estado de los peces, no empleo de productos químicos ni antibióticos e implica sobre todo un cuidado especial para evitar el stress de los peces que habitan la piscicultura.

Así mismo la Lombricultura ha sido clave para lograr un ciclo productivo amigable con el medioambiente, esto dado que permite utilizar los residuos sólidos de los peces como abono orgánico de plantas Salicornia, las que a su vez son las encargadas de captar CO₂ para transformarlo en Oxígeno hacia la atmósfera.

- Es un pez gourmet de carne blanca
- Tiene altos contenidos de Omega 3
- Buena resistencia a enfermedades
- Longitud máxima de 2 metros
- Puede alcanzar un peso de 68kg
- A nivel mundial se proyecta al 2017 un mercado de 800 MM USD





CULTIVOS ENERGÉTICOS

Los "Cultivos Energéticos", como parte integral del Ecosistema Industrial de E.CL, corresponden a un grupo particular de plantas que se caracterizan por ser eficientes en el uso del agua, ser de rápido crecimiento y tener una alta capacidad de generación de biomasa, por lo tanto gran capacidad de captación de CO₂.

"LA CAPACIDAD DE CAPTACIÓN DE CO₂ DE LOS CULTIVOS ENERGÉTICOS ES ENTRE 50-70 TÓN CO₂ HÁ/AÑO"

La principal y más importante característica de la biomasa generada por los Cultivos Energéticos es que ésta puede ser utilizada en las centrales térmicas

El proyecto que nace en 2011, considera en una primera etapa de estudio:

4 Hectáreas de Nopales (Planta de origen: La Serena).

Otros terrenos menores con cultivos de Paulonias (Planta de origen: China), Arundos (Planta origen: de Santiago), Olivos (Planta de origen: Copiapó) y Salicornias (recolección proyecto con Universidad de Antofagasta).

como combustible alternativo al carbón. Sus características además son muy favorables ambientalmente, dado que corresponde a un combustible carbono neutral, su combustión no genera Azufre, no genera NOx ni material particulado, de esta manera al ser adicionado al proceso de combustión considera una reducción del CO₂ que se emite a la atmósfera.

El objetivo del estudio es evaluar el comportamiento de la biomasa como combustible y determinar la factibilidad de reemplazar parcialmente el carbón en las centrales CTA y CTH.

La tecnología disponible en Mejillones para este efecto se denomina de "Lecho Fluidizado" que permite la quema de combustibles alternativos sin ningún ajuste técnico dado que desde su diseño están concebidas para este propósito.

"E.CL CUENTA CON LAS ÚNICAS DOS CENTRALES EN EL PAÍS CON ESTA TECNOLOGÍA"

Las centrales térmicas con Lecho Fluidizado requieren mayor inversión que una central estándar de carbón pulverizado. Sin embargo para E.CL se justifica plenamente por las ventajas ambientales que las caracterizan, en particular su eficiencia en la combustión y flexibilidad que permite quemar diferentes materiales, como chip de neumáticos, biomasa, desechos y residuos de distintos tipos.

En 2014 se presentaron excelentes resultados respecto del año anterior, debido a que los manejos agrícolas implementados tuvieron un efecto positivo dentro del cultivo mejorando la brotación y crecimiento.

El consumo de agua de los Nopales ha demostrado ser alrededor de 3 veces menor que otros cultivos de la zona árida agrícola en Copiapó. Esto implica un resultado muy favorable considerando que el agua es un recurso estratégico y escaso en la zona.

El proyecto se encuentra en etapa de factibilidad hasta el 2015, en caso de ser factible considera un escalamiento hasta 350 Hectáreas - para Cultivos Energéticos - que va a depender de los resultados sobre los parámetros productivos que se están estudiando y de las autoridades de Bienes Nacionales para poder adquirir el terreno que se requiere.

BIOGAS

La producción de biogás corresponde a un sistema de generación de combustible con vasto desarrollo a nivel mundial, que se realiza por medio de Biodigestores bajo el principio de fermentación de residuos orgánicos.

El proyecto de Biodigestor en E.CL nace para darle sustentabilidad al proyecto Cultivos Energéticos, ya que aporta biogás como combustible para los sistemas

de riego e inyección de fertilizantes, y además produce fertilizantes y sustratos que corresponden a recursos inexistentes y estratégicos en la zona, que sin ellos la producción de biomasa sería muy baja.

Lo interesante del Biodigestor es que es capaz de autoabastecerse de energía y utilizar los residuos de la propia central para generar biogás, los que mayoritariamente corresponden a residuos orgánicos que se generan en los casinos y los procesos de poda de las mismas plantaciones de Cultivos Energéticos, además de utilizar agua residual de las calderas y cenizas.

Por otro lado los residuos del Biodigestor son reutilizados como abono orgánico -sólido y líquido- como parte del proceso de reciclaje en la producción de biomasa, es decir es un proceso autosustentable que valoriza energéticamente sus residuos.

LUEGO DE 3 MESES DE PUESTA EN MARCHA SE HA RECICLADO 20 TÓN DE RESIDUOS ORGÁNICOS Y SE HAN EVITADO 8 TÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

Para el 2015 es clave generar el conocimiento técnico, evaluar la factibilidad de hacer proyectos a gran escala y dimensionar el valor social que se puede crear al replicar este proyecto en comunidades aisladas.



PLANTA PILOTO CO-COMBUSTIÓN EN CORONEL

La Biomasa es una fuente de energía renovable que al utilizarse en co-combustión con el carbón puede contribuir a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

La Co-combustión es un modelo de generación de energía que ha sido implementado especialmente en EE.UU y Europa. Si bien en Chile aún está poco desarrollado y no es oficialmente reconocido como generación de ERNC (Energía Renovable No Convencional), existen algunas iniciativas para que sea incorporado dentro del marco legal para su promoción e implementación.



E.CL en su afán de buscar mejoras innovadoras hacia la generación térmica sustentable, ha llevado a cabo un proyecto de investigación en conjunto con la Universidad de Concepción cuyo objetivo es estudiar el comportamiento de los combustibles para desarrollar conocimiento técnico de la co-combustión de carbón con Biomasa.

Para llevar a cabo este proyecto se escogió a la comuna de Coronel - conocida como la "cuna del carbón" - debido a las experiencias y conocimientos existentes en las termoeléctricas que nacieron al pie de las minas de Lota.

CORONEL ADEMÁS DE SER UNA ZONA DE ALTA ACTIVIDAD FORESTAL CUENTA CON EXPERIENCIA DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO APLICADA, LABORATORIOS AVANZADOS Y PROFESIONALES CON TRAYECTORIA EN PROCESOS DE COMBUSTIÓN.

De esta forma en octubre de 2013 se inauguró una planta piloto en conjunto con la UDT (Unidad de Desarrollo Tecnológico) de la Universidad de Concepción, de acuerdo a un modelo de trabajo alemán de alto nivel, que consiste en el acercamiento real de la Universidad a la Industria.

La iniciativa cuenta con el aporte del Fondef, ejecutado por la Universidad hasta finales de 2013.

En 2014 se ha testeado el comportamiento de diversos combustibles que por lo general se consideran residuos de otros procesos o industrias, como es el caso de la minería, y en particular materiales de embalaje que son descartados en sus procesos.

En 2015 se proyecta realizar el estudio del desempeño operacional de diversos combustibles y biocombustibles en co-combustión con el carbón, por ejemplo neumáticos, aditivos, residuos agrícolas y biomasa de cultivos energéticos (plantaciones en Mejillones), entre otros.

Para E.CL el proyecto tiene una gran relevancia estratégica dado que permite probar diversos combustibles y aditivos en escala piloto, sin tener que utilizar las plantas industriales para estas pruebas y evitar el riesgo operacional que esto conlleva. De esta forma, los resultados que se obtengan serán aplicados en Mejillones en sus centrales térmicas Andinas (CTA) y Hornitos (CTH), que se caracterizan por utilizar la tecnología de Lecho Fluidizado Circulante, que permite usar un amplio rango de combustibles sólidos como carbón, biomasa y diferentes tipos de residuos.

MATERIALES ELABORADOS CON CENIZAS

Las plantas Termoeléctricas utilizan combustibles fósiles de gran poder calorífico que permiten producir energía en forma estable y segura. Además de la generación de Energía, este tipo de planta conlleva una generación de residuos inherentes al proceso.

En el caso de centrales térmicas que utilizan Carbón como combustible se generan Cenizas Volantes y de Fondo, que corresponden a residuos no peligrosos, pero de complejo almacenamiento dada las grandes cantidades de residuo que se genera y su alta volatilidad por las características propias del material.

En este contexto E.CL - con apoyo de un emprendedor externo - ha decidido innovar con un proyecto sustentable para testear las posibles aplicaciones de las cenizas y su uso en materiales de construcción. El objetivo de esta iniciativa es reutilizar las cenizas en forma amigable con el medioambiente, transformando un pasivo ambiental en un activo comercializable.

El principal problema que conlleva el residuo Ceniza es la acumulación excesiva y compleja disposición para que sea almacenado en forma segura para el medioambiente. El principal mérito de este proyecto es que transforma esta debilidad en una fortaleza creando Valor Compartido.

El piloto MEC se implementó en conjunto con una empresa de ingeniería y cuenta con apoyo y financiamiento subsidiario de Corfo, a través de InnovaChile. Actualmente la planta ha logrado demostrar que es posible elaborar materiales de construcción en forma estándar a un bajo costo unitario y con excelentes propiedades técnicas, incluso muy superiores a las exigidas por la actual normativa.

Si bien la industria de ladrillos a nivel mundial es una de las mayores fuentes de emisión de gases de efecto invernadero - dado su tradicional proceso de secado en Hornos - el proyecto MEC ha logrado demostrar que es posible realizar un proceso amigable con el medio ambiente. Esto gracias a las condiciones favorables de la zona que permite realizar un secado al aire libre sin necesidad de hornos (El Desierto de Atacama está considerado una de las zonas más áridas del planeta).

UTILIZACIÓN DE CENIZAS COMO MATERIA PRIMA DEL CEMENTO

Se ha comprobado además la aplicación de las cenizas en la industria cementera, dado que cuenta con propiedades similares a uno de los principales insumos de fabricación de cemento "la puzolana" - que corresponde a un tipo de ceniza de origen natural que se encuentra en zonas volcánicas.

En efecto las pruebas de laboratorio han demostrado que las cenizas provenientes de las centrales térmicas a carbón tienen propiedades equivalentes a la puzolana en cuanto a durabilidad y resistencia del cemento.

CONVENIO COMERCIAL CON CEMENTERAS

Tras un largo proceso de desarrollo y pruebas, a partir de marzo de 2014 las cenizas que son captadas por filtros desde las unidades generadoras Central Térmica Andina (CTA) y Central Térmica Hornitos (CTH) en Mejillones, están siendo utilizadas como insumo del proceso de fabricación de cemento de las empresas Cementos Bío Bío (Inacasa) y Polpaico.



2013

> 31.540

toneladas de cenizas se generaron en CTA, CTH, CTM1 y CTM2 (considerando cenizas volantes y fondo)

> 17.968

toneladas de cenizas volantes se generaron en CTA y CTH

> 3.029

toneladas fueron vendidas a cementeras.

2014

> 22.394

toneladas de cenizas se generaron en CTA, CTH, CTM1 y CTM2 (considerando cenizas volantes y fondo)

> 10.950

toneladas cenizas volantes se generaron en CTA y CTH

> 4.160

toneladas fueron vendidas a cementeras.

De acuerdo a los buenos resultados 2014 en que se logró valorizar las cenizas transformándolas en insumo para otros procesos en lugar de un residuo, para el 2015 E.CL mantiene su compromiso de seguir en la búsqueda de usos alternativos de las cenizas dejando además un legado para la gestión del conocimiento (I&D+i).

CULTIVOS DE MICROALGAS

El proyecto, que es parte del Ecosistema Industrial de E.CL, apunta a la producción de biodiesel y otros subproductos a partir de cultivos de microalgas en las inmediaciones de las centrales térmicas de Tocopilla y Mejillones.

Para llevar a cabo esta importante iniciativa se han conformado dos grandes Consorcios que cuentan con el apoyo de Innova Corfo:

CONSORCIO TOCOPILLA "DESERTBIOENERGY"

Conformado por E.CL (41%), la Universidad de Antofagasta (31%), Prodalmar Ltda. (12%), la Universidad de La Frontera (11%) y Molinera Gorbea (5%)

CONSORCIO MEJILLONES "ALGAEFUELS"

Conformado por Manafuels S.A. (35%), E.CL (27%), COPEC (25%) y la Pontificia Universidad Católica de Chile (13%)

En ambos casos, el proceso consiste en la inyección directa de gas de chimenea en las piscinas de microalgas (raceway) de modo que éstas últimas puedan capturar la mayor cantidad posible del CO₂ producido por las centrales.

Las piscinas utilizan agua de mar como medio de cultivo y el proceso de producción involucra diversos subprocesos de laboratorio para extraer de la microalgas distintos tipos de proteínas, carbohidratos, biopolímeros, pigmentos y biogás.

LAS MICROALGAS SON PLANTAS MICROSCÓPICAS QUE CRECEN SUSPENDIDAS EN EL AGUA Y QUE SON CAPACES DE LLEVAR A



CABO EL PROCESO DE FOTOSÍNTESIS PARA CONVERTIR EL AGUA, EL CO₂ Y LA LUZ SOLAR EN BIOMASA Y OXÍGENO.

Durante más de 50 años las microalgas han sido estudiadas en cuanto a su potencial uso en producción de alimentos, tratamiento de aguas residuales, generación de biocombustibles, hidrógeno, suplementos nutricionales y, más recientemente, en su capacidad de capturar CO₂ desde fuentes industriales emisoras de gases de invernadero, con el fin de producir biocombustibles.

Una de las ventajas de utilizar emisiones de CO₂ provenientes de fuentes industriales es que éstas, comparadas con el CO₂ atmosférico, permitirían un crecimiento más rápido de las microalgas.

Los desafíos que tienen estos proyectos para pasar a la siguiente etapa de Escalamiento Industrial están relacionados por un lado con mejorar las limitaciones tecnológicas del proceso de cosecha y el alto costo de los sistemas de cultivo, y por otro lado mejorar los costos de operación, que por ahora se mantienen altos.

Una de las líneas de investigación es la factibilidad de generar subproductos tales como: biofertilizantes, alimentación animal y aplicaciones para la industria farmacéutica.

Las centrales termoeléctricas emiten una cantidad importante de gases de efecto invernadero, en particular CO₂. Este proyecto ha sido desarrollado principalmente para capturar parte del CO₂ que las centrales emiten a la atmósfera, con el fin de mitigar dicho efecto y, de esta manera, crear Valor Compartido.



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 de sustentabilidad propuesto por E.CL 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 que generan exclusivamente un beneficio comunitario, tales como Cultura, Deporte, Recreación e Infraestructura Comunitaria, y otras 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 2014 se ha avanzado significativamente en la gestión de relacionamiento con la Comunidad, en particular se ha potenciado las instancias de diálogo y trabajo conjunto en diferentes iniciativas. Este importante avance en gran parte se ha logrado gracias a los diferentes mecanismos de relacionamiento formal que se han establecido con Comunidades Locales, Municipios, Proveedores, Colegios y otros grupos de interés que se encuentran dentro de las localidades de Mejillones y Tocopilla.

MESA DE TRABAJO E.CL – COMUNIDAD DE TOCOPILLA

Para E.CL es muy importante entender las inquietudes y aspiraciones de las Comunidades en las que se encuentra inserta y es por ello que en Tocopilla, en conjunto con la Ilustre Municipalidad, se ha establecido una instancia formal de diálogo, trabajo y empoderamiento comunitario, cuyo fin principal es apoyar iniciativas orientadas al bienestar de sus habitantes.

Se trata de la "Mesa de Trabajo E.CL – Comunidad de Tocopilla", que reúne a la Unión Comunal en representación de las Juntas Vecinales, a la Ilustre Municipalidad de Tocopilla y a representantes de E.CL.

En ella, las iniciativas y proyectos de la Comunidad son sometidas a la consideración de sus integrantes, y es la misma Comunidad – a través de sus representantes y en conjunto con la Municipalidad y la Empresa – que selecciona y prioriza, de acuerdo al beneficio social directo e indirecto que se pueda lograr.

El trabajo de análisis y evaluación de la Mesa finaliza a través de la definición de los montos y fases de los diferentes proyectos, que deben concretarse de manera efectiva y ser sustentables en el tiempo.

Las herramientas con las que cuenta la Comunidad de Tocopilla para materializar sus proyectos a través de la Mesa son:

1. Los Fondos Concursables (FC): Su objetivo es apoyar proyectos que beneficien directamente a las organizaciones sociales que los presentan, con el fin de fortalecer su estructura y funcionamiento. El concurso se realiza una vez al año por medio de un llamado de carácter público dirigido a organizaciones vecinales vigentes y legalmente constituidas.
2. Los Proyectos Especiales (PE): Su objetivo es apoyar proyectos que beneficien a un porcentaje relevante de la Comunidad de Tocopilla, es decir: debe tratarse de proyectos transversales que apunten a intereses generales de

la colectividad. El mecanismo opera por medio de un sistema de ventanilla abierta, lo cual significa que las iniciativas pueden ser sometidas a lo largo de todo el año a la atención de cualquiera de las Entidades que conforman la Mesa.

FOCO FONDOS CONCURSABLES

- Cultura: proyectos que permitan crear, gestionar y/o dar a conocer iniciativas culturales.
- Deporte: creación o mejoramiento de lugares que promuevan la actividad física; actividades orientadas a estimular un estilo de vida sana en la Comunidad; pautas para fomentar una cultura deportiva y lo que ello significa en término de disciplina, trabajo en equipo, etc.
- Recreación: iniciativas cuyo fin sea la creación o el mejoramiento de espacios de encuentro urbano y/o la generación de actividades de esparcimiento.
- Infraestructura Comunitaria: conjunto de activos fijos necesarios para el desarrollo de actividades comunitarias. No incluye equipamientos y otros bienes muebles.

La cantidad y calidad de los proyectos presentados por la Comunidad a lo largo del 2014, sumado a la seriedad y responsabilidad en su ejecución, han llevado la Gerencia General de la Empresa a duplicar el monto de los recursos disponibles para el siguiente año.

Además del otorgamiento de los recursos financieros, el compromiso de E.CL en el contexto de la Mesa es asegurar transparencia e igualdad de oportunidades en la adjudicación de los proyectos, velando para que su correcta ejecución signifique un real beneficio para la Comuna.

MESA DE TRABAJO E.CL – COMUNIDAD MEJILLONES

La relación que E.CL mantiene con la Municipalidad y Comunidad de Mejillones ha sido cercana y de mutua colaboración desde sus inicios. La implementación de las centrales CTA y CTH (2007) marca el comienzo de una nueva etapa de acuerdos formales que apuntan a fortalecer el desarrollo socioeconómico de la Comuna.

MESAS DE TRABAJO EN MEJILLONES

En el año 2014 se procede a renovar los lazos de colaboración y trabajo conjunto con la Municipalidad a través de la suscripción de un nuevo Convenio a 5 años que potencia y fortalece los alcances del acuerdo marco anterior, el cual ya había cumplido su plazo. En él se reafirma la utilización de 3 Comités o Mesas de Trabajo como herramientas para definir, de común acuerdo, los proyectos comunitarios prioritarios y establecer las formas más efectivas para materializarlos.





Comité	Integrantes	Montos
Deportivo, Cultural y Comunitario	El Alcalde o su representante, un Profesional de la Municipalidad de Mejillones, dos representantes del Concejo Municipal, tres representantes de la Comunidad y un representante de E.CL.	US\$ 150.000 a razón de US\$ 30.000 anuales (5años)
Educación y Capacidades Laborales	El Alcalde o su representante, un profesional del Departamento de Educación, un profesional del Departamento Desarrollo Comunitario, dos representantes del Concejo Municipal, dos representantes de la Comunidad y un representante de E.CL.	US\$ 175.000 a razón de US\$ 35.000 anuales (5años)
Pesca Artesanal	Tres representantes de los sindicatos del Sector Pesca Artesanal de la Comuna de Mejillones; un representante de la Asociación Gremial de Pescadores Artesanales, Buzos, asistentes y similares de Mejillones; un representante de la Ilustre Municipalidad de Mejillones (Alcalde o su representante); dos representantes del Concejo Municipal; y, un representante de E.CL.	US\$ 175.000 a razón de US\$ 35.000 anuales (5años)

FONDOS CONCURSABLES 2014: 80 POSTULACIONES / 32 ADJUDICACIONES

FONDOS PARA PROYECTOS SOCIALES

Además de los recursos otorgados a través de los tres Comités, el Convenio suscrito con la Municipalidad de Mejillones "para el Desarrollo Socioeconómico de la Comuna" considera otras dos tipologías de Fondos:

- US\$ 220.000 TOTALES, PARA LA MATERIALIZACIÓN DE PROYECTOS DE ALTO IMPACTO;

- US\$ 100.000 TOTALES, PARA AYUDA SOCIAL.

CONVENIO ANUAL DE APORTES

Con el fin de formalizar y transparentar los aportes que tradicionalmente han sido otorgados por la Empresa a la Municipalidad de Mejillones, a contar del año 2012 se ha suscrito un Convenio de Aportes renovable a través del cual se canalizan US\$ 30.000 anuales en una serie de iniciativas de la Alcaldía en los ámbitos del deporte, la cultura, la recreación y otras instancias comunitarias.

PROGRAMA DE DESARROLLO DE PROVEEDORES

Para E.CL contar con Proveedores con alto desempeño es clave dentro de su estrategia y política de sustentabilidad. En esta línea y con la idea de potenciar a las Pequeñas y Medianas Empresas (PyMES) y Microempresas en desarrollo de Mejillones y Tocopilla, es que en el 2012 se inicia un proyecto cofinanciado por CORFO, denominado PDP (Programa de Desarrollo de Proveedores).

El objetivo del PDP de E.CL es implementar herramientas y conocimientos en cada proveedor, de manera que logren en un período de formación de tres años, estabilidad, optimización de sus operaciones y mejoras en su rentabilidad, junto con una cultura de prevención de riesgos y de cuidado del medioambiente.

De acuerdo al alcance del programa se seleccionaron a proveedores actuales de E.CL y otros que potencialmente podrían prestar servicio a la empresa.

Todo PDP implica una etapa de diagnóstico que consiste en establecer la situación inicial en que se encuentran los proveedores para conocer las brechas entre la situación deseada y la realidad de cada uno de ellos en los distintos ámbitos. En base al Diagnóstico efectuado, a partir del año 2013 se diseñó un plan enfocado en 3 grandes líneas:

Línea de Trabajo	Objetivos
Prevención de Riesgos y Medioambiente	Generación de cultura en prevención de riesgos y de cumplimiento de la legislación ambiental. Más allá del desempeño en las instalaciones de E.CL, propagar la cultura en el resto de sus emplazamientos.
Gestión Empresarial	Fortalecer los aspectos administrativos, contables, financieros y de gestión de personas.
Gestión Estratégica	Abordar el riesgo del negocio y visión de largo plazo.

La formación que se ha implementado hasta el momento ha permitido entregar a los proveedores involucrados importantes conocimientos y herramientas de gestión. Lo anterior se ha realizado a través de asistencia técnica directa en el lugar de trabajo de cada empresa y por medio de talleres grupales en los que se comparten diferentes experiencias.

PROGRAMA EDUCACIÓN DUAL

El Programa Dual es una metodología educativa dirigida a estudiantes de 3° y 4° Medio que considera la presencia de módulos formativos teóricos (en clase) y operativos (en la empresa).



Se trata de un formato educacional avalado a nivel internacional y que, en Chile, cuenta con el reconocimiento del Ministerio de Educación, el mismo que está evaluando su aplicación a nivel nacional en los establecimientos que imparten educación técnica.

Como hecho destacado del año 2014 E.CL, en conjunto con la Universidad Central y con el apoyo de la franquicia SENCE, ha desarrollado un piloto denominado "Programa Dual 2.0". Éste ha beneficiado a 40 estudiantes de los últimos dos años de educación técnica.

EDUCACIÓN AMBIENTAL PARA LA SUSTENTABILIDAD

El programa de Educación Ambiental de E.CL es una iniciativa que nace en apoyo a la "Estrategia de Educación Ambiental Integrada para la Sustentabilidad" que encabeza la Secretaría Ministerial del Medio Ambiente (Seremi de Medioambiente).

E.CL ha llevado a cabo este programa desde el 2012 con la idea de fortalecer el conocimiento sobre el cuidado del medioambiente y la biodiversidad en la región de Antofagasta. Es así como nace el Club de Forjadores Ambientales orientado a Escuelas de las zonas de Tocopilla y Mejillones.

La idea central del Club es crear conciencia ambiental en los escolares desde pequeños para que las nuevas generaciones impulsen con fuerza sus ideales, convicciones y proyectos para lograr un desarrollo sustentable de la sociedad.

En 2014 se ha estado trabajando - con miras al 2015 - para lograr la Certificación de Excelencia, así mismo se postuló a un fondo de protección ambiental (FPA) para la implementación de paneles solares para generar energía, iluminación y calentar agua como apoyo a las instalaciones de las escuelas y de manera de acercarse al concepto de autoabastecimiento sustentable.

SISTEMA DE GESTIÓN

CALIDAD Y PROCESOS

E.CL ha desarrollado un sistema de gestión basado en las normas ISO 9001, ISO 14001 y OHSAS 18001, cuyo principal objetivo ha sido dar cumplimiento a los compromisos establecidos en su política en materia de calidad, seguridad, salud ocupacional y medio ambiente, entre los que se destaca el compromiso con el mejoramiento continuo de los procesos. A través de este sistema se monitorean los procesos mediante KPIs (indicadores clave de desempeño) en distintas perspectivas del negocio y se analizan las desviaciones e incidentes con la finalidad de incorporar mejoras a los procesos y motivar el aprendizaje organizacional.

El Sistema de Gestión de E.CL abarca la Empresa y sus activos en los siguientes procesos:

a) Generación y comercialización de Energía Eléctrica, que incluye todas las centrales generadoras y sus procesos:

- Centrales Térmicas (Mejillones, Tocopilla, Central Térmica Andina y Hornitos).
- Centrales Diésel (Arica e Iquique), Central Diésel Tamaya.
- Central Hidroeléctricas Chapiquiña .
- Mantenimiento Industrial a las Centrales Térmicas.
- Sistemas de Transmisión, operación y mantenimiento de Subestaciones.
- Gestión Ingeniería y Proyectos.
- Gestión de Combustibles.

- b) Servicios Portuarios, en Mejillones y Tocopilla.
- c) Transporte de gas natural y servicios de operación y mantenimiento de las instalaciones.
- d) Procesos administrativos y de apoyo (Santiago, Buenos Aires, Tocopilla, Antofagasta y Mejillones).

VISIÓN INTEGRADA

- Evaluación de Riesgos
- Gestión de la Estrategia
- Identificación y Verificación de Requisitos Legales
- Sistema de Gestión por Competencias
- Gestión de la Documentación
- Gestión de Auditorías
- Seguimiento y gestión de planes
- Revisión Gerencial

DESEMPEÑO 2014

- Gestión de auditorías internas cruzadas con participación de auditores internos E.CL
- Gestión documental de las distintas áreas (se gestionan 230 nuevos documentos).
- Mantención de las certificaciones ISO 9001, ISO 14001 y OHSAS 18001.
- Avance con la nueva Gerencia General en las definiciones para implantar aprendizaje organizacional, con foco en las lecciones aprendidas y la gestión efectiva de planes.
- Apoyo áreas comerciales orientadas a evaluar el efecto económico de los incidentes operacionales.
- Mejoramiento en la percepción del servicio reflejado en encuesta de satisfacción de procesos (clientes internos).

En proceso de Auditorías Internas 2014 se identificaron 13 hallazgos relacionados al proceso de Mejora Continua.

Un foco importante que se ha detectado es el mejoramiento de la efectividad del sistema, especialmente en lo referido al aprendizaje. Se pretende avanzar en que la empresa aprenda de sus incidentes y comparta sus experiencias, con la finalidad de mejorar su desempeño.



CONTROL INTERNO

El área de Control Interno reporta directamente al Directorio y abarca todas las operaciones, las gerencias y el personal.

El objetivo de Control Interno es proveer seguridad razonable al logro de los objetivos de E.CL, mediante la mejora continua en la efectividad y optimización de las operaciones, la confiabilidad de la información financiera, el cumplimiento de leyes y regulaciones, además de asegurar el uso adecuado y actualizado de los activos tangibles e intangibles.

Origen	2006	2009	2010	2011	2012	2013
Desde sus orígenes se cuenta con un Sistema de Control Interno.	Sistema de Gestión Integrado para formalizar y documentar en una plataforma web, sus políticas, reglamentos, procedimientos, códigos, guías e instructivos.	Programa InCoME (Internal Control Managemen and Efficiency) / MOSAIC como herramienta Global de GDF Suez para el manejo y la administración del sistema de Control Interno.	Implementación del sistema InCoME / MOSAIC en E.CL con los procesos de Compras, Ventas, Finanzas y algunos subprocesos de Operaciones.	Se incorporan subprocesos claves de Gobierno Corporativo, Contabilidad y Sistema de Información.	Se suma el complemento de Sistemas de Información, Contabilidad y Gestión de Activos.	Se extiende alcance a Recursos Humanos, Gobierno Corporativo, Comunicaciones y Gestión de Negocios.

En 2014 se mejoró la herramienta web, se incluyeron en el plan de trabajo los controles de Cierre Contable, de Gestión de Crisis, Comunicaciones y nuevos subprocesos de Compras.

En atención a que E.CL opera y administra EMR (Eléctrica Monte Redondo S.A.) Se incorporó a dicha empresa al alcance de Control Interno en los procesos críticos relativos a Finanzas, Contabilidad, Compras, Sistemas Informáticos y Ventas.

Manteniendo el foco en el mejoramiento continuo, se realizó la primera autoevaluación (Self Assessment) de Controles por parte de los dueños de procesos (Business Process Owners – BPOs)

Otro hito importante en 2014 fue la Primera Jornada de Control Interno en 2 sesiones con participación de VPs y Gerentes, una en Mayo en la que se presenta la nueva herramienta Mosaic, y otra en Agosto donde se hace una instrucción en temas de Control Interno y prevención del fraude.

PRIORIDADES 2014

- Implementar (levantamiento, diseño y operatividad) el alcance de controles definidos por el Grupo y la Región para 2014: Consolidación Contable, Gestión de Crisis y Comunicaciones.
- Implementación de las políticas mandatorias del Grupo (GDF Suez).
- Actualizar la descripción de los Controles de Operaciones y Compras – Mejora Continua.
- Apoyar los BPOs y monitorear el apropiado cierre de comentarios de las Auditorías de GDF, Externas, Internas y los Planes de Acción del Attestation Letter de 2013.
- Continuar con la mejora continua del ambiente de control interno de E.CL a través del desarrollo e implementación de nuevos procedimientos y guías.
- Completar el Self Assessment (Auto evaluación).

INNOVACIÓN

En E.CL la innovación es considerada una poderosa herramienta, capaz de potenciar y crear valor sustentable, tanto al negocio, como al entorno.

A partir del año 2010 la innovación se ha convertido en parte de la filosofía de trabajo de todos los colaboradores de E.CL, en gran parte gracias a la implementación de un mecanismo formal para Identificar, canalizar, diseñar, implementar y medir sus iniciativas.

Lo anterior es parte de la más general visión de negocio del Grupo GDF Suez, el mismo que ha venido solicitando a sus empresas, con cada vez mayor frecuencia, evidenciar resultados en proyectos de carácter innovativo. Lo anterior ha implicado la creciente participación de todos los niveles de la organización, además de empresas especialistas, emprendedores, universidades y centros de investigación.

Hoy en día los proyectos de innovación de E.CL se administran a través de una herramienta de gestión basada en un "pipeline" de proyectos que considera 4 grandes etapas:

Idea: es el concepto inicial que se ingresa para abordar una oportunidad o forma de solucionar un problema.

Diseño & Dimensionamiento: es la etapa en la cual se evalúa preliminarmente el proyecto y su factibilidad. De acuerdo a su potencial se solicitan las autorizaciones y recursos necesarios para avanzar en su implementación. Dependiendo de la magnitud del proyecto en términos de riesgos y recursos necesarios, se presenta al Comité de Innovación para validar y dar feedback para el siguiente paso. Este Comité está compuesto el Gerente General, VPs y Gerentes.

Construcción: en esta etapa el proyecto, ya validado, pasa a construirse. Puede comprender desde requerir una obra de ingeniería, buscando su licitación para su construcción, hasta la optimización y rediseño comercial de un contrato. Cuando se trata de proyectos que por su carácter innovador requieren acotar o minimizar riesgos, se diseña un prototipo para validar principales supuestos y/o variables, hacer los ajustes correspondientes, y luego buscar escalar.

Implementación: en esta etapa el proyecto se entrega a su operación, sus aportes deben formalizarse y explicarse en una ficha tipo, para que cualquier persona que lo lea se capaz de entender su origen y los resultados que se están obteniendo. Esta ficha también permite hacer seguimiento y reporte a los resultados generados por los proyectos.

DESEMPEÑO 2014

El principal resultado conseguido en 2014 en esta área es sin lugar a duda la sistematización de la innovación en la Compañía. Para lograrlo E.CL se adjudicó un fondo CORFO para la "Gestión de la innovación", que permitió aumentar la presencia en terreno del equipo de innovación, incorporar una plataforma digital de recepción y gestión de ideas, y la implementación de acciones de capacitación y formación en herramientas de innovación. Adicionalmente, se estableció un sistema de reconocimiento e incentivos a la innovación que permite fomentar la participación de toda la organización en actividades de innovación.

CIFRAS DESTACADAS DE SISTEMATIZACIÓN 2014

- 217 inscritos en el portal digital
- 61 ideas ingresadas en 2014 por medio del portal
- 9 proyectos implementados detectados en terreno
- 10 personas destacadas en sistema de reconocimientos e incentivos

Otros logros 2014 en ámbito innovación:

- 205 proyectos en distintas etapas de desarrollo
- Un 95% más con respecto del 2013
- 116 iniciativas originadas desde las gerencias
- 89 iniciativas originadas desde los trabajadores
- Más de 100 colaboradores y más de 10 áreas participando activamente del proceso de innovación

Para medir los proyectos de innovación más allá de los beneficios percibidos y de acuerdo a los requerimientos de GDF Suez, desde el año 2010 se ha utilizado el

indicador denominado EFFICIO que corresponde a la suma de los aportes anuales (resultados monetarios) de todos los proyectos incorporados al portafolio.

A partir del 2013 se incorporó un nuevo indicador denominado PERFORM que mide el aporte incremental de los proyectos en portafolio cada año, es decir, mide nuevos beneficios anuales que en el año anterior no fueron percibidos.

Otro importante indicador es la Intensidad de Innovación, que compara el EBITDA de la Compañía (ingresos financieros antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización), con el EBITDA específico que se ha generado por concepto de los proyectos de Innovación de cada año.

Cifras económicas destacadas de innovación 2014

- 16% fue la intensidad de Innovación de E.CL en 2014
- 1 Millón USD aprobados por CORFO por beneficio tributario I+D
- 4 nuevos proyectos aportando 19 Millones USD al EBITDA
- 30,6 Millones USD aporte PERFORM (2,8 veces aporte PERFORM en 2013)
- 53,2 Millones USD aporte EFFICIO (1,8 veces aporte EFFICIO en 2013)

INNOVACIÓN ABIERTA

En noviembre del 2014, convocó un concurso de innovación abierta con los siguientes focos:

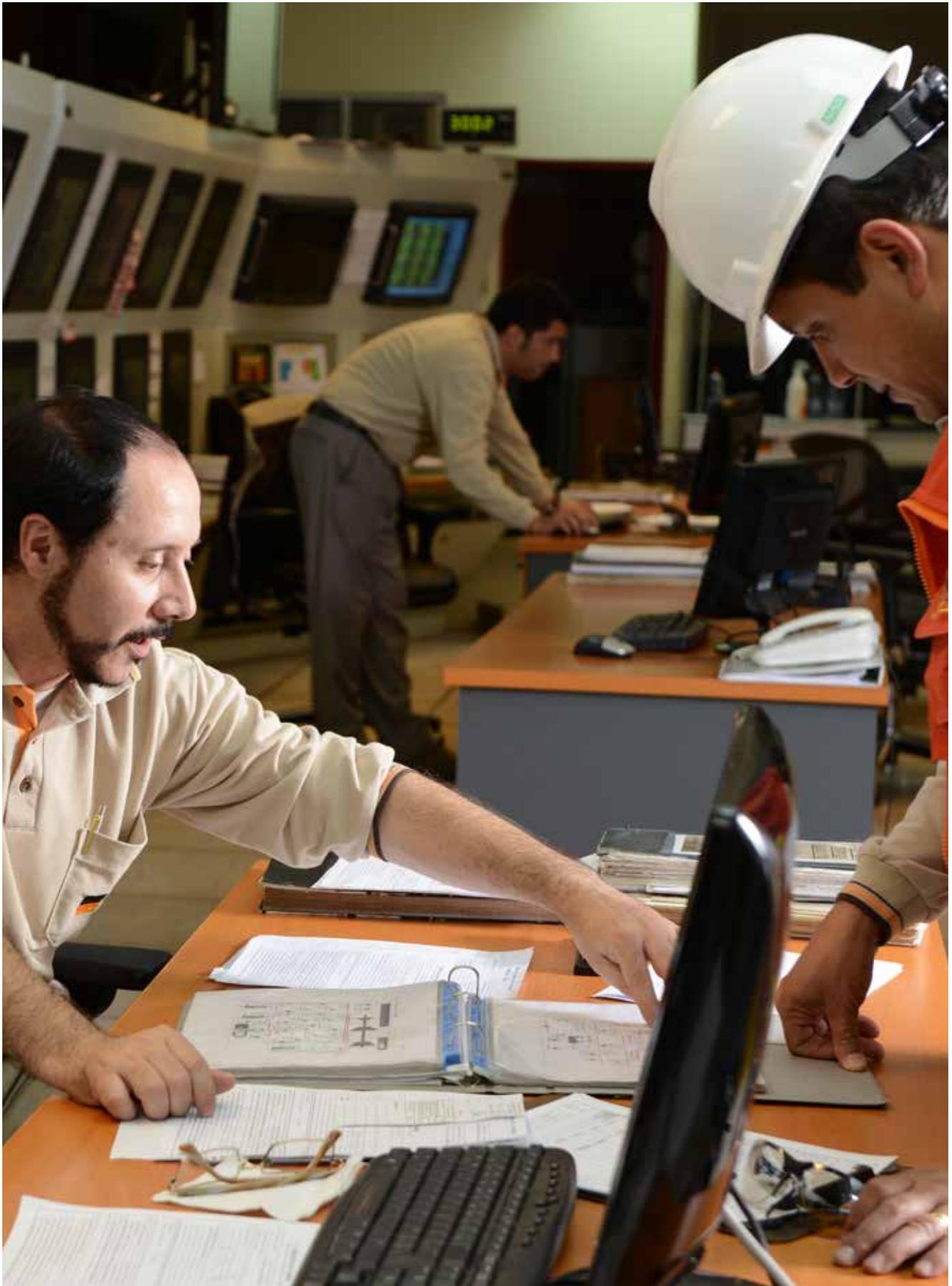
- Impulsar nuevas fuentes de generación de energía limpia y confiable, obteniendo nuevos ingresos.
- Generar ahorro de costos para la Compañía.
- Mejorar la seguridad operacional de los trabajadores.
- Crear valor a partir de la reutilización de residuos industriales: salmuera, caliza, ceniza y otros.

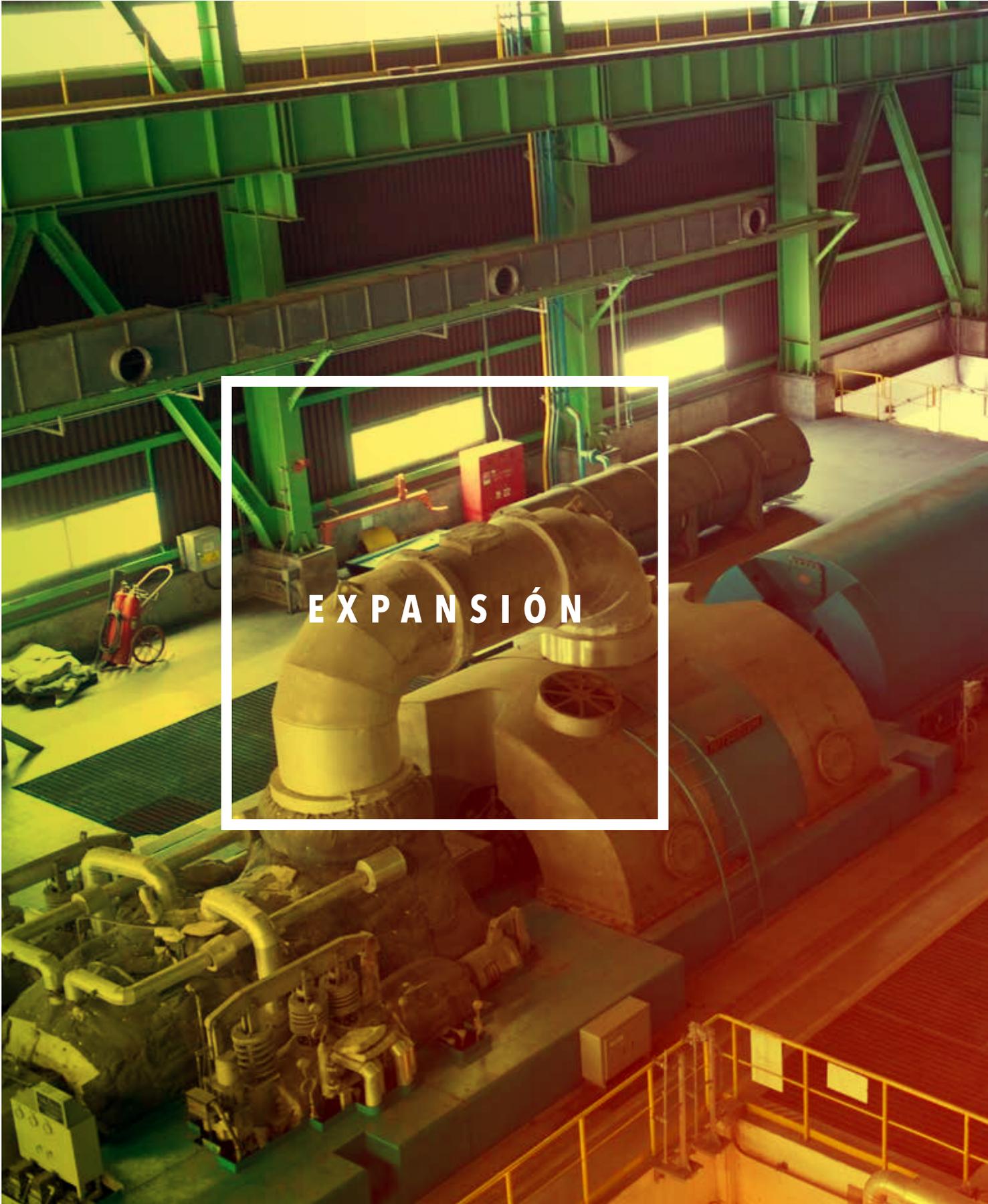
Al cierre de las postulaciones se recibieron 39 emprendimientos que se encuentran siendo evaluados por personal de la Compañía para definir su potencial implementación.

Para el 2015 los desafíos del área están focalizados en 3 grandes líneas de acción:

- Innovación desde la Alta Dirección (Top -Down), a modo de resolver actuales problemáticas y detectar oportunidades.
- Fortalecer y potenciar cultura de innovación desde los Trabajadores (Bottom-Up), con foco en la generación de ideas, medición y reconocimientos.
- Innovación Abierta (I&D) orientada a realizar proyectos con Centros de Investigación.







EXPANSIÓN





HITOS 2014

ACONTECIMIENTOS 2014

- Inicio construcción línea de transmisión SING - SIC: Con fecha 28 de enero de 2014, E.CL, a través de su filial Transmisora Eléctrica del Norte S.A. ("TEN"), dio la orden de proceder con la construcción de este proyecto consistente en una línea de transmisión de doble circuito de 500 kV y hasta 1.500 MVA por circuito, de una extensión aproximada de 600 kilómetros. Esta línea permitirá conectar y evacuar la electricidad de unidades de generación conectadas directamente a ella en Mejillones e inyectarla en el sector denominado Cardones, en el norte del SIC. En efecto, se informó que TEN aceptó la oferta a firme de la empresa Alusa Ingeniería Ltda. para la construcción del proyecto en modalidad EPC llave en mano. De conformidad con la referida oferta, TEN suscribió y emitió la orden de proceder a Alusa Ingeniería Ltda. para el desarrollo de la ingeniería de detalle y ejecución de las denominadas "obras tempranas" del proyecto, y para adquisición de equipos electromecánicos requeridos para éste por un valor aproximado de US\$20 millones. En razón de lo anterior, y conforme a la normativa vigente, TEN declaró el inicio de construcción del proyecto a la Comisión Nacional de Energía y al CDEC-SIC. E.CL ya ha empezado la búsqueda de uno o más socios para incorporarlos a su desarrollo, asimismo, se encuentra analizando la mejor estructura de financiamiento de forma de posibilitar el crecimiento de E.CL en otros proyectos energéticos en el futuro. Por sus características, el proyecto es apto para conectarse al Sistema Interconectado del Norte Grande en Mejillones, además, tiene el potencial de dar a E.CL acceso a un nuevo mercado de clientes libres y/o de distribución en el Sistema Interconectado Central, utilizando para ello centrales existentes o nuevas centrales a ser construidas.
- Agenda Energética: A principios de mayo, el Gobierno presentó la Agenda Energética 2014-2018. El documento plantea siete ejes de trabajo, entre los que destacan un nuevo rol del Estado; reducción de los precios de la energía con mayor competencia, eficiencia y diversificación del mercado energético; desarrollo de recursos energéticos propios; conectividad para el desarrollo energético; sector energético eficiente y que gestiona el consumo; impulso a la inversión en infraestructura energética y participación ciudadana y ordenamiento territorial. El documento hace hincapié en el desarrollo de los sistemas de transmisión eléctrica, específicamente, la interconexión de los sistemas interconectado central (SIC) y del Norte Grande (SING).

- Nueva política de dividendos: La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 29 de abril de 2014 acordó una nueva política que consiste en procurar que, sujeto a las aprobaciones pertinentes, y conforme a las necesidades financieras de la Compañía, la distribución de utilidades de cada ejercicio se lleve a cabo mediante el reparto de dos dividendos provisorios, a acordar preferentemente en los meses de Agosto y Diciembre de cada año, sobre la bases de los resultados de los estados financieros del segundo trimestre y del tercer trimestre, respectivamente, más el dividendo definitivo a repartir en el mes de mayo de cada año.
- Pago de dividendos: La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 29 de abril de 2014, acordó un pago de dividendos con cargo a las utilidades del ejercicio 2013 de US\$0,0375803332 por acción. Esto representa un total de US\$39.583.732,32, que fue pagado el día 23 de mayo de 2014.
- Terremoto: El día 2 de abril, la zona norte de Chile fue impactada por un terremoto de 8,2 grados escala Richter, el que no provocó mayores daños al personal ni a las instalaciones de E.CL. E.CL S.A. pudo entregar el suministro requerido por el sistema y sus clientes una vez superados los efectos de dicho evento constitutivo de fuerza mayor.
- Cambio de Gerente General: Luego de diez años en Chile liderando la Compañía y sus filiales, Lodewijk Verdeyen, dejó su cargo en E.CL para asumir nuevas funciones como Vicepresidente de Desarrollo de Nuevos Negocios para la región Latinoamericana del grupo GDF SUEZ. A contar del día 1 de septiembre de 2014, el señor Verdeyen fue reemplazado por Axel Leveque, quien empezó su carrera en el grupo GDF SUEZ en 1996, trabajando en Bélgica, España, Chile, Perú y Brasil.
- Interrupción de servicio en el SING: El día 2 de julio la mayor parte del SING sufrió una interrupción del servicio de suministro de electricidad por algunas horas. Aparentemente, el incidente tuvo su origen en la Subestación Crucero mientras se realizaban maniobras asociadas al mantenimiento operacional siguiendo todos los protocolos propios de este tipo de trabajos. Como resultado de la investigación la SEC notificó una multa de US\$700 mil a E.CL. Se presentó un recurso de reposición solicitado que reúne el monto de la multa por la SEC.
- El 10 de julio, E.CL inició la primera etapa del proyecto de la "Planta Solar Fotovoltaica Pampa Camarones" que tendrá una potencia instalada de 6 MW. Un acuerdo comercial entre E.CL y Pampa Camarones hizo posible la construcción de esta planta que abastecerá los consumos de dicha Compañía minera con energía renovable.
- Pago de dividendos: Con fecha 26 de agosto el directorio aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio en curso por la cantidad total de US\$ 7.000.000, lo que significa un dividendo de US\$ 0,00664571824 por acción, que se pagó en su equivalente en pesos moneda nacional el día 30 de Septiembre de 2014.
- Reforma Tributaria: Con fecha 29 de septiembre fue publicada en el Diario Oficial la Ley 20.780 que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario (la "Reforma Tributaria"), entre ellos un alza progresiva de tasas correspondientes al Impuesto de Primera Categoría a la Renta, tasas que varían si es que la Sociedad opta por un sistema parcialmente integrado o por un sistema de renta atribuida. E.CL envió un hecho esencial con fecha 6 de octubre indicando que en conformidad a lo establecido en la Reforma Tributaria, la Sociedad deberá tributar en base al sistema parcialmente integrado, sin perjuicio que una futura Junta de Accionistas pueda optar por tributar en base al sistema de renta atribuida. De acuerdo a esto, la tasa de impuesto a la renta a la que quedará afecta E.CL aumentará gradualmente desde el 20%, anterior a la aprobación de la reforma, a un 27% en el año 2018. Este aumento de tasa de impuesto tuvo un efecto sobre los impuestos diferidos, el que según la normativa IFRS (NIC 12), produciría un impacto negativo de US\$44 millones en los resultados del tercer trimestre de 2014. Sin embargo, la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), emitió el Oficio Circular N° 856, instruyendo que dicho impacto no deberá ser reflejado en los resultados del ejercicio, sino que deberá imputarse directamente del patrimonio de la Compañía. El impacto total real correspondiente a 2014 de las alzas de tasas del Impuesto a la Renta introducida por la Reforma Tributaria ascendió al término del presente año a US\$45,01 millones. Sin perjuicio de lo anterior,



si en el futuro una Junta de Accionistas de la Sociedad opta por tributar en base al sistema de renta atribuida se realizarán los ajustes contables correspondientes. Se informa además que la Reforma Tributaria impone un nuevo impuesto a ciertas emisiones liberadas como consecuencia de la operación de unidades termoeléctricas, el cual empezará a regir a partir del año 2017. Específicamente, se estableció un impuesto anual a las emisiones locales (PM, SO_x, NO_x) de 0,1 US\$/ton; y globales (CO₂) de 5 US\$/ton producidas por fuentes conformadas por calderas o turbinas con una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt (megavatios térmicos), considerando el límite superior del valor energético del combustible. El impacto del impuesto a las emisiones no puede ser cuantificado con exactitud por la Sociedad al día de hoy, por cuanto la realidad operativa de sus unidades puede ser distinta en el año 2017 en comparación con la situación actual.

- Nuevo bono 144-A/Reg S por US\$350 millones: Con fecha 29 de octubre, luego de sostener reuniones con inversionistas institucionales de renta fija en Santiago, Londres, Los Ángeles y Nueva York, E.CL completó exitosamente la emisión de un bono 144 A /Reg S por un monto total de US\$350 millones con un pago único de capital en enero de 2025, un rendimiento de 4,568% anual y una tasa cupón de 4,5% anual. Los fondos provenientes de dicha emisión fueron utilizados en su totalidad, junto a recursos disponibles de la Compañía, en el repago íntegro del financiamiento del proyecto CTA con los bancos IFC y KfW y los costos de terminación anticipada de los contratos "swap" de tasa de interés asociados a dicho financiamiento. Los bancos colocadores fueron Bank of America Merrill Lynch, Citigroup y HSBC Securities (USA) Inc., así como BTG Pactual y Crédit Agricole CIB. Durante el proceso de preparación del prospecto legal para la emisión de dichos bonos, la Sociedad y sus auditores externos revisaron la interpretación aplicada anteriormente sobre los efectos del ajuste por el deterioro en la filial Gasoducto Nor Andino Argentina S.A., realizado en el último trimestre de 2013. En razón de ello y de acuerdo a las normas contables internacionales (IFRS), específicamente la IAS 8, se procedió a ajustar los Estados Financieros al 30 de Junio de 2014 y, para efectos comparativos, también se ajustaron las cuentas patrimoniales a Diciembre de 2013 contenidas en dichos Estados

Financieros. El ajuste realizado no afecta los resultados del presente ejercicio ni produce modificación alguna en el monto del Patrimonio Consolidado de la Sociedad, tanto respecto al que tenía al 30 de Junio de 2014 como el que figura en los Estados Financieros al 31 de Diciembre de 2013.

- Con fecha 12 de diciembre tuvo lugar el acto público de adjudicación de las ofertas económicas presentadas por los interesados en el proceso de licitación de suministro eléctrico denominado "SIC 2013/03- Segundo llamado" realizado por las empresas concesionarias de distribución eléctrica del SIC. E.CL se adjudicó 84 sub-bloques de potencia y energía eléctrica del denominado bloque 3, por un total de 5.040 GWh. Es así que la Compañía comenzará a entregar energía al Sistema Interconectado Central (SIC) a partir del año 2018, por un plazo de 15 años, basada en un portafolio diversificado de fuentes compuestas por instalaciones existentes y nueva capacidad, incluyendo gas natural, el proyecto Infraestructura Energética Mejillones y energía renovable no convencional. La adjudicación en este proceso permite a E.CL iniciar una etapa relevante de crecimiento, ya que la oferta involucra inversiones por cerca de US\$1.800 millones. Lo anterior incluye la línea de transmisión entre las localidades de Mejillones y Copiapó, además del proyecto de generación Infraestructura Energética Mejillones (IEM) de 375 MW brutos. IEM, que estará ubicada en la comuna de Mejillones, requiere una inversión aproximada de US\$1.100 millones para la construcción de una unidad generadora y un puerto. La energía producida por esta planta en base a carbón se sumará a la de otras unidades térmicas de E.CL existentes en la comuna y a proyectos de ERNC actualmente en desarrollo. Este contrato permitirá además incrementar la participación del gas natural en la matriz energética y el uso del terminal de regasificación de GNL Mejillones. La energía será suministrada a través de una línea de transmisión de doble circuito en corriente alterna, de 600 km y una capacidad de hasta 1.500 MVA. Su materialización tiene el potencial de interconectar los dos principales sistemas eléctricos de Chile viabilizando además el desarrollo de proyectos de ERNC en la parte norte del país. Se presentó un recurso de reposición solicitado que reclama el monto de la multa aplicada por la SEC.



ESTABILIDAD





11

IDENTIFICACIÓN DE LAS COMPAÑÍAS FILIALES Y COLIGADAS

ELECTROANDINA S.A.

Razón Social:	Electroandina S.A.
Rol Único Tributario:	96.731.500-1
Tipo de Entidad:	Sociedad Anónima Cerrada
Capital Pagado:	MUS\$ 54.302
Participación:	E.CL S.A. 100%
Directorio:	Lodewijk Verdeyen, Hugo Toro Álvarez, Aníbal Prieto Larraín, Bernardita Infante De Tezanos – Pinto, Demián Talavera
Gerente General:	Axel Leveque
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, Demián Talavera.
Gerente General:	Axel Leveque
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:	Juan Clavería Aliste, Philip de Cnudde, Manlio Alessi Remedi, Julien Pochet, Felipe Cabezas Melo, Pablo Villarino Herrera, Miguel Sepúlveda Campos, Nicolás Caussade Coudeu, Pablo Ribbeck Hormaeche.
Gerente General:	Axel Leveque
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.



TRANSMISORA ELÉCTRICA DEL NORTE S.A.

TEN es una filial constituida por escritura pública de fecha 1 de marzo de 2007, otorgada en la Notaría de Santiago de don Juan Ricardo San Martín Urrejola. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 9373 N°6856 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 2007 y se publicó en el Diario Oficial el día 7 de marzo de 2007.

Razón Social:	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.
Rol Único Tributario:	76.787.690-4
Capital Acordado:	15.125.098,32
Tipo de Entidad:	Sociedad Anónima
Participación:	E.CL S.A. 100%
Directorio:	Axel Leveque, Juan Clavería Aliste, Enzo Quezada Zapata, Demián Talavera, Carlos Boquimpani de Freitas, Julien Pochet y Aníbal Prieto Larraín.
Gerente General:	Alejandro Lorenzini
Objeto Social:	Participar en cualquier clase de actividades de generación, transmisión, distribución y suministro de energía eléctrica, pudiendo al efecto explotar y desarrollar sistemas eléctricos de su propiedad o de terceros; generar, transmitir y distribuir energía eléctrica y suministrar, vender y comercializar en cualquier forma la potencia y la energía eléctrica que se produzca en sus instalaciones o en las de terceros y la capacidad de transporte de las líneas y de transformación de las subestaciones y equipos asociados.

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, Demián Talavera.
Gerente General:	Axel Leveque
Objeto Social:	Transmisión de electricidad, a través de líneas eléctricas, subestaciones eléctricas y otras instalaciones, sean estas integrantes del sistema de transmisión troncal, del sistema de subtransmisión o del sistema de transmisión adicional, propias o de terceros, en los términos dispuestos en la Ley Eléctrica y sus modificaciones.

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, Aníbal Prieto Larraín, Bernardita Infante De Tezanos – Pinto, Demián Talavera.
Gerente General:	Axel Leveque
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:	Axel Leveque, Dante Dell'Elce, Ricardo Iglesias, Gustavo Schettini, Gabriel Marcuz
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:	\$ 2.038.093
Tipo de Sociedad:	Sociedad Anónima Cerrada
Participación:	E.CL S.A. 44,5%
Directorio:	Lodewijk Verdeyen, Roberto Zazzali Sánchez, Lorenzo Gazmuri Schleyer, Gloria Lederman Enríquez, Anselmo Palma Pfozter, Fernando Delfau Vernet, Juan Larraín Correa.
Gerente General:	Juan Claudio Ilharborde
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:	\$ 305.878.000
Tipo de Sociedad:	Sociedad Anónima Cerrada
Participación:	E.CL a través de Electroandina S.A. 41,21%
Directorio:	Jacobus Stuijt, Demián Talavera, Arnoldo Valdés, René Humberto Piantini Castillo, Lauro Gonzalo Sabugo Picasso, Luis Alberto Loyola Morales, Fernando Patricio Fernández De la Cerda, Carlos Eduardo Riquelme Salamanca, Claudina Teresa Uribe Bórquez
Gerente General:	Rodrigo Benavides Valenzuela
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.

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 2014.



***[1] Juan Clavería**
Presidente
Rut 9.433.303-2



Manlio Alessi R.
Director
Rut 14.746.419-3



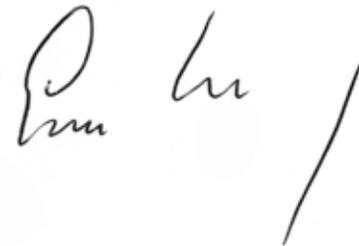
Philip De Cnudde
Director
Rut 24.667.863-4



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

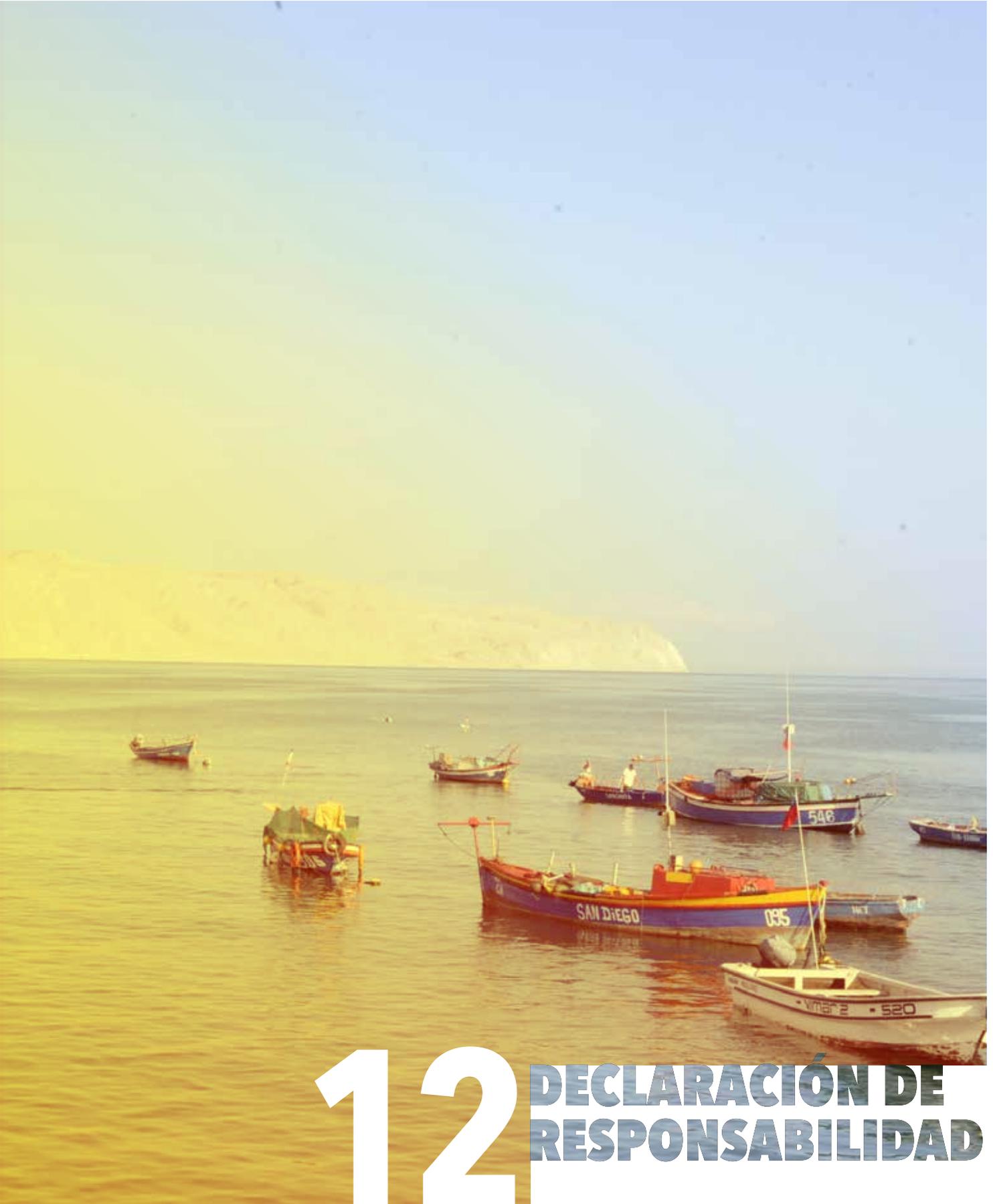


Hendrik De Buyserie
Director
Extranjero XXX



Axel Leveque
Gerente General
Rut 14.710.940-7





12 DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD



EXPANSIÓN
Y SOLIDEZ
FINANCIERA



ESTADOS FINANCIEROS

LOS ESTADOS CONSOLIDADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA DE E-CL S.A., SUS FILIALES Y EL CORRESPONDIENTE INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES, SE ENCUENTRAN A DISPOSICIÓN DEL PÚBLICO EN LAS OFICINAS DE LA ENTIDAD INFORMANTE Y DE LA SUPERINTENDENCIA DE VALORES Y SEGUROS.

ESTO INCLUYE:
ESTADOS CONSOLIDADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA Y FILIALES
ESTADOS FINANCIEROS RESUMIDOS
ANÁLISIS RAZONADO
INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

13



Deloitte
 Auditores y Consultores Limitada
 RUT: 80.276.200-3
 Rosario Norte 407
 Las Condes, Santiago
 Chile
 Fono: (56-2) 2729.7000
 Fax: (56-2) 2374.9177
 e-mail: deloittechile@deloitte.com
 www.deloitte.cl

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los señores Accionistas de
 E.CL S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de E.CL S.A. y afiliadas, que comprenden los estados consolidados de situación financiera al 31 de diciembre de 2014 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo a instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera, emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros, descritas en Nota 2 a los estados financieros consolidados. La Administración también es responsable por el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

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

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

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

Deloitte® se refiere a Deloitte Touche Tohmatsu Limited una compañía privada limitada por garantía, de Reino Unido, y a su red de firmas miembro, cada una de las cuales es una entidad legal separada e independiente. Por favor, vea en www.deloitte.cl acerca de la descripción detallada de la estructura legal de Deloitte Touche Tohmatsu Limited y sus firmas miembro.

Deloitte Touche Tohmatsu Limited es una compañía privada limitada por garantía constituida en Inglaterra & Gales bajo el número 07271800, y su domicilio registrado: Hill House, 1 Little New Street, London, EC4A 3TR, Reino Unido.



Opinión sobre la base regulatoria de contabilización

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de E.CL S.A. y afiliadas al 31 de diciembre de 2014 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha de acuerdo con instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en Nota 2.

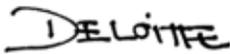
Base de contabilización

Tal como se describe en Nota 2 a los estados financieros consolidados, en virtud de sus atribuciones la Superintendencia de Valores y Seguros con fecha 17 de octubre de 2014 emitió Oficio Circular N° 856 instruyendo a las entidades fiscalizadas, registrar en el ejercicio respectivo contra patrimonio las diferencias en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos que se produzcan como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley 20.780, cambiando el marco de preparación y presentación de información financiera adoptado hasta esa fecha, dado que el marco anterior (NIIF) requiere ser adoptado de manera integral, explícita y sin reservas. Al 31 de diciembre de 2014 y por el año terminado en esa fecha la cuantificación del cambio del marco contable también se describen en Nota 2. Nuestra opinión no se modifica respecto de este asunto.

Otros asuntos

Anteriormente, hemos efectuado una auditoría de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile, a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2013 de E.CL S.A. y afiliadas adjuntos, preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y en nuestro informe de fecha 28 de enero de 2014 expresamos una opinión de auditoría sin modificaciones sobre tales estados financieros consolidados.

Adicionalmente como se explica en Nota 2.1.2, la Sociedad re-expresó sus estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2014.



Enero 27, 2015



Arturo Platt

R.U.T. 8.498.077-3

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS CLASIFICADO

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y 2013, EXPRESADOS EN MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

ACTIVOS	Nota	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	3	268.497	121.517
Otros activos financieros corrientes	4	1.936	91.907
Otros activos no financieros corrientes	9	60.150	96.537
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	10	122.989	149.106
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	8	3.651	22.434
Inventarios corrientes	6	181.056	126.853
Activos por impuestos corrientes, corriente	5	41.700	39.635
Activos Corrientes, Total		679.979	647.989
Activos No Corrientes			
Otros activos no financieros no corrientes	11	38.343	16.538
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	10	564	2.602
Activos intangibles distintos de la plusvalía	12	307.157	324.461
Plusvalía	32	25.099	25.099
Propiedades, planta y equipo	13	1.881.650	1.944.170
Activos por impuestos diferidos	5	32.959	35.942
Activos No Corrientes, Total		2.285.772	2.348.812
Activos, Total		2.965.751	2.996.801



PASIVOS	Nota	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$ Re-expresado
Pasivos Corrientes			
Otros pasivos financieros corrientes	17	11.964	21.009
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	15	139.070	158.942
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	8	20.476	30.435
Pasivos por Impuestos Corrientes	5	23.405	18.833
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	16	11.531	10.819
Otros pasivos no financieros corrientes	14	3.311	4.261
Pasivos Corrientes, Total		209.757	244.299
Pasivos No Corrientes			
Otros pasivos financieros no corrientes	17	723.703	740.257
Otras provisiones no corrientes	19	10.131	9.622
Pasivo por impuestos diferidos	5	236.001	189.687
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	8	1.227	1.465
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	18	433	509
Otros pasivos no financieros no corrientes	14	3.739	3.739
Pasivos No Corrientes, Total		975.234	945.279
Total Pasivos		1.184.991	1.189.578
Patrimonio			
Capital Emitido	23	1.043.728	1.043.728
Otras Reservas (*)		326.971	322.221
Ganancias (pérdidas) acumuladas (*)		311.163	317.409
Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora		1.681.862	1.683.358
Participaciones No Controladoras		98.898	123.865
Patrimonio Total		1.780.760	1.807.223
Patrimonio y Pasivos, Total		2.965.751	2.996.801

(*) Ver detalle en el Estado de Cambio en el Patrimonio Consolidado al 01 de enero de 2014

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS POR FUNCIÓN

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y 2013, EXPRESADOS EN MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

Estado Consolidado de Resultados Integrales por Función	Nota	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$ Re-expresado
Ingresos de actividades ordinarias	20	1.241.159	1.207.083
Costo de ventas	20	(1.021.604)	(1.047.745)
Ganancia bruta		219.555	159.338
Otros ingresos	20	7.688	16.287
Gastos de administración	20	(50.745)	(45.012)
Ganancia por actividades de operación		176.498	130.613
Ingresos financieros	20	1.907	2.669
Costos financieros y otros	20	(57.912)	(76.093)
Diferencias de cambio	21	1.392	(2.152)
Ganancia, antes de Impuesto		121.885	55.037
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	5	(27.051)	(16.563)
Ganancia procedente de operaciones continuadas		94.834	38.474
Ganancia, atribuible a			
Ganancia, atribuible a los propietarios de la controladora		88.938	29.851
Ganancia, atribuible a participaciones no controladoras		5.896	8.623
Ganancias por Acción			
Ganancia del Ejercicio		88.938	29.851
Cantidad de Acciones	22	1.053.309.776	1.053.309.776
Ganancia por acción básica en operaciones continuadas	22	US\$ 0,084	US\$ 0,028
Otro resultado integral			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		6.013	12.246
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral		(1.263)	(2.449)
Otro resultado integral		4.750	9.797
Resultado Integral atribuible a:			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		93.688	39.648
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		5.896	8.623
Resultado Integral Total		99.584	48.271



ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO - DIRECTO

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y 2013, EXPRESADOS EN MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

Estado Consolidado de Flujo de Efectivo - Directo	Nota	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		1.426.069	1.329.655
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		11.144	11.434
Otros cobros por actividades de operación		2.006	16.745
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.032.607)	(1.005.415)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(61.570)	(62.160)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(17.187)	(19.293)
Otros pagos por actividades de operación		(619)	(1.123)
Dividendos recibidos, clasificados como actividades de operación		0	4.411
Intereses pagados, clasificados como actividades de operación		(31.771)	(41.447)
Intereses recibidos, clasificados como actividades de operación		1.295	1.132
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(19.262)	(15.765)
Otras entradas (salidas) de efectivo, clasificados como actividades de operación		(52.766)	(30.871)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		224.732	187.303
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios		20.534	0
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios		(13.926)	0
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades, clasificados como actividades de inversión		1.617.311	1.685.799
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades, clasificados como actividades de inversión		(1.524.400)	(1.676.706)
Importes procedentes de ventas de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		127	29.587
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(80.543)	(127.206)
Otras entradas de efectivo		1.123	0
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		20.226	(88.526)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		350.000	0
Préstamos de entidades relacionadas		200	1.606
Pagos de Préstamos		(385.059)	(11.754)
Dividendos Pagados		(66.584)	(56.178)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(101.443)	(66.326)
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		143.515	32.451
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		3.465	1.661
Incremento (disminución) de efectivo y equivalentes al efectivo		146.980	34.112
Efectivo y equivalentes al efectivo	3	121.517	87.405
Efectivo y equivalentes al efectivo	3	268.497	121.517

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADO NETO

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014, EXPRESADO EN MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES (NO AUDITADOS)

	Cambios en Capital Emitido Acciones Ordinarias MUS\$	Acciones Propias en Cartera MUS\$	
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto al 31 de diciembre de 2014			
Patrimonio previamente reportado 01-01-2014	1.043.728	0	
Incremento (disminución) del patrimonio por correcciones de errores	0	0	
Patrimonio al 01-01-2014. Re expresado	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	
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	0	0	
Cambios en Patrimonio	0	0	
Saldo Final Ejercicio Actual 31-12-2014	1.043.728	0	

	Cambios en Capital Emitido Acciones Ordinarias MUS\$	Acciones Propias en Cartera MUS\$	
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto al 31 de diciembre de 2013			
Patrimonio al 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	
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	0	0	
Cambios en Patrimonio	0	0	
Saldo Final Ejercicio Actual 31-12-2013 Re-expresado	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\$				
	312.488	0	327.142	1.683.358	123.865	1.807.223
	9.733	0	(9.733)	0	0	0
	322.221	0	317.409	1.683.358	123.865	1.807.223
	0	0	88.938	88.938	5.896	94.834
	4.750	0	0	4.750	0	4.750
	4.750	0	88.938	93.688	5.896	99.584
	0	0	(54.390)	(54.390)	(26.563)	(80.953)
	0	0	(40.794)	(40.794)	(4.300)	(45.094)
	4.750	0	(6.246)	(1.496)	(24.967)	(26.463)
	326.971	0	311.163	1.681.862	98.898	1.780.760

	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	1.800.418
	0	0	29.851	29.851	8.623	38.474
	9.797	0	0	9.797	0	9.797
	9.797	0	29.851	39.648	8.623	48.271
	0	0	(51.199)	(51.199)	0	(51.199)
	9.733	0	0	9.733	0	9.733
	19.530	0	(21.348)	(1.818)	8.623	6.805
	322.221	0	317.409	1.683.358	123.865	1.807.223

NOTA 1 INFORMACIÓN GENERAL

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.

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 domicilio social y las oficinas principales de E.CL S.A. se encuentran en la ciudad de Santiago de Chile, en la Avenida Apoquindo N° 3721 Oficina 61, Las Condes, teléfono N° (56-2) 23533200.

1.1 PROPIEDAD Y CONTROL

La Sociedad es controlada por el Grupo GDF Suez en forma directa a través de GDF SUEZ Energy Chile S.A. (antes denominada "Suez Energy Andino S.A."), titular de 555.769.219 acciones, sin valor nominal y de serie única, cuya participación alcanza al 52,77%, el 47,33% restante es transado en las distintas bolsas de comercio de Chile.¹

Los Estados Financieros Consolidados de E.CL S.A. al 31 de diciembre de 2014 fueron aprobados en el Directorio de la Sociedad el 27 de enero de 2015; los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2013 fueron aprobados en el Directorio de la Sociedad el 28 de enero de 2014.

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 2014, 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

1. Se deja constancia que con motivo de fusiones acordadas durante el (y con efectos al) año 2014 pero alguna de cuyas formalidades terminaron de cumplirse a principios del año 2015, GDF SUEZ Energy Chile S.A. (RUT 96.885.200-0, antes denominada "Suez Energy Andino S.A.") pasó a ser dueña directa de 124.975.240 acciones emitidas por E.CL S.A. que estaban registradas a nombre de la absorbida INVERSIONES MEJILLONES 1 S.A. (RUT 96.990.660-0). Como consecuencia de tales fusiones iniciadas el 2014 pero cuyas formalidades se terminaron de cumplir el 2015 (las cuales incluyeron a INVERSIONES MEJILLONES 1 S.A. como absorbida y a GDF SUEZ Energy Chile S.A. como absorbente final), resultó que, a sus acciones ya detentadas directamente en E.CL, GDF SUEZ Energy Chile S.A. sumó las referidas 124.975.240 acciones E.CL que registraba la absorbida INVERSIONES MEJILLONES 1 S.A.

También se deja constancia que, a la fecha de los presentes Estados Financieros Consolidados, los instrumentos públicos en que constan las fusiones aquí aludidas están siendo revisadas por DCV Registros S.A. (entidad a cargo de llevar el Registro de Accionistas de la Sociedad). Una vez que la revisión de DCV Registros S.A. concluya y se produzca la actualización del referido Registro de Accionistas, la Sociedad dará aviso del cambio de conformidad al artículo 20 de la Ley N° 18.045.



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 I, 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 Año 2014			Porcentaje de Participación Año 2013		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	Chile	Dólar estadounidense	99,9000	0,1000	100,0000	99,9000	0,1000	100,0000
96.731.500-1	Electroandina S.A. y filial	Chile	Dólar estadounidense	99,9999	0,0001	100,0000	99,9999	0,0001	100,0000
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina S.A.	Chile	Dólar estadounidense	99,9999	0,0001	100,0000	99,9999	0,0001	100,0000
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino S.A.	Chile	Dólar estadounidense	78,9146	21,0854	100,0000	78,9146	21,0854	100,0000
76.009.698-9	Inversiones Hornitos S.A.	Chile	Dólar estadounidense	60,0000	0,0000	60,0000	60,0000	0,0000	60,0000
0-E	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	Argentina	Dólar estadounidense	78,9146	21,0854	100,0000	78,9146	21,0854	100,0000
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Chile	Dólar estadounidense	99,9999	0,0000	99,9999	99,9999	0,0000	99,9999
96.788.720-K	Energía del Pacífico Ltda.	Chile	Dólar estadounidense	0,0000	0,0000	0,0000	99,0000	1,0000	100,0000

Con fecha 30 de diciembre de 2014, Energía del Pacífico Ltda., fue fusionada por incorporación a Electroandina S.A., en virtud de la cual Electroandina S.A. absorbió la totalidad de los activos, pasivos, patrimonio y socios de la sociedad absorbida. De esta forma se simplifica la malla societaria del Grupo, con las consiguientes reducciones de costos e incremento de eficiencia.

Ver nota 2.4 Bases de Consolidación

1.6 INFORMACIÓN FINANCIERA FILIALES

La información financiera al 31 de diciembre de 2014 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%	11.985	95.073	107.058	1.830	0	1.830	18.247	7.647
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino S.A.	100%	112.063	124.612	236.675	21.203	44.822	66.025	82.747	39.035
0-E	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	100%	13.277	91.112	104.389	5.788	26.440	32.228	15.694	(2.826)
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina S.A.	100%	52.929	658.501	711.430	111.977	387.688	499.665	134.938	(798)
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	100%	1.220	79	1.299	608	0	608	3.736	987
76.009.698-9	Inversiones Hornitos S.A.	60%	75.624	409.435	485.059	59.045	178.793	237.838	154.559	14.738

A continuación se presentan las nuevas inversiones o aportes a las subsidiarias, las que no tuvieron efecto en resultados. E.CL pagó el día 13 de marzo de 2014, el precio acordado de MUS\$ 4.035 por la compra de la totalidad de las acciones de la sociedad (excepto 1), denominada "Transmisora de Energía del Norte Grande S.A." en adelante también "TEN", un proyecto impulsado por GDF Suez para lograr la interconexión de los sistemas SIC con el SING a través de la conexión de las Subestaciones Crucero a la Subestación Cardones.



El Grupo realizó el registro inicial de la adquisición de la sociedad TEN, en base a la información disponible a la fecha, efectuando una determinación preliminar de la asignación de los valores razonables en la adquisición de esta Compañía. Los importes de activos y pasivos adquiridos son considerados importes provisionales y podrán ser ajustados durante el periodo de medición de esta adquisición, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias existentes en la fecha de adquisición y que, si hubieran sido conocidas, habrían afectado la medición de los importes reconocidos en esa fecha. El periodo de medición no excederá el plazo de un año desde la fecha de adquisición, conforme a lo señalado en IFRS 3, 45.

Con fecha 13 de marzo de 2014 se efectuó el pago de MUS\$ 4.035, correspondiente a un 99,99% de participación.

R.U.T	Nombre Sociedad	Participación %	Activos Corrientes MUS\$	Activos no Corrientes MUS\$	Total Activos MUS\$	Pasivos Corrientes MUS\$	Pasivos no Corrientes MUS\$	Total Pasivos MUS\$	Ingresos Ordinarios MUS\$	Ganancia (Pérdida) Neta MUS\$
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (*)	99,99%	6.859	13.932	20.791	21.286	0	21.286	0	(528)

La información financiera al 31 de diciembre de 2013 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 y filial ⁽¹⁾	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

(1) Electroandina S.A. a contar del año 2013 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.

1.7 TRABAJADORES

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, la Sociedad presenta el siguiente número de empleados

Dotación de la Empresa por Nivel Profesional y Área	Ingenieros	Técnicos	Otros Profesionales	Total Año 2014	Total Año 2013
Generación	164	421	3	588	541
Transmisión	31	74	1	106	116
Administración y Apoyo	92	59	0	151	156
TOTAL	287	554	4	845	813

NOTA 2

BASES DE PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

2.1 BASES DE PREPARACIÓN

Los presentes Estados Financieros Consolidados de E.CL S.A. y Filiales se han preparado a partir de los registros de contabilidad mantenidos por E.CL S.A. y sus Filiales. Los Estados Financieros consolidados de la Sociedad por el año terminado al 31 de diciembre de 2014, han sido preparados de acuerdo a Normas de la Superintendencia de Valores y Seguros que consideran las Normas Internacionales de Información Financiera, emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB"), excepto por lo señalado en el Oficio Circular N° 856 del 17 de Octubre de 2014 (Ver Nota 2.1.3). Los Estados Financieros Consolidados por el año terminado al 31 de diciembre de 2013 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

De acuerdo a IAS 8 y para efectos comparativos hemos re expresados las cuentas patrimoniales al 31 de diciembre de 2013 en los presentes Estados Financieros, como sigue:

Patrimonio	Previamente Reportado 31-12-2013 MUS\$	Ajuste y Reclasificaciones	Balance Reexpresado 31-12-2013 MUS\$
Capital Emitido	1.043.728	0	1.043.728
Otras Reservas	312.488	9.733	322.221
Ganancias (pérdidas) acumuladas	327.142	(9.733)	317.409
Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora	1.683.358	0	1.683.358
Participaciones No Controladoras	123.865	0	123.865
Patrimonio Total	1.807.223	0	1.807.223

y gastos. También se requiere que la gerencia ejerza su juicio en el proceso de aplicación de las políticas contables de E.CL S.A. Las áreas que involucran un mayor grado de juicio o complejidad o áreas en las que los supuestos y estimaciones son significativos para los estados financieros se describen en nota N° 2.6.

2.1.1 RESPONSABILIDAD DE LA INFORMACIÓN

El directorio de E.CL S.A. ha tomado conocimiento de la información contenida en estos estados financieros consolidados y se declara responsable respecto de la veracidad de la información incorporada en el presente informe al 31 de diciembre de 2014, que ha aplicado las normativas de la SVS incluyendo el Oficio Circular N° 856 de la Superintendencia de Valores y Seguros. Los presentes estados financieros fueron aprobados por el Directorio de la Sociedad en su sesión de fecha 27 de enero de 2015.

2.1.2 CAMBIO EN LA POLÍTICA CONTABLE Y CORRECCIÓN DE ERRORES

La compañía ha detectado que el ejercicio 2013 contenía un error en la interpretación de los efectos del ajuste por el deterioro en la filial Gasoducto Nor Andino Argentina S.A., realizado en el último trimestre de 2013. Para efectos de corregir este error la Compañía ha efectuado una reemisión de sus estados financieros al 30 de junio de 2014, aprobada en sesión de Directorio de fecha 7 de octubre de 2014.



A modo de ilustración, a continuación se detallan los efectos en los Estados de Resultados del año 2013 producto de la aplicación retroactiva de este ajuste:

Estado Consolidado de Resultados Integrales por Función	Previamente Reportado 31-12-2013 MUS\$	Ajuste y Reclasificaciones	Balance Reexpresado 31-12-2013 MUS\$
Ganancia Bruta	159.338	0	159.338
Ganancia (pérdida) por actividades de operación	130.613	0	130.613
Ingresos financieros	2.669	0	2.669
Costos financieros	(66.360)	(9.733)	(76.093)
Diferencia de cambio	(2.152)	0	(2.152)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	64.770	(9.733)	55.037
Ganancia (pérdida) procedentes de operaciones continuadas	48.207	(9.733)	38.474
Ganancia (pérdida), atribuible a:			
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	39.584	(9.733)	29.851
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	8.623	0	8.623
Ganancias por Acción			
Ganancia (Pérdida) del Ejercicio	39.584	(9.733)	29.851
Cantidad de Acciones	1.053.309.776	0	1.053.309.776
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	0,038	(0,010)	0,028
Total otros resultados integrales, neto de impuesto	9.797	9.733	19.530
Resultado integral atribuible a:			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	49.381	0	49.381
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	8.623	0	8.623
Resultado Integral Total	58.004	0	58.004

2.1.3 CAMBIO POLÍTICA CONTABLE

La Superintendencia de Valores y Seguros, en virtud de sus atribuciones, con fecha 17 de octubre de 2014 emitió el Oficio Circular N° 856 instruyendo a las entidades fiscalizadas a registrar en el ejercicio respectivo contra patrimonio, las diferencias en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos que se produzcan como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley 20.780.

Este pronunciamiento difiere de lo establecido por las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), que requieren que dicho efecto sea registrado contra resultados del ejercicio. Esta instrucción emitida por la SVS significó un cambio en el marco de preparación y presentación de información financiera adoptado hasta esa fecha, dado que el marco anterior (NIIF) requiere ser adoptado de manera integral, explícita y sin reservas.

El efecto de este cambio en las bases de contabilidad significó un cargo a los resultados acumulados por un importe de MUS\$ 45.094, que de acuerdo a NIIF debería ser presentado con cargo a resultados del año (Ver Nota N° 5).

2.2 NUEVAS IFRS E INTERPRETACIONES DEL COMITÉ DE INTERPRETACIONES DE IFRS

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

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
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
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
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
Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
CINIIF 21, Gravámenes	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014

La aplicación de estas normas no ha tenido un impacto significativo en los montos reportados en estos estados financieros, sin embargo, podrían afectar la contabilización de futuras transacciones o acuerdos.

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	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
NIIF 14, Diferimiento de Cuentas Regulatorias	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
NIIF 15, Ingresos procedentes de contratos con clientes	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017
Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Contabilización de las adquisiciones por participaciones en operaciones conjuntas (enmiendas a NIIF 11)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Aclaración de los métodos aceptables de Depreciación y Amortización (enmiendas a la NIC 16 y NIC 38)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Agricultura: Plantas productivas (enmiendas a la NIC 16 y NIC 41)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Método de la participación en los estados financieros separados (enmiendas a la NIC 27)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Venta o Aportación de activos entre un Inversionista y su Asociada o Negocio Conjunto (enmiendas a NIIF 10 y NIC 28)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Iniciativa de Revelación (enmiendas a NIC 1)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Entidades de Inversión: Aplicación de la excepción de Consolidación (enmiendas a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Mejoras Anuales Ciclo 2012 – 2014 mejoras a cuatro NIIF	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2016

La Administración de la Sociedad estima que la futura adopción de las Normas e Interpretaciones antes descritas no tendrá un impacto significativo en los estados financieros.



2.3 MONEDA FUNCIONAL Y DE PRESENTACIÓN

La moneda funcional de la Sociedad y sus filiales es el dólar estadounidense. Toda esta información ha sido redondeada a la unidad de mil más cercana (MUS\$).

2.4 BASES DE CONSOLIDACIÓN

Estos estados financieros consolidados incorporan los estados financieros de la Sociedad y entidades controladas por la Compañía. El control se logra cuando la empresa:

- Tiene poder sobre la participada;
- Está expuesto, o tiene derecho, a rendimientos variables procedentes de su implicación en la participada; y
- Tiene la capacidad de utilizar su poder para afectar sus rendimientos.

La compañía reevalúa si tiene o no control en una participada, si los hechos y circunstancias indican que hay cambios en uno o más de los tres elementos de control listados arriba.

Un negocio conjunto es un acuerdo conjunto mediante el cual las partes que tienen control conjunto del acuerdo tienen derecho a los activos netos del acuerdo conjunto.

Las filiales "Electroandina SA", "Central Termoeléctrica Andina SA", "Gasoducto Nor Andino SA", "Gasoducto Nor Andino Argentina SA", "Inversiones Hornitos SA", "Edelnor Transmisión SA" y "Transmisora Eléctrica del Norte S.A.", se consolidan en estos estados financieros. Los activos, pasivos y resultados se incluyen en las cuentas anuales consolidadas después de las eliminaciones y/o ajustes que corresponden a las operaciones propias del Grupo E.CL.

La consolidación de las operaciones de E.CL S.A. y su línea de filiales por línea se ha hecho sobre la base de 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 2014 y 2013.

Estados de Cambios en el Patrimonio, por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

Estados de Flujos de Efectivo Directo, por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

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	31-12-2014 US\$ 1	31-12-2013 US\$ 1
Peso chileno	606,7500	524,6100
Euro	0,8221	0,7243
Yen	119,3500	105,0700
Peso Argentino	8,5489	6,5177
Libra esterlina	0,6426	0,6055

2.8 INSTRUMENTOS FINANCIEROS

Los activos financieros abarcan principalmente las inversiones en fondos mutuos de renta fija, depósitos a plazo, 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	31-12-2014 Valor Libro MUS\$	31-12-2014 Valor Justo MUS\$	31-12-2013 Valor Libro MUS\$	31-12-2013 Valor Justo MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo				
Efectivo en caja	2.827	2.827	98	98
Saldos en Bancos	6.917	6.917	4.834	4.834
Depósitos a corto plazo, clasificados como equivalentes al efectivo	258.753	258.753	116.585	116.585
Activos financieros				
Otros activos financieros	1.936	1.936	91.907	91.907
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, no corrientes	123.553	123.553	151.708	151.708
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	3.651	3.651	22.434	22.434
Pasivos financieros				
Otros pasivos financieros	735.667	814.688	761.266	786.006
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	139.070	139.070	158.942	158.942
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes, no corrientes	21.703	21.703	31.900	31.900



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 valoración 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:

- 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.
- 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 ÚTIL DE PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS

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 mantenciones 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 años, por los siguientes montos:

Año	MUS\$
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 por deterioro 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, entendiéndose 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 2014	Mantenidos hasta su Madurez MUS\$	Préstamos y Cuentas por Cobrar MUS\$	Mantenidos para Negociar MUS\$	Derivados de Cobertura MUS\$	Designados al Momento Inicial a Valor Justo con Cambios en Resultados MUS\$	Total MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	0	268.497	0	0	0	268.497
Otros activos financieros	0	365	0	1.571	0	1.936
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	0	122.989	0	0	0	122.989
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	0	3.651	0	0	0	3.651
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	0	564	0	0	0	564
Total	0	396.066	0	1.571	0	397.637

Activos Financieros Año al 31 de diciembre de 2013	Mantenidos hasta su Madurez MUS\$	Préstamos y Cuentas por Cobrar MUS\$	Mantenidos para Negociar MUS\$	Derivados de Cobertura 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	0	121.517
Otros activos financieros	0	91.907	0	0	0	91.907
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	0	149.106	0	0	0	149.106
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	0	22.434	0	0	0	22.434
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	0	2.602	0	0	0	2.602
Total	0	387.566	0	0	0	387.566

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 2014	Otros Pasivos Financieros MUS\$	Derivados de Cobertura MUS\$	Mantenidos para Negociar MUS\$	Total MUS\$
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	735.667	0	0	735.667
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	139.070	0	0	139.070
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes, no corrientes	20.476	0	0	20.476
Total	895.213	0	0	895.213

Pasivos Financieros Año 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, no corrientes	31.900	0	0	31.900
Total	940.705	11.403	0	952.108

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.

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 2014 y 2013.

Instrumentos Financieros Medidos a Valor Razonable	31-12-2014 MUS\$	Nivel 1 MUS\$	Nivel 2 MUS\$	Nivel 3 MUS\$
--	---------------------	------------------	------------------	------------------

Activos Financieros

Activos Financieros a valor razonable con cambio en resultado	1.936	1.936	0	0
Total	1.936	1.936	0	0

Pasivos Financieros

Derivados financieros derivados como cobertura de flujo de caja	0	0	0	0
Total	0	0	0	0

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



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, el Grupo 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.

La Superintendencia de Valores y Seguros, en virtud de sus atribuciones, con fecha 17 de octubre de 2014 emitió el Oficio Circular N° 856 instruyendo a las entidades fiscalizadas a registrar en el ejercicio respectivo contra patrimonio, las diferencias en activos y pasivos por concepto de impuestos de primera categoría introducido por la Ley 20.780.

Este pronunciamiento difiere de lo establecido por las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), que requieren que dicho efecto sea registrado contra resultados del ejercicio.

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.

2.26 PASIVOS Y ACTIVOS CONTINGENTES

Los pasivos contingentes no se reconocen en los estados financieros, pero 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 su flujo económico de beneficios es probable que se realicen.

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.



NOTA 3**EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO**

La composición del efectivo y equivalentes al efectivo al 31 de diciembre de 2014 y 2013, clasificado por tipo de efectivo es el siguiente:

Clases de Efectivo y Equivalente de Efectivo (Presentación)	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Efectivo en Caja	2.827	98
Saldos en Bancos	6.917	4.834
Depósitos a corto plazo, clasificados como equivalentes al efectivo	258.753	116.585
Total de efectivo y equivalente de efectivo	268.497	121.517

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	31-12-2014 MUS\$	Tasa %	Vencimiento	31-12-2013 MUS\$
Banco Consorcio	US\$	0,50%	08-01-2015	6.016	0,55%	06-01-2014	3.000
Banco Consorcio	US\$	0,50%	12-01-2015	2.006	0,55%	09-01-2014	3.001
Banco Consorcio	US\$	-	-	0	0,55%	15-01-2014	2.000
Banco Corpbanca	US\$	0,36%	06-01-2015	10.003	0,56%	06-01-2014	3.002
Banco Corpbanca	US\$	0,40%	26-01-2015	8.001	0,55%	21-01-2014	5.001
Banco Santander	US\$	0,40%	12-01-2015	15.006	0,35%	03-01-2014	15.006
Banco Santander	US\$	0,16%	06-01-2015	14.600	0,38%	14-01-2014	5.000
Banco Santander	US\$	0,36%	20-01-2015	15.004	0,56%	22-01-2014	4.000
Banco Estado	US\$	0,12%	12-01-2015	35.500	-	-	0
Banco Estado	US\$	0,10%	05-01-2015	500	-	-	0
Banco Estado	US\$	0,10%	13-01-2015	9.500	-	-	0
Banco ABN NY	US\$	0,18%	05-01-2015	50	0,15%	03-01-2014	50
Banco Chile	US\$	0,35%	05-01-2015	10.003	0,30%	06-01-2014	7.002
Banco Chile	US\$	0,25%	28-01-2015	25.002	0,50%	21-01-2014	3.002
Banco Chile	US\$	0,35%	21-01-2015	5.001	0,50%	22-01-2014	10.001

Entidad	Moneda	Tasa %	Vencimiento	31-12-2014 MUS\$	Tasa %	Vencimiento	31-12-2013 MUS\$
Banco Itaú	US\$	0,20%	26-01-2015	10.001	0,27%	06-01-2014	5.001
Banco Itaú	US\$	-	-	0	0,18%	16-01-2014	5.000
Banco Itaú	US\$	-	-	0	0,55%	22-01-2014	5.001
Banco Citibank	US\$	-	-	0	0,05%	02-01-2014	13.359
Banco BBVA	US\$	0,18%	05-01-2015	10.547	0,15%	03-01-2014	553
Banco BBVA	US\$	0,35%	23-01-2015	20.004	-	-	0
Banco BCI	US\$	0,15%	13-01-2015	10.000	0,47%	03-01-2014	5.002
Banco BCI	US\$	0,37%	20-01-2015	30.009	0,50%	06-01-2014	4.002
Banco BCI	US\$	0,30%	31-01-2015	5.000	0,25%	14-01-2014	8.600
Banco BCI	US\$	-	-	0	0,50%	21-01-2014	10.002
Banco Bice	US\$	0,15%	13-01-2015	17.000	-	-	0
Total Consolidado				258.753			116.585

NOTA 4

OTROS ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES

Detalle de Instrumentos	Año 2014	Año 2013
Fondos Mutuos	365	91.907
Forward	1.571	0
Total Otros Activos Financieros	1.936	91.907

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 31-12-2014 MUS\$
Banco Santander Río	US\$	321
The Bank of New York Mellon	US\$	44
Total Fondos Mutuos		365

CUOTAS DE FONDOS MUTUOS RENTA FIJA

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

Descripción de los Contratos										Cuenta Contable que Afecta Año 2014				Año 2013 MUS\$
Sociedad	Tipo de Derivado	Tipo de Contrato	Valor del Contrato MUS\$	Plazo de Vencimiento	Item Específico	Posición	Partida o Transacción		Valor Partida Protegida MUS\$	Activo/(Pasivo)		Efecto en Resultado		
							Nombre	Monto MUS\$		Nombre	Monto MUS\$	Realizado MUS\$	No Realizado MUS\$	
ECL.S.A.	F	CCTE	10.000	26-01-2015	Tipo de cambio	C	Obligaciones con Banco	10.000	10.000	Forward	177	0	0	0
ECL.S.A.	F	CCTE	5.000	26-01-2015	Tipo de cambio	C	Obligaciones con Banco	5.000	5.000	Forward	88	0	0	0
ECL.S.A.	F	CCTE	5.000	25-02-2015	Tipo de cambio	C	Obligaciones con Banco	5.000	5.000	Forward	91	0	0	0
ECL.S.A.	F	CCTE	10.000	25-02-2015	Tipo de cambio	C	Obligaciones con Banco	10.000	10.000	Forward	193	0	0	0
ECL.S.A.	F	CCTE	5.000	25-03-2015	Tipo de cambio	C	Obligaciones con Banco	5.000	5.000	Forward	101	0	0	0
ECL.S.A.	F	CCTE	5.000	25-03-2015	Tipo de cambio	C	Obligaciones con Banco	5.000	5.000	Forward	102	0	0	0
ECL.S.A.	F	CCTE	5.000	25-03-2015	Tipo de cambio	C	Obligaciones con Banco	5.000	5.000	Forward	106	0	0	0
ECL.S.A.	F	CCTE	10.000	27-04-2015	Tipo de cambio	C	Obligaciones con Banco	10.000	10.000	Forward	231	0	0	0
ECL.S.A.	F	CCTE	5.000	27-04-2015	Tipo de cambio	C	Obligaciones con Banco	5.000	5.000	Forward	117	0	0	0
ECL.S.A.	F	CCTE	5.000	25-05-2015	Tipo de cambio	C	Obligaciones con Banco	5.000	5.000	Forward	117	0	0	0
ECL.S.A.	F	CCTE	5.000	25-05-2015	Tipo de cambio	C	Obligaciones con Banco	5.000	5.000	Forward	124	0	0	0
ECL.S.A.	F	CCTE	5.000	25-05-2015	Tipo de cambio	C	Obligaciones con Banco	5.000	5.000	Forward	124	0	0	0
Totales											1.571	0	0	0

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:

	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
A) IMPUESTOS A LA RENTA		
Gasto Tributario Corriente (Provisión Impuesto)	23.288	18.610
Impuesto Único Artículo 21	117	223
Total Impuestos por Pagar	23.405	18.833
B) IMPUESTOS POR RECUPERAR		
Crédito SENCE	236	267
PPM	37.582	36.275
PPUA	3.882	992
Ley Arica N° 19.420	0	2.062
Crédito Activo Fijo 4% tope 500 UTM	0	39
Total Impuestos por Recuperar	41.700	39.635

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	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Provisiones	1.870	1.877
Activos por Impuestos Diferidos Relativos valor justo Propiedad, Planta y Equipos (no son al costo)	13.965	12.769
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Ingresos Pre Operativos	5.911	4.610
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	11.213	16.686
Activos por Impuestos Diferidos	32.959	35.942

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	31-12-2014 MU\$	31-12-2013 MU\$
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Depreciaciones	78.991	74.035
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Obligaciones por Beneficios Post-Empleo	980	344
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Intangibles	82.337	63.486
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Intereses Capitalizables	17.942	13.270
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Diferencias de Costo de Propiedad, Planta y Equipos en Filiales	30.186	10.494
Pasivos por Impuestos Diferidos por Diferencia de Costo Histórico Propiedad, Planta y Equipos Filial Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	24.162	24.232
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	1.403	3.826
Pasivos por Impuestos Diferidos	236.001	189.687

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	Periodo
Chile	2009-2014
Argentina	2008-2014

D) CONCILIACIÓN TASA EFECTIVA

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 la conciliación del gasto por impuesto es el siguiente:

D.1) CONSOLIDADO

Concepto	2014		2013	
	Impuesto 21% MU\$	Tasa Efectiva %	Impuesto 20% MU\$	Tasa Efectiva %
Impuesto teórico sobre resultado financiero	25.596	21,00	12.954	20,00
Gastos no aceptados	0	0	2.905	4,49
Otras diferencias permanentes (gastos ejercicio anterior)	1.455	1,19	704	1,09
Total Diferencias Permanentes	1.455	1,19	3.609	5,58
Gasto por Impuesto a la Renta	27.051	22,19	16.563	25,58



D.2) ENTIDADES NACIONALES

Concepto	2014		2013	
	Impuesto 21% MUS\$	Tasa Efectiva %	Impuesto 20% MUS\$	Tasa Efectiva %
Impuesto teórico sobre resultado financiero	25.765	21,00	14.067	20,00
Otras Diferencias Permanentes	(736)	(0,60)	1.464	2,08
Total Diferencias Permanentes	(736)	(0,60)	1.464	2,08
Gasto por Impuesto a la Renta	25.029	20,40	15.531	22,08

D.3) ENTIDADES EXTRANJERAS

Concepto	2014		2013	
	Impuesto 35% MUS\$	Tasa Efectiva %	Impuesto 35% MUS\$	Tasa Efectiva %
Impuesto teórico sobre resultado financiero, Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	(281)	(35,00)	(1.947)	(35,00)
Gastos No Aceptados	2.303	286,44	2.905	52,21
Otras Diferencias Permanentes	0	0	74	1,33
Total Diferencias Permanentes	2.303	286,44	2.979	53,54
Gasto por Impuesto a la Renta	2.022	251,44	1.032	18,54

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	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Gasto Tributario Corriente (Provisión Impuesto)	23.405	18.833
Ajuste Gasto Tributario (Ejercicio Anterior)	(1.178)	2.240
Efecto por Activos o Pasivos por Impuesto Diferido del Ejercicio	2.940	(6.751)
Beneficio Tributario por Pérdidas Tributarias	0	0
Otros	1.884	2.241
Total	27.051	16.563

Impuestos diferidos relacionados con partidas acreditadas (cargadas) directamente a patrimonio

Item	31-12-2014 MUS\$
Impuestos diferidos relacionados con partidas acreditadas (cargadas) directamente a patrimonio (Oficio Circular 856)	45.094
Total	45.094

Impuesto a las ganancias relacionado con otro resultado integral

Item	31-12-2014 MUS\$
Impuesto a las ganancias relativos a inversiones en instrumentos de patrimonio de otro resultado integral	1.263
Total	1.263

Reforma Tributaria

Con fecha 29 de septiembre de 2014, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 20.780 "Reforma Tributaria que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario".

Entre los principales cambios, dicha Ley agrega un nuevo sistema de tributación semi integrado, que se puede utilizar de forma alternativa al régimen integrado de renta atribuida. Los contribuyentes podrán optar libremente a cualquiera de los dos para pagar sus impuestos. En el caso de ECL y filiales por regla general establecida por ley se aplica el sistema de tributación semi integrado, sin descartar que una futura Junta de Accionistas opte por el sistema de renta atribuida. El sistema semi integrado establece el aumento progresivo de la tasa de Impuesto de Primera categoría para los años comerciales 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018 en adelante, incrementándola un 21%, 22,5%, 24%, 25,5% y 27% respectivamente.

Los efectos de aplicar estas nuevas tasas en el cálculo del impuesto de Primera categoría generaron un mayor cargo a resultados por efecto de impuestos corrientes por MUS\$ 1.085.

De acuerdo a lo indicado en la Nota 2.24 en relación al impuesto diferido se consideraron las disposiciones del Oficio Circular N° 856 de la Superintendencia

de Valores y Seguros, que señala que las diferencias por concepto de activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos que se produzcan como efecto directo del incremento de la tasa de impuesto a Primera categoría, deberán contabilizarse en el ejercicio respectivo contra patrimonio.

Al 31 de diciembre de 2014, ECL registró un cargo a sus resultados acumulados por un importe de MUS\$ 45.094, disminuyendo el Patrimonio atribuible a la sociedad controladora en MUS\$ 45.094, ver Nota 2.1.3.

NOTA 6 INVENTARIOS CORRIENTES

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

Clases de Inventarios	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Materiales y Suministro Operación	133.828	102.121
Materiales y Suministro Operación asociados a indemnización (Nota 14)	3.739	3.739
Provisión Obsolescencia	(16.465)	(15.096)
Carbón Importado	36.768	28.523
Petróleo Bunker N° 6	3.864	2.769
Petróleo Diesel	3.105	1.121
Caliza - Biomasa - Arena Silice	2.358	2.677
GNL	13.643	312
Lubricantes	216	687
Total	181.056	126.853

Los movimientos de la provisión de obsolescencia son los siguientes:

Provisión Obsolescencia Inventarios ⁽¹⁾	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Saldo Inicial	15.096	13.195
Aumento (disminución) provisión	1.369	1.901
Saldo Final	16.465	15.096

(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 31-12-2014	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	111	0	111
Saldo Final ⁽¹⁾	145	0	145

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

(1) Ver Nota N° 10

Importe Neto en Libros por Clase de Activos	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Activos en Leasing ⁽¹⁾	6.519	6.821
Propiedades, planta y equipos en arrendamiento financiero, neto, Total	6.519	6.821

(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 31-12-2014	Valor Nominal MUS\$	Intereses por Recibir MUS\$	Valor Neto MUS\$
Menos de 1	2.212	(180)	2.032
De 1 a 5 años	553	(10)	543
Saldo Final ⁽¹⁾	2.765	(190)	2.575

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

(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 29 de abril de 2014, 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 2014 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, excepto cuando asistan a las sesiones en remplazo de un director titular.

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 se ha elegido un comité de directores. Este comité es integrado por los directores independientes. La remuneración será de 55 U.F. mensual a todo evento, además para su cometido se les asigna un presupuesto de 2.000 U.F. anuales.

Remuneraciones del Directorio	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Juan Clavería A., Presidente	149	119
Jan Flachet, Presidente *	14	148
Philip De Cnudde, Director	54	0
Manlio Alessi R., Director	81	82
Rik Debuysere, Director	33	0
Karen Poniachik, Director	108	119
Cristian Eyzaguirre, Director	88	119
Emilio Pellegrini, Director	101	51
Pablo Villarino, Director Suplente	47	29
Dante Dell' Elce, Director Suplente	20	29
Felipe Cabezas, Director Suplente	13	0
Pablo Ihnen, Director	0	23
Guy Richelle, Director	0	23
Geert Peeters, Director	0	23
Marcelo Silva, Director Suplente	0	14
Julien Pochet, Director Suplente	13	0
Total Honorarios por Remuneración del Directorio	721	779

* Con fecha 28 de enero de 2014, el Directorio de la Sociedad aceptó la renuncia a los cargos de director y Presidente a don Jan Flachet, y designó como Presidente del Directorio y de la Sociedad al director don Juan Clavería Aliste.

E.C.L.S.A., en el ejercicio 2014, no pagó asesorías adicionales a ningún miembro del Directorio de la Sociedad, y registra gastos por un monto de MUS\$ 203 por concepto de representación del Directorio en el mismo periodo.

Remuneración de Gerentes y Ejecutivos Principales	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Remuneraciones de Gerentes y Ejecutivos Principales y Dietas ⁽¹⁾	3.896	3.970
Total	3.896	3.970

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

Gerentes y Ejecutivos Principales	
Nombre	Cargo
Axel Levêque	Gerente General
Aníbal Prieto Larraín	Vicepresidente Asuntos Corporativos
Carlos Ferruz Bunster	Vicepresidente de Operaciones
Enzo Quezada Zapata	Vicepresidente Comercial
Demián Andrés Talavera	Vicepresidente Desarrollo de Negocios
Carlos Boquimpani De Freitas	Vicepresidente Finanzas y Gestión
Jacobus Stuijt	Vicepresidente Planificación y Sustentabilidad
Andre Aerssens	Vicepresidente de Ingeniería y Proyectos
Bernardita Infante	Gerente Administración y Finanzas
Héctor Muñoz Zapata	Gerente de Recursos Humanos
Hugo Toro Álvarez	Gerente Transmisión
Gabriel Marcuz	Gerente General Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.
Roberto Zazzali Sánchez	Gerente Estrategia, Procesos y Sustentabilidad
Javier Lorca Cristi	Gerente de Contabilidad
Emilio Bouchon Aguirre	Gerente de Puerto

El Directorio de la Sociedad, en su sesión celebrada con fecha 27 de mayo de 2014, tomó conocimiento y acordó aceptar la renuncia presentada por don Lodewijk Verdeyen al cargo de Gerente General, efectiva a contar del día 1° de Septiembre de 2014. En reemplazo del Sr. Verdeyen, el Directorio acordó designar como Gerente General al Sr. Axel Levêque, quien asumió sus funciones el 1° de Septiembre.

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	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Coligada de Accionista	US\$	17	35
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Coligada de Accionista	CLP	395	449
76.134.397-1	SOLGAS S.A.	Chile	Coligada de Accionista	US\$	2.593	21.249
76.122.327-5	Desert Bioenergy S.A.	Chile	Coligada de Accionista	CLP	0	7
0-E	GDF SUEZ LNG Supply S.A.	Luxemburgo	Matriz Común	US\$	0	340
96.885.200-0	GDF SUEZ Energy Chile S.A.	Chile	Matriz	UF	63	0
96.896.290-6	Distrinor S.A.	Chile	Coligada de Accionista	US\$	425	244
96.896.290-6	Distrinor S.A.	Chile	Coligada de Accionista	CLP	155	110
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	Peso Argentino	3	0
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente					3.651	22.434

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	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
96.885.200-0	GDF SUEZ Energy Chile S.A.	Chile	Matriz	US\$	10.390	7.186
96.885.200-0	GDF SUEZ Energy Chile S.A.	Chile	Matriz	UF	0	1.294
96.990.660-0	Inversiones Mejillones S.A.	Chile	Matriz	US\$	0	1.409
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Coligada de Accionista	US\$	2.976	4.145
96.896.290-6	Distrinor S.A.	Chile	Coligada de Accionista	US\$	236	355
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Coligada de Accionista	US\$	234	0
0-E	GDF Suez LNG Supply S.A.	Luxemburgo	Matriz Común	US\$	0	16.046
77.292.170-5	Inversiones Punta Rieles Ltda.	Chile	Accionista	US\$	6.563	0
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	Peso Argentino	77	0
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes					20.476	30.435

CUENTAS POR PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS, NO CORRIENTES.

Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
96.896.290-6	Distrinor S.A.	Chile	Coligada de Accionista	US\$	1.227	1.465
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corrientes					1.227	1.465

Las Transacciones entre Empresas Relacionadas son las siguientes:

Entidad						31-12-2014		31-12-2013	
Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	Descripción de la Transacción	Monto MUS\$	Efecto en Resultado MUS\$	Monto MUS\$	Efecto en Resultado MUS\$
96.885.200-0	GDF SUEZ Energy Chile S.A.	Chile	Matriz	US\$	Dividendo	14.078	0	4.856	0
96.885.200-0	GDF SUEZ Energy Chile S.A.	Chile	Matriz	UF	Servicios	3.540	(3.540)	4.812	(4.812)
96.885.200-0	GDF SUEZ Energy Chile S.A.	Chile	Matriz	UF	Arriendos	374	374	0	0
96.990.660-0	Inversiones Mejillones S.A.	Chile	Matriz	US\$	Dividendo	0	0	1.409	0
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Coligada de Accionista	US\$	Venta de Energía, Potencia y Servicios	2.425	2.425	3.789	3.789
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Coligada de Accionista	US\$	Servicio de Regasificación de gas	60.058	(60.058)	58.762	(58.762)
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Coligada de Accionista	US\$	Compra de Gas	0	0	13.009	(13.009)
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Coligada de Accionista	US\$	Servicios	2.307	2.307	719	(719)
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Coligada de Accionista	US\$	Arriendos	0	0	428	428
73.023.027-8	Suez Proyectos Andinos S.A.	Chile	Coligada de Accionista	CLP	Servicios	0	0	14	(14)
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	Peso argentino	Servicios	14	(14)	19	(19)
76.134.397-1	Solgas S.A.	Chile	Coligada de Accionista	US\$	Venta Derechos	0	0	19.000	12.586
76.134.397-1	Solgas S.A.	Chile	Coligada de Accionista	CLP	Servicios	2.660	2.660	1.729	1.729
76.134.397-1	Solgas S.A.	Chile	Coligada de Accionista	US\$	Venta de Gas	20.314	20.314	17.494	17.494
96.896.290-6	Distrinor S.A.	Chile	Coligada de Accionista	US\$	Venta de Gas	2.155	2.155	1.348	1.348
96.896.290-6	Distrinor S.A.	Chile	Coligada de Accionista	US\$	Préstamo	0	0	16	16
96.896.290-6	Distrinor S.A.	Chile	Coligada de Accionista	UF	Arriendos	32	32	36	36
96.896.290-6	Distrinor S.A.	Chile	Coligada de Accionista	US\$	Compra Gas	10	(10)	15	(15)
96.896.290-6	Distrinor S.A.	Chile	Coligada de Accionista	US\$	Servicios	17	(17)	17	(17)
0-E	GDF SUEZ LNG Supply S.A.	Luxemburgo	Matriz Común	US\$	Compra de GNL	83.321	0	90.662	0
0-E	Laborelec	Bélgica	Matriz Común	US\$	Servicios	153	(153)	107	(107)
77.292.170-5	Inversiones Punta Rieles Ltda.	Chile	Accionista	US\$	Dividendos	6.563	0	0	0

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

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

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



NOTA 9 OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS

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

Típos de Pagos	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Seguros de Activos ⁽¹⁾	6.423	7.151
IVA crédito fiscal	6.024	21.250
Pago anticipado Contrato TGN (GNAA) ⁽²⁾	2.680	3.842
Anticipos a proveedores	43.783	57.056
Otros pagos anticipados	1.240	7.238
Total	60.150	96.537

(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".

Aún 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 posee cartera repactada con un cliente, y 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	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Facturas por Cobrar	111.148	130.527
Indemnización Siniestros	0	12.780
Deudores Varios Corrientes	718	749
Leasing por Cobrar	2.032	1.825
Pagos Anticipados Corrientes	169	73
Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	8.922	3.152
Total	122.989	149.106

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

Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Otros Deudores Varios	21	27
Leasing por Cobrar	543	2.575
Total	564	2.602

Los saldos de deudores brutos de la sociedad al 31 de diciembre de 2014, estratificados por morosidad son los siguientes:

Deudores	Número Clientes	Saldos al 31 de diciembre 2014											Total Corriente MUS\$	Total No Corriente MUS\$
		Cartera al Día MUS\$	Morosidad 1-30 días MUS\$	Morosidad 31-60 días MUS\$	Morosidad 61-90 días MUS\$	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\$			
Deudores por operaciones de crédito corriente	104	106.359	3.411	504	182	16	89	59	6	273	7.791	118.690	0	
Estimación incobrables	18	0	0	0	0	(1)	(24)	0	0	0	(7.517)	(7.542)	0	
Indemnización Siniestros		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Estimación incobrables		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Deudores varios corrientes	27	539	0	0	0	0	0	0	0	0	179	718	21	
Estimación incobrables		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Leasing por Cobrar	5	2.032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.032	543	
Estimación incobrables		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Pagos anticipados Corrientes	4	169	0	0	0	0	0	0	0	0	0	169	0	
Estimación incobrables		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Otras cuentas por cobrar corrientes	852	8.922	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8.922	0	
Estimación incobrables		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total		118.021	3.411	504	182	15	65	59	6	273	453	122.989	564	

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

Deudores	Número Clientes	Saldos al 31 de Diciembre 2013											Total Corriente MUS\$	Total No Corriente MUS\$
		Cartera al Día MUS\$	Morosidad 1-30 días MUS\$	Morosidad 31-60 días MUS\$	Morosidad 61-90 días MUS\$	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\$			
Deudores por operaciones de crédito corriente	97	124.544	2.554	2.525	240	249	196	182	223	308	6.604	137.625	0	
Estimación incobrables	7	0	0	0	0	0	0	(85)	(101)	(308)	(6.604)	(7.098)	0	
Indemnización Siniestros	2	12.780	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12.780	0	
Estimación incobrables		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Deudores varios corrientes	10	639	0	0	0	0	0	0	0	0	110	749	27	
Estimación incobrables		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Leasing por Cobrar	5	1.825	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.825	2.575	
Estimación incobrables		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Pagos anticipados Corrientes	5	73	0	0	0	0	0	0	0	0	0	73	0	
Estimación incobrables		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Otras cuentas por cobrar corrientes	852	3.152	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.152	0	
Estimación incobrables		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total		143.013	2.554	2.525	240	249	196	97	122	0	110	149.106	2.602	



Tramos de Morosidad Al 31 de diciembre de 2014	Cartera Repactada		Cartera No Repactada		Total Cartera Bruta	
	N° Clientes	Monto MUS\$	N° Clientes	Monto MUS\$	N° Clientes	Monto MUS\$
Al día	-	0	942	118.021	942	118.021
Entre 1 y 30 días	-	0	46	3.411	46	3.411
Entre 31 y 60 días	-	0	15	504	15	504
Entre 61 y 90 días	-	0	10	182	10	182
Entre 91 y 120 días	-	0	2	16	2	16
Entre 121 y 150 días	-	0	5	89	5	89
Entre 151 y 180 días	-	0	4	59	4	59
Entre 181 y 210 días	-	0	3	6	3	6
Entre 211 y 250 días	-	0	4	273	4	273
Superior a 251 días	1	2.288	29	5.682	30	7.970
Total		2.288		128.243		130.531

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	993	143.013	993	143.013
Entre 1 y 30 días	-	0	39	2.554	39	2.554
Entre 31 y 60 días	-	0	23	2.525	23	2.525
Entre 61 y 90 días	-	0	13	240	13	240
Entre 91 y 120 días	-	0	10	249	10	249
Entre 121 y 150 días	-	0	7	196	7	196
Entre 151 y 180 días	-	0	3	182	3	182
Entre 181 y 210 días	-	0	5	223	5	223
Entre 211 y 250 días	-	0	6	308	6	308
Superior a 251 días	1	2.288	12	4.426	13	6.714
Total		2.288		153.916		156.204

Provisiones y Castigos	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Saldo Inicial	7.098	7.440
Provisión cartera no repactada	1.152	1.179
Castigos del periodo	(4)	(172)
Recuperos del periodo	(553)	(209)
Otros Distrinor S.A.	0	(963)
Otros	(151)	(177)
Saldo final	7.542	7.098

NOTA 11**OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS, NO CORRIENTE**

Otros Activos No Financieros	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Derecho sobre otros activos	2.161	2.161
Arriendo pagado por anticipado	95	114
Inversión en CDEC-SING Ltda. ⁽¹⁾	345	345
Aporte Consorcio Algae Fuels S.A. ⁽²⁾	1.851	1.613
Aporte Consorcio Desert Bioenergy S.A. ⁽²⁾	451	451
Aporte FONDEF ⁽²⁾	192	93
Pago anticipado Contrato TGN (GNAA) ⁽³⁾	8.716	11.394
Proyectos en Desarrollo ⁽⁴⁾	24.165	0
Otros	367	367
Total	38.343	16.538

(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.

(4) Corresponde al proyecto del Sistema de Transmisión 500 KV Mejillones-Cardones, de nuestra filial Transmisora Eléctrica del Norte S.A.

NOTA 12**ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE PLUSVALIA**

La Sociedad presenta los siguientes activos intangibles: movimiento y reconciliación al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

Activos Intangibles Neto	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Intangibles, Relación Contractual Clientes, neto ⁽¹⁾	300.671	317.441
Servidumbres, neto	6.386	6.820
Otros Activos Intangibles identificables, neto	100	200
Total Neto	307.157	324.461

(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	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Intangibles, Relación Contractual Clientes, bruto	362.134	362.134
Servidumbres, bruto	12.822	12.822
Otros Activos Intangibles identificables, bruto	2.002	2.002
Total Bruto	376.958	376.958

Amortización de Activos Intangibles	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Amortización, Intangibles, Relación Contractual Clientes	(61.463)	(44.693)
Amortización, Servidumbres	(6.436)	(6.002)
Amortización, Otros Activos Intangibles identificables	(1.902)	(1.802)
Total Amortización	(69.801)	(52.497)

Los activos intangibles por concepto presentan el siguiente movimiento durante el ejercicio 2014 y ejercicio 2013.

Activos Intangibles	Saldo Inicial 01-01-2014 MUS\$	Adiciones (Bajas) Periodo MUS\$	Saldo Final al 31-12-2014 MUS\$	Amortización al 31-12-2013 MUS\$	Amortización Periodo MUS\$	Amortización Acumulada al 31-12-2014 MUS\$	Saldo Neto al 31-12-2014 MUS\$
Intangibles, Relación Contractual Clientes (combinación de negocios)	362.134	0	362.134	(44.693)	(16.770)	(61.463)	300.671
Servidumbres	12.822	0	12.822	(6.002)	(434)	(6.436)	6.386
Otros Activos Intangibles Identificables	2.002	0	2.002	(1.802)	(100)	(1.902)	100
TOTALES	376.958	0	376.958	(52.497)	(17.304)	(69.801)	307.157

Activos Intangibles	Saldo Inicial 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\$
Intangibles, Relación Contractual Clientes (combinación de negocios)	365.349	(3.215)	362.134	(28.798)	(15.895)	(44.693)	317.441
Servidumbres	12.822	0	12.822	(5.571)	(431)	(6.002)	6.820
Otros Activos Intangibles Identificables	2.002	0	2.002	(1.701)	(101)	(1.802)	200
TOTALES	380.173	(3.215)	376.958	(36.070)	(16.427)	(52.497)	324.461

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**

Los movimientos registrados en Propiedades, Plantas y Equipos durante el ejercicio 2014 son los siguientes:

Movimientos Año 2014	Construcción en Curso MUS\$	Terrenos MUS\$	Edificios MUS\$	Plantas y Equipos MUS\$	Equipamiento Tecnologías de la Información MUS\$	Instalaciones Fijas y Accesorios MUS\$	Vehículos de Motor MUS\$	Otras Propiedades Planta y Equipo MUS\$	Propiedades, Planta y Equipo Total MUS\$
Valor Bruto	165.484	34.181	156.313	2.433.997	16.630	382.513	10.229	120.044	3.319.391
Depreciación Acumulada	0	0	(43.608)	(1.038.114)	(13.880)	(200.366)	(8.208)	(71.045)	(1.375.221)
Saldo Inicial al 01-01-2014	165.484	34.181	112.705	1.395.883	2.750	182.147	2.021	48.999	1.944.170
Adiciones	46.432	0	102	4.365	931	1.792	1.051	1.070	55.743
Ventas	0	(64)	0	0	(10)	(1.607)	(23)	(10)	(1.714)
Gastos por Depreciación	0	0	(5.445)	(77.043)	(1.337)	(13.190)	(786)	(17.625)	(115.426)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, propiedades, planta y equipo	0	0	(1.123)	0	0	0	(563)	563	(1.123)
Cierre Obras en Curso	(78.732)	0	14.311	48.749	2.697	4.016	1.402	7.557	0
Cambios, Total	(32.300)	(64)	7.845	(23.929)	2.281	(8.989)	1.081	(8.445)	(62.520)
Saldo Final 31-12-2014	133.184	34.117	120.550	1.371.954	5.031	173.158	3.102	40.554	1.881.650

El flujo de efectivo a diciembre de 2014 incluye MUS\$ 24.800 por inversión en Propiedad, Planta y Equipo reconocidas en 2013.

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\$	Equipamiento Tecnologías de la Información MUS\$	Instalaciones Fijas y Accesorios MUS\$	Vehículos de Motor MUS\$	Otras Propiedades Planta y Equipo MUS\$	Propiedades, Planta y Equipo Total MUS\$
Valor Bruto	159.583	34.181	154.158	2.383.557	15.608	353.687	9.592	118.390	3.228.756
Depreciación Acumulada	0	0	(39.368)	(968.749)	(13.004)	(182.696)	(7.612)	(56.083)	(1.267.512)
Saldo Inicial al 01-01-2013	159.583	34.181	114.790	1.414.808	2.604	170.991	1.980	62.307	1.961.244
Adiciones	111.110	0	1.374	0	691	12.979	431	1.056	127.641
Ventas	0	0	0	(4)	0	(136)	0	0	(140)
Gastos por Depreciación	0	0	(4.240)	(75.912)	(876)	(17.972)	(596)	(14.660)	(114.256)
Impairment GNAA ^(*)	0	0	0	(28.258)	0	0	0	0	(28.258)
Cierre Obras en Curso	(103.791)	0	781	85.810	344	15.983	206	667	0
Venta Filial Distrinor S.A.	(1.418)	0	0	(561)	(13)	0	0	(69)	(2.061)
Cambios, Total	5.901	0	(2.085)	(18.925)	146	10.854	41	(13.006)	(17.074)
Saldo Final 31-12-2013	165.484	34.181	112.705	1.395.883	2.750	182.147	2.021	48.999	1.944.170

(*) 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.

La composición del rubro Propiedades, Plantas y Equipos, al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Neto (Presentación)	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Construcción en Curso	133.184	165.484
Terrenos	34.117	34.181
Edificios	120.550	112.705
Planta y Equipos	1.371.971	1.395.883
Equipamiento de Tecnología de la Información	5.038	2.750
Instalaciones Fijas y Accesorios	173.158	182.147
Vehículos de Motor	3.087	2.021
Activos en Leasing	6.519	6.821
Otras Propiedades, Planta y Equipo	34.026	42.178
Total Propiedades, Planta y Equipos	1.881.650	1.944.170
Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Bruto (Presentación)	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Construcción en Curso	133.184	165.484
Terrenos	34.117	34.181
Edificios	169.599	156.313
Planta y Equipos	2.486.155	2.433.997
Equipamiento de Tecnología de la Información	20.238	16.630
Instalaciones Fijas y Accesorios	385.971	382.513
Vehículos de Motor	9.653	10.229
Activos en Leasing	9.540	9.540
Otras Propiedades, Planta y Equipos	119.677	110.504
Total Propiedades, Planta y Equipos	3.368.134	3.319.391
Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos (Presentación)	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Edificios	(49.049)	(43.608)
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Planta y Equipos	(1.114.184)	(1.038.114)
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Equipamiento de Tecnologías de la Información	(15.200)	(13.880)
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Instalaciones Fijas y Accesorios	(212.813)	(200.366)
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Vehículos de Motor	(6.566)	(8.208)
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Activos en Leasing	(3.021)	(2.719)
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Otras Propiedades, Planta y Equipos	(85.651)	(68.326)
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos	(1.486.484)	(1.375.221)

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.

NOTA 14**OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS**

Los Otros Pasivos No Financieros Corrientes se detallan a continuación.

Otros Pasivos no Financieros, Corrientes	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
IVA débito fiscal	2.160	1.084
Impuestos de retención	564	471
Ingresos anticipados	376	556
Ingreso anticipado contrato GTA con Distrinor S.A. (*)	211	2.150
Total	3.311	4.261

(*) 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	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Ingresos Garantía ⁽¹⁾	3.739	3.739
Total	3.739	3.739

(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	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Facturas por Pagar a Proveedores Extranjeros	3.883	3.283
Facturas por Pagar a Proveedores Nacionales	64.631	72.535
Dividendos por pagar	9.297	5.609
Facturas por Recibir por compras Nacionales	35.170	54.663
Facturas por Recibir por compras Extranjeros	26.089	22.852
Total	139.070	158.942

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	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Provisión de Vacaciones	4.608	4.977
Provisión Bonificación Anual	5.574	4.441
Descuentos Previsionales y de Salud	707	658
Retención Impuestos	341	343
Otras Remuneraciones	301	400
Total	11.531	10.819



NOTA 17**OTROS PASIVOS FINANCIEROS****PRÉSTAMOS QUE DEVENGAN INTERESES, CORRIENTES**

Entidad Deudora			Entidad Acreedora			Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Hasta 90 días		90 días a 1 año		Total 2014	Total 2013
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País					31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS		
88006900-4	E.C.L.S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	US\$	Bullet	6,015	5,625	9.721	9.756	0	0	9.721	9.756
88006900-4	E.C.L.S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	US\$	Bullet	5,228	4,500	2.236	0	0	0	2.236	0
76708710-1	Central Termoeléctrica Andina S.A.	Chile	0-E	International Finance Corporation	EEUU	US\$	Semestral	7,260	Libor 180 + 2,5%	0	181	0	11.065	0	11.246
Préstamos que Devengan Intereses, Total										11.957	9.937	0	11.065	11.957	21.002
88006900-4	E.C.L.S.A.	Chile	96728120-4	Transmisora Abenor Ltda.	Chile	US\$	Mensual	12,830	12,830	2	2	5	5	7	7
Leasing Financiero, Total										2	2	5	5	7	7
Total										11.959	9.939	5	11.070	11.964	21.009

PRÉSTAMOS QUE DEVENGAN INTERESES NO CORRIENTES

Entidad Deudora			Entidad Acreedora			Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Valor Nominal	1 a 3 años		3 a 5 años		Más de 5 años		Total al	
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País						31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$						
88006900-4	E.C.L.S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon ⁽¹⁾	EEUU	US\$	Bullet	6,015	5,625	523.750	0	0	0	0	392.778	391.700	392.778	391.700
88006900-4	E.C.L.S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon ⁽²⁾	EEUU	US\$	Bullet	5,228	4,500	491.750	0	0	0	0	330.787	0	330.787	0
76708710-1	Central Termoeléctrica Andina S.A.	Chile	0-E	International Finance Corporation ⁽²⁾	EEUU	US\$	Semestral	7,260	Libor 180 + 2,5%		0	31.294	0	36.447	0	269.268	0	337.009
Préstamos que Devengan Intereses, Subtotal											0	31.294	0	36.447	723.565	660.968	723.565	728.709
Pasivos de cobertura (Swap)											0	0	0	0	0	11.403	0	11.403
Leasing financiero											14	13	13	13	111	119	138	145
Préstamos que Devengan Intereses, Total											14	31.307	13	36.460	723.676	672.490	723.703	740.257

(1) Con fecha 17 de diciembre de 2010, ECL efectuó una emisión de bonos en el Mercado internacional, por un monto total de US\$ 400.000.000, conforme a las normas de la Regla "144-A" (Rule 144-A) y la 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).

(3) Con fecha 29 de octubre de 2014, ECL efectuó una emisión de bonos en el mercados internacionales, por un monto total de US\$ 350.000.000, conforme a las normas de la Regla "144-A" (Rule 144-A) y la 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 4,500%. Los intereses se pagarán semestralmente, comenzando el día 29 de enero de 2015 y el capital se amortizará en una sola cuota final el día 29 de enero de 2025.

PRÉSTAMOS QUE DEVENGAN INTERESES NO CORRIENTES VALOR NOMINAL

Entidad Deudora			Entidad Acreedora			Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Valor Nominal	0 a 1 año 31-12-2014 MUS\$	1 a 3 años 31-12-2014 MUS\$	3 a 5 años 31-12-2014 MUS\$	Más de 5 años 31-12-2014 MUS\$	Total
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País										
88006900-4	E.C.L.S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon ⁽¹⁾	EEUU	US\$	Bullet	6,0158	5,625	546.250	22.500	45.000	45.000	433.750	546.250
88006900-4	E.C.L.S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon ⁽¹⁾	EEUU	US\$	Bullet	5,228	4,500	511.438	11.813	47.250	31.500	420.875	511.438
Total										1.057.688	34.313	92.250	76.500	854.625	1.057.688

Entidad Deudora			Entidad Acreedora			Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Valor Nominal	0 a 1 año 31-12-2013 MUS\$	1 a 3 años 31-12-2013 MUS\$	3 a 5 años 31-12-2013 MUS\$	Más de 5 años 31-12-2013 MUS\$	Total
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País										
88006900-4	E.C.L.S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon ⁽¹⁾	EEUU	US\$	Bullet	6,098	5,625	568.750	22.500	45.000	45.000	456.250	568.750
76708710-1	Central Termoeléctrica Andina S.A.	Chile	0-E	IFC ⁽¹⁾	EEUU	US\$	Semestral	7,26	Libor 180 + 2,50%	545.744	32.319	71.157	75.985	366.283	545.744
Total										1.114.494	54.819	116.157	120.985	822.533	1.114.494

Pasivo de Cobertura	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Pasivo Financiero a Valor Razonable con Cambio en Patrimonio, No Corriente (SWAP)	0	11.403
Total	0	11.403

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	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Indemnización por Años de Servicio	433	509
Total	433	509

Los cambios en la obligación por beneficio son los siguientes:

Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Saldo Inicial	509	610
Costo por Intereses por Obligación de Beneficios Definidos	12	47
Costo Beneficio del Plan Definido	15	52
Indemnización por Años de Servicio Actuarial (valorización a tasa de cierre)	(103)	(115)
Pagos del Período	0	(85)
Total	433	509

Gastos Reconocidos en el Estado de Resultados:

Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$	Línea del Estado de Resultados en que se ha reconocido
Costo por Intereses por Obligación de Beneficios Definidos	26	47	Egresos ordinarios y gastos de administración
Costo beneficio del Plan Definido	29	52	Egresos ordinarios y gastos de administración
Total	55	99	

Las hipótesis actuariales

Hipótesis Actuariales Utilizadas	31-12-2014	31-12-2013
Tasa de descuento nominal	1,63%	2,43%
Tasa esperada de incremento salarial	Variación IPC Tasa	Variación IPC Tasa
Tasa de rotación	1,36%	1,36%
Edad de jubilación Mujeres	60 Años	60 Años
Edad de jubilación Hombres	65 Años	65 Años
Tabla de mortalidad	RV-2009	RV-2009

NOTA 19**OTRAS PROVISIONES NO CORRIENTES**

Otras Provisiones No Corriente	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Contingencia Tributaria Gasoducto Nor Andino S.A. ⁽¹⁾		
Saldo inicial	3.403	3.941
Movimiento	(1.125)	(538)
Subtotal	2.278	3.403

(1) Ver Nota 27

Seguro Desgravamen		
Saldo inicial	21	42
Movimiento	(2)	(21)
Subtotal	19	21

Inspección General Unidades		
Inspección General CTA	3.099	3.099
Inspección General CTH	3.099	3.099
Subtotal	6.198	6.198

Otras Provisiones No Corriente	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Contrato GTA		
Saldo Inicial	1.848	0
Movimiento	(212)	0
Subtotal	1.636	0
Total	10.131	9.622

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

Ingresos Ordinarios	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Ventas de energía y potencia	1.076.398	1.058.649
Venta y transporte de gas ⁽¹⁾	78.418	31.953
Venta de Combustible	6.206	37.340
Venta de peajes	44.934	43.962
Arriendo instalaciones	1.001	3.522
Servicios Portuarios	10.459	9.672
Servicio Mantenimiento de Líneas	0	1.370
Indemnización Siniestro CTH	0	13.000
Otras ventas	23.743	7.615
Total	1.241.159	1.207.083

(1) Durante el año 2014 entró en operación el contrato de compraventa de gas natural licuado (GNL) regasificado entre ECL S.A. y Aes Gener S.A.

INGRESOS POR LOS PRINCIPALES CLIENTES

Principales Clientes	31-12-2014 MUS\$	%	31-12-2013 MUS\$	%
Codelco	344.234	27,73%	340.000	28,17%
Grupo EMEL	237.527	19,14%	201.319	16,68%
Centinela	148.910	12,00%	149.242	12,36%
El Abra	117.235	9,45%	108.116	8,96%
Zaldívar	61.293	4,94%	70.468	5,84%
Lomas Bayas	44.026	3,55%	44.424	3,68%
SQM	18.965	1,53%	23.870	1,98%
Cerro Colorado	28.611	2,31%	25.227	2,09%
Xstrata	24.929	2,01%	24.959	2,07%
Michilla	23.074	1,86%	20.156	1,67%
AES Gener	73.586	5,93%	445	0,04%
Otros clientes	118.769	9,55%	198.857	16,47%
Total Ventas	1.241.159	100,00%	1.207.083	100,00%

Costos de Venta	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Costos de combustibles y lubricantes	431.792	448.937
Costos de energía y potencia	162.032	160.652
Sueldos y salarios	30.795	35.792
Beneficios anuales	9.663	5.945
Otros beneficios del personal	4.844	4.205
Obligaciones post empleo	22	54
Costo Venta Combustibles	49.046	60.525
Transporte de Gas	4.057	6.051
Servicio Muelle	16.713	20.139
Servicios de Mantenimiento y Reparación	19.819	27.067
Servicios de Terceros	30.016	32.206
Asesorías y Honorarios	1.402	1.888
Operación y Mantenimiento Gasoductos	5.679	5.885
Costo Peaje	38.933	30.230
Depreciación propiedad, planta y equipo	113.569	112.797
Depreciación repuestos	1.369	1.901
Amortización Intangibles	17.304	17.447
Contribuciones y patentes	4.885	6.739
Seguros	17.327	19.901
Otros egresos	62.337	49.384
Total	1.021.604	1.047.745

OTROS INGRESOS Y EGRESOS DE LA OPERACIÓN

Otros Ingresos y Egresos de la Operación	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Arriendos	405	467
Venta de agua	124	627
Servicios	1	57
Venta de propiedades, planta y equipo	536	0
Venta de materiales	45	0
Venta RSA	0	750
Ajuste precio venta filial Distrinor S.A.	1.534	12.586
Indemnización Siniestro	0	250
Otros Ingresos	5.043	1.550
Total	7.688	16.287

COSTOS FINANCIEROS Y OTROS GASTOS

Costos Financieros	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Intereses Financieros	53.944	46.890
Gastos Financieros Leasing	0	58
Total Costos Financieros	53.944	46.948

Otros Gastos

Multas Fiscales	744	90
Provisión Incobrables	1.152	1.179
Venta de propiedades, planta y equipo	1.868	76
Impairment GNAA	0	27.800
Gastos varios	204	0

Total otros gastos	3.968	29.145
---------------------------	--------------	---------------

Total Costos Financieros y Otros Gastos	57.912	76.093
--	---------------	---------------

GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

Gastos de Administración	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Sueldos y salarios	11.210	11.963
Beneficios anuales	3.367	1.760
Otros beneficios del personal	1.586	2.895
Obligaciones post empleo	33	45
Servicios de terceros	5.245	6.025
Asesorías	11.239	7.923
Honorarios	1.407	3.721
Depreciación propiedad, planta y equipo	1.857	1.459
Contribuciones y patentes	189	371
Seguros	80	84
Otros	14.532	8.766
Total	50.745	45.012

INGRESOS FINANCIEROS

Ingresos Financieros	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Intereses financieros	1.520	2.084
Intereses financieros leasing	387	585
Total	1.907	2.669

GASTOS DEL PERSONAL

Gastos Personal	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Sueldos y salarios	42.005	47.755
Beneficios anuales	13.030	7.705
Otros beneficios del personal	6.430	7.100
Obligaciones post empleo	55	99
Total	61.520	62.659

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 2014 y 2013.

Diferencias de Cambio	Moneda	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Activos			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	CLP	3.667	2.362
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	EUR	(17)	3
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Peso Argentino	(185)	(704)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	CLP	(649)	(1.711)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	EUR	(1.119)	645
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	GBP	(77)	74
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	YEN	(223)	(393)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	UF	2	(7)
Activos por Impuestos Corrientes	CLP	(111)	(1.708)
Activos por Impuestos Corrientes	Peso Argentino	(372)	(450)
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, corriente	CLP	0	(3.956)
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, corriente	EUR	0	60
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, corriente	Peso Argentino	(101)	-
Otros Activos No Financieros	CLP	(1.946)	(2.228)
Otros Activos No Financieros	Peso Argentino	(291)	-
Otros Activos No Financieros	EUR	(118)	(2)
Otros Activos No Financieros	GBP	(5)	(4)
Otros Activos No Financieros	YEN	(62)	(1)
Otros Activos Financieros, Corriente	CLP	(1.700)	(2.998)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, No Corriente	CLP	(8)	(3)
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No corriente	CLP	90	119
Otros Activos, No Corriente	CLP	0	(61)
Total Activos		(3.225)	(10.963)



Diferencias de Cambio	Moneda	31-12-2014 MU\$	31-12-2013 MU\$
Pasivos			
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	CLP	(1.548)	3.751
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	EUR	1.929	(797)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	GBP	193	(89)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	YEN	327	302
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	UF	(146)	10
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	Peso Argentino	131	0
Pasivos por Impuestos, Corriente	CLP	819	(3)
Pasivos por Impuestos, Corriente	Peso Argentino	0	887
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	CLP	1.326	2.306
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	UF	0	284
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	EUR	1	(60)
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corriente	CLP	(90)	(119)
Otros Pasivos No Financieros	CLP	327	(86)
Pasivo por Impuestos Diferidos	Peso Argentino	67	90
Provisiones por Beneficios a los empleados	CLP	468	999
Provisión Beneficio Empleados (IAS)	CLP	17	50
Otras Provisiones	CLP	1	2
Otras Provisiones	Peso Argentino	795	1.284
Total Pasivos		4.617	8.811
Total Diferencias de Cambio		1.392	(2.152)

NOTA 22

GANANCIA POR ACCIÓN

Informaciones a Revelar sobre Ganancias por Acción Básica	31-12-2014 MU\$	31-12-2013 MU\$
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora	88.938	29.851
Resultado Disponible para Accionistas Comunes, Básico	88.938	29.851
Promedio Ponderado de Acciones, Básico	1.053.309.776	1.053.309.776
Ganancia por Acción Básica	US\$ 0,084	US\$ 0,028

ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD

Nombre de los Mayores Accionistas al 31/12/2014	Número de Acciones	Participación
GDF SUEZ Energy Chile S.A.	555.769.219	52,77%
Banco de Chile por cuenta de terceros no residentes	32.966.174	3,13%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo C	24.453.392	2,32%
Moneda S.A. AFI para Pionero Fondo de Inversión	24.378.000	2,31%
Banco Santander por cuenta de inv. extranjeros	20.233.053	1,92%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo B	19.213.694	1,82%
AFP Cuprum S.A. Fondo Tipo A	18.252.303	1,73%
AFP Habitat S.A Fondo Tipo B	17.338.628	1,65%
AFP Habitat S.A Fondo Tipo C	16.414.743	1,56%
AFP Habitat S.A Fondo Tipo A	16.191.835	1,54%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo A	16.038.415	1,52%
Otros accionistas	292.060.320	27,73%
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 2014.

Otras Reservas del Patrimonio	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Inversión filiales, combinación de negocios ^(*)	327.043	327.043
Cobertura flujo de efectivo neto de impuestos	(72)	(4.822)
Total	326.971	322.221

(*) Incremento en capital a valor justo producto de la adquisición de filiales Electroandina S.A., Gasoducto Nor Andino S.A., Gasoducto Nor Andino Argentina S.A., Central Termoeléctrica Andina S.A., Inversiones Hornitos S.A., el 29 de diciembre de 2009.

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 2014 y 2013, fue de MUS\$ 88.938 y MUS\$ 39.584, 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.

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 29 de abril de 2014 nuestros accionistas aprobaron el reparto de dividendos por un monto equivalente al 100% de la utilidad neta del ejercicio fiscal 2013.

La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 29 de abril de 2014 acordó una nueva política que consiste en procurar que, sujeto a las aprobaciones pertinentes, la distribución de utilidades de cada ejercicio se lleve a cabo mediante el reparto de dos dividendos provisorios, a acordar preferentemente en los meses de Agosto y Diciembre de cada año, sobre la base de los resultados de los estados financieros del segundo trimestre y del tercer trimestre, respectivamente, más el dividendo definitivo a repartir en el mes de Mayo de cada año.

En conformidad a lo establecido en IFRS, existe una obligación legal y asumida que requiere la contabilización de un pasivo al cierre de cada ejercicio de un dividendo mínimo establecido de un 30% de la utilidad líquida. La Sociedad registró al 31

de diciembre de 2014 y 2013, con cargo a las utilidades acumuladas la suma de MUS\$ 19.681 y MUS\$ 11.875 respectivamente.

Dividendos	31-12-2014 MUS\$
Reverso provisión 30% legal año 2013	11.875
Pago dividendo mayo 2014	(39.584)
Pago dividendo provisorio 2014	(7.000)
Provisión 30% legal año 2014	(19.681)
Total Dividendos	(54.390)

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

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

PARTICIPACIÓN NO CONTROLADORAS

El siguiente es el detalle de las participaciones de la no controladora al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

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	
			31-12-2014 %	31-12-2013 %	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
76.009.698-9	Inversiones Hornitos S.A.	Chile	40,00%	40,00%	98.888	123.859	5.895	8.617
76.248.882-5	Cobia del Desierto de Atacama SPA	Chile	30,00%	30,00%	10	6	1	6
Total					98.898	123.865	5.896	8.623

El 29 de abril de 2014 Inversiones Hornitos distribuyó dividendos por MUS\$ 50.000

Dividendos Participación no Controladora	31-12-2014 MUS\$
Total dividendos	50.000
Pago atribuible al controlador (E.CL S.A.)	(30.000)
Total Dividendos atribuible a la participación no controladora	20.000

En el directorio de la filial Inversiones Hornitos S.A., realizado el 16 de diciembre de 2014, se propuso repartir el 100% de las utilidades netas del ejercicio 2014, cuyo pago se efectuará en dos cuotas; enero 2015 un primer pago de MUS\$ 5.000 y junio 2015 un segundo pago por el remanente hasta completar el 100% de la utilidad del año 2014.

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 de 2014 y al 31 de diciembre del año 2013 la Sociedad ha hecho desembolsos por MUS\$ 249 y MUS\$ 501 respectivamente.

Los gastos asociados a este concepto se detallan a continuación:

Conceptos	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Asesorías Medioambientales	24	208
Filtros de Mangas en Unidades de Mejillones	4.129	16.802
Filtros de Mangas en Unidades 12-13-14 y 15 de Tocopilla	8.066	47.176
Otras Mejoras Medioambientales	2.219	7.569
Total	14.438	71.755

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 siglas 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 2014 y 2013, la Sociedad ni sus ejecutivos han sido objeto de sanciones por parte de la Superintendencia de Valores y Seguros.

NOTA 27 HECHOS POSTERIORES

No han ocurrido hechos significativos entre el 1° de enero de 2015 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros que afecten la presentación de los mismos.



NOTA 28

CONTINGENCIAS Y RESTRICCIONES

A) GARANTÍAS DIRECTAS

Acreedor de la Garantía	Tipo de Garantía	Saldos Pendientes de Pago a la Fecha de Cierre de los Estados Financieros	
		2014 MUS\$	2013 MUS\$
IFC - KFW	Carta de Crédito	15.700	15.700
Transportadora de Gas	Boleta de Garantía	4.800	4.800
Inmobiliaria e Inversiones RVC	Boleta de Garantía	0	918
SQM S.A.	Boleta de Garantía	950	1.305
Codelco	Boleta de Garantía	0	4
Innova Chile	Boleta de Garantía	111	128
Secretaría Regional Ministerial de Bienes Nacionales	Boleta de Garantía	16.986	1.841
IDE Technologies	Boleta de Garantía	2.459	2.459
Sierra Gorda	Boleta de Garantía	1.500	1.500
Cia. Minera Doña Inés de Collahuasi	Boleta de Garantía	0	6.500
Ilustre Municipalidad de Mejillones	Póliza de Garantía	731	800
Director General del Territorio Marino	Póliza de Garantía	2.757	3.019
CGE Distribución S.A.	Boleta de Garantía	15	0
Director regional de vialidad Arica y Parinacota	Boleta de Garantía	18	0
Total		46.027	38.974

No se cuenta con activos comprometidos

B) GARANTÍAS 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 Cáñamo", consorcio que estaría extinguido a esa fecha. Asimismo, arguyó que no existiría un "contrato de competencia", sino que solamente un proceso regulado para presentar ofertas que daría origen a efectos jurídicos pre-contractuales. Por no tratarse de una relación contractual, el argumento de las demandantes, en cuanto 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 respectivos antecedentes v posteriormente, con fecha 13 de diciembre de 2010, el tribunal citó a las partes a oír sentencia.

E.CL. El tribunal acogió la postura de la empresa al declarar que los miembros del consorcio Alto Cáñamo carecen de legitimación activa para demandar y que las fases previas a una adjudicación de una licitación son propiamente actos precontractuales y no convencionales, sentencia que fue apelada por parte demandante. La Corte de Apelaciones de Santiago confirmó, con fecha 24 de marzo de 2014, la resolución de primera instancia. La demandante recurrió de casación en el fondo ante la Corte Suprema en el mes de abril de 2014.

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, pendiente aún un pronunciamiento de la Corte Suprema, no es posible en este momento evaluar con completa certeza los resultados del mismo, pero podemos estimar que existe un alto grado de probabilidad de que finalmente el resultado sea favorable a E.CL.

b) 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. Ambas partes presentaron todos sus escritos principales, habiendo decretado el tribunal la recepción de la causa a prueba. Al 31 de diciembre de 2014 el periodo probatorio se encontraba terminado.

c) 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. Habiendo fallado las gestiones para lograr una conciliación con las partes, actualmente el proceso se encuentra en su 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 E.CL podría cobrar los perjuicios. Consideramos por lo tanto la posibilidad de éxito de E.CL.

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 350.000.000,00 emitido en octubre de 2014 conforme a las normas de la Regla "144-A" (Rule 144-A) y de la Regulación "S" (Regulation S). Dichos bonos consideran pago de intereses semestrales y un solo pago de capital a su vencimiento el 29 de enero



de 2025. 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.

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.

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 infinidad de causas judiciales y se han producido varios fallos favorables con sólidos fundamentos en distintos juzgados de primera instancia y cámaras federales.

En este contexto, el 3 de julio de 2009 la Corte Suprema de Justicia de la Nación resolvió una causa sobre el ajuste por inflación en el período fiscal 2002 (caso "Candy") y lo hizo en forma favorable al contribuyente.

En la sentencia la Corte sostuvo lo siguiente

- Ratificó que la prohibición de ajustar por inflación es constitucionalmente válida, salvo que produzca un resultado confiscatorio.

- Consideró que se configuró la "confiscatoriedad" en el caso concreto y por ello permitió al contribuyente practicar el ajuste por inflación en el período fiscal 2002.

- Consideró que existía confiscatoriedad en el impuesto a las ganancias porque la diferencia entre el impuesto computado con y sin ajuste por inflación presentaba una desproporción de tal magnitud que permitía, razonablemente, concluir que la ganancia neta calculada conforme la ley vigente -sin ajuste- no representa adecuadamente la renta que pretende gravar la ley del impuesto.

- En ese caso concreto, consideró que la alícuota efectiva del impuesto, que representaba el 62% del resultado impositivo ajustado o el 55% de las utilidades contables ajustadas, insumía una porción sustancial de la renta, que excedía el límite razonable de imposición y que ello producía un supuesto de confiscatoriedad.

- Aclaró expresamente que tuvo en consideración que el ejercicio 2002 estuvo signado por un grave estado de perturbación económica, social y política, que dio lugar a una de las crisis más graves de la historia contemporánea, que se vio reflejada en índices de precios que tuvieron una variación del 117,96% (índice de precios nivel mayorista) y 40,90% (índice de precios consumidor final). Meritó también la existencia de cambios económicos, el abandono de la convertibilidad y la variación del poder adquisitivo de la moneda.

La Sociedad y sus asesores legales consideran que lo decidido en el caso "Candy" por la Corte Suprema de Justicia de la Nación es aplicable a las causas que Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. tiene en trámite, puesto que las alícuotas efectivas del impuesto calculado sin ajuste por inflación, ya sea respecto del resultado impositivo ajustado, como de las utilidades contables, arrojan guarismos que exceden ampliamente el 55% y el 62% que el Máximo Tribunal considero confiscatorio (así se desprende de la pericia contable realizada en la acción declarativa y del informe de los peritos de parte presentados en el expediente del Tribunal Fiscal de la Nación). Así lo ha considerado también la Cámara Federal de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo, al aplicar la doctrina sentada en el caso "Candy" en la sentencia dictada el 11 de agosto de 2009 en la acción declarativa promovida por Gasoducto

Nor Andino Argentina S.A. Finalmente, la Corte Suprema Argentina ha fallado en favor de Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.

La Sociedad ha considerado prudente constituir una provisión total de US\$ 2.278.290 al 31 de diciembre de 2014 y US\$ 3.403.701 al 31 de diciembre de 2013.

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.

NOTA 29

CAUCIONES OBTENIDAS DE TERCEROS

Nombre		31-12-2014 MU\$	31-12-2013 MU\$
A favor de E.CL S.A.			
Siemens S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	512	5.559
Fuel Tech	Garantía fiel cumplimiento contrato	872	1.857
Tractebel Engineering S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	500
Servicios Industriales S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	422
SK Engineering & Const.Co. Ltd.	Garantía fiel cumplimiento contrato	2.000	2.000
Alstom	Garantía fiel cumplimiento contrato	341	0
B.Bosch S.A.	Garantizar período de garantía	479	57
Construcciones y Montajes Com S.A.	Garantía propuesta	1.000	0
Empresa Constructora Belfi S.A.	Garantía propuesta	1.000	0
Peña Spoerer y Cía. S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	682
IKA S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	111
Ing. y Contruc.Sigdo Koppers S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	171	72
Puerto Mejillones S.A.	Garantía propuesta	1.000	0
Puerto Ventanas S.A.	Garantía propuesta	1.000	0
Acciona Energía Chile S.A.	Garantía propuesta	2.680	0
Servicios Marítimos y Transportes Ltda.	Garantía propuesta	386	0
Varios	Cumplimiento de contratos en general	1.966	2.318
Sub total		13.407	13.578



Nombre		31-12-2014 MU\$	31-12-2013 MU\$
A favor de Electroandina S.A.			
Soc.Marítima Somarco Ltda.	Contrato servicios cancha carbón y puerto	218	138
Tractebel Engineering S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	0	273
Soc. de Mantenimiento Cons y Rep S.A.	Garantía fiel cumplimiento de contrato	0	55
Mantenimiento Técnico Industrial Ltda.	Garantía fiel cumplimiento de contrato	0	40
Emaresa Ingenieros y representaciones	Garantía fiel cumplimiento de contrato	0	86
Adecco Administración y Servicios Ltda.	Garantía fiel cumplimiento de contrato	162	0
Varios	Cumplimiento de contratos en general	4	25
Sub total		384	617
A favor de Central Termoeléctrica Andina S.A.			
Cobra Chile Servicios S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	3.000	37.452
Skanska	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	20	22
Asesorías Algoritmos Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	10	0
Varios	Cumplimiento de contratos en general	8	4
Sub total		3.038	37.478
A favor de Inversiones Hornitos S.A.			
Cobra Chile Servicios S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	31.690
Otros	Fiel cumplimiento del contrato	62	4
Sub total		62	31.694
A favor de Transmisora Eléctrica del Norte S.A.			
Alusa Ingeniería Ltda.	Cumplimiento de contrato	1.000	0
Otros	Cumplimiento de contrato	4	0
Sub total		1.004	0
Total		17.895	83.367

NOTA 30

MONEDA EXTRANJERA

Activos Corrientes Activos No Corrientes	Moneda	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	US\$	264.761	120.078
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ no reajutable	3.381	1.163
Efectivo y equivalentes al efectivo	Euro	3	216
Efectivo y equivalentes al efectivo	Peso Argentino	352	60
Activos por impuestos corrientes	\$ no reajutable	394	7.671
Activos por impuestos corrientes	US\$	41.306	31.964
Inventarios corrientes	\$ no reajutable	128.713	96.290
Inventarios corrientes	US\$	52.343	30.563
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	\$ no reajutable	155	566
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	UF	63	35
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	US\$	3.433	21.833
Otros activos no financieros	\$ no reajutable	6.626	22.625
Otros activos no financieros	US\$	37.367	58.538
Otros activos no financieros	UF	3	200
Otros activos no financieros	Peso Argentino	2.026	1.580
Otros activos no financieros	Euro	10.782	9.819
Otros activos no financieros	Otras Monedas	3.346	3.775
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	US\$	112.983	147.997
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	\$ no reajutable	9.373	893
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Euro	387	34
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	UF	225	136
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Peso Argentino	21	46
Otros activos financieros Corriente	US\$	1.936	89.928
Otros activos financieros Corriente	\$ no reajutable	0	1.979
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	US\$	543	2.575
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	UF	21	27
Otros activos no financieros no corriente	\$ no reajutable	2.840	2.503
Otros activos no financieros no corriente	US\$	35.503	14.035
Activos por impuestos diferidos	US\$	32.959	35.942
Activos intangibles distintos de la plusvalía	US\$	307.157	324.461
Plusvalía	US\$	25.099	25.099
Propiedades, planta y equipo	US\$	1.881.650	1.944.170
Subtotal	US\$	2.797.040	2.847.183
	\$ no reajutable	151.482	133.690
	Euro	11.172	10.069
	UF	312	398
	Peso Argentino	2.399	1.686
	Otras Monedas	3.346	3.775
Activos Total		2.965.751	2.996.801



Pasivos Corrientes Pasivos Corrientes en Operación, Corriente	Moneda	Hasta 90 días		90 días a 1 año	
		31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	\$ no reajutable	16	54	0	0
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	US\$	13.765	26.592	55	165
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	UF	6.563	3.624	0	0
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	Peso Argentino	77	0	0	0
Pasivos por Impuestos Corrientes	Peso Argentino	389	4.094	0	0
Pasivos por Impuestos Corrientes	US\$	0	0	23.016	14.739
Otros pasivos no financieros	\$ no reajutable	2.165	1.555	0	0
Otros pasivos no financieros	US\$	1.146	2.706	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Euro	18.664	31.029	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	\$ no reajutable	31.478	50.149	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Otras monedas	4.440	3.117	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Peso Argentino	338	619	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	US\$	80.243	62.813	0	5.609
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	UF	3.907	3.547	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Yen	0	2.059	0	0
Provisión corrientes por beneficios a los empleados	\$ no reajutable	11.531	10.819	0	0
Otros pasivos financieros	US\$	11.959	9.926	5	11.083
Subtotales	US\$	107.113	102.037	23.076	31.596
	\$ no reajutable	45.190	62.577	0	0
	Euro	18.664	31.029	0	0
	UF	10.470	7.171	0	0
	Yen	0	2.059	0	0
	Peso Argentino	804	4.713	0	0
	Otras Monedas	4.440	3.117	0	0
Pasivos Corrientes, Total		186.681	212.703	23.076	31.596

Pasivos No Corrientes	Moneda	1 a 3 años		3 a 5 años		Más de 5 años	
		31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$	31-12-2014 MUS\$	31-12-2013 MUS\$
Otros pasivos no financieros	US\$	3.739	3.739	0	0	0	0
Pasivo por impuestos Diferidos	US\$	31.661	93.456	29.502	21.422	174.838	74.809
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	US\$	531	660	440	440	256	365
Otros pasivos financieros no corrientes	US\$	14	31.307	13	36.460	723.676	672.490
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	\$ no reajutable	0	0	0	0	433	509
Otras provisiones no corrientes	\$ no reajutable	0	0	0	0	19	21
Otras provisiones no corrientes	US\$	6.672	6.198	422	0	740	0
Otras provisiones no corrientes	Peso argentino	2.278	3.403	0	0	0	0
Subtotal	US\$	42.617	135.360	30.377	58.322	899.510	747.664
	\$ no reajutable	0	0	0	0	452	530
	Peso argentino	2.278	3.403	0	0	0	0
Pasivos No Corrientes, Total		44.895	138.763	30.377	58.322	899.962	748.194

NOTA 31

GESTIÓN 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.

31.1 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 ha llevado a la Sociedad a implementar un nuevo sistema de reducción de emisiones de material particulado. 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 permite 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.

31.2 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. Los objetivos principales de estas obligaciones fueron los de financiar proyectos en construcción, el prepagado de deuda con empresas relacionadas y 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 y para cubrir su exposición al riesgo de fluctuaciones en el tipo de cambio peso-dólar.



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 encuentra acotado por la solidez financiera de nuestros clientes, en su mayoría importantes compañías del rubro minero y empresas de distribución de electricidad calificadas con grado de inversión por agencias de clasificación nacionales e internacionales. El riesgo de crédito también se encuentra mitigado por 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 a menos de 90 días, con bancos e instituciones financieras con un alto rating y sólido perfil crediticio de acuerdo a límites de crédito y políticas de diversificación de cartera de inversiones.

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.

En el caso de su filial CTA, con esta estrategia, la política de gestión del riesgo de tasa de interés de la compañía está dirigida a la obtención de la financiación estructural, donde el riesgo de tipo de interés se gestiona con el fin de adquirir una deuda a una tasa de interés adecuada y mitigar cualquier riesgo que pudiera derivarse de la volatilidad de la tasa. La estrategia de cobertura y la documentación consiste en cubrir la deuda con una tasa variable por una a tasa fija (sobre la base de la existencia de los pagos de intereses previstos altamente probable) y, en el caso de que la deuda se sustituye, por única vez, cualquier ajuste en el valor de mercado en el derivado (mark to market) acumulado en OCI (Other Comprehensive Income en patrimonio) desde el inicio de la cobertura serán transferidos a los costos que forman parte de la deuda de reemplazo y se amortizan en pérdidas y ganancias con el tiempo.

Al 31 de diciembre de 2014, la deuda financiera del grupo se encuentra denominado el 100% a tasa fija.

Posición neta:

	31-12-2014	31-12-2013
Tasa de interés fijo	100,00%	81,73%
Tasa de interés variable	0,00%	18,27%
Total	100%	100%

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.

Las principales partidas denominadas en pesos chilenos corresponden a ciertas cuentas por cobrar por venta de electricidad y créditos impositivos mayoritariamente relacionados con créditos IVA. Es política de la compañía procurar el calce natural por monedas, tanto de activos y pasivos como de flujos de caja. En este sentido, la compañía busca maximizar la proporción de sus ingresos y costos de operación denominados en dólares.

En el período terminado al 31 de diciembre de 2014, E.CL mantenía contratos de cobertura (compra de dólares "forward") con bancos con el fin de disminuir el riesgo de tipo de cambio asociado con las ventas de energía a compañías distribuidoras de electricidad, ya que si bien los contratos con dichas compañías tienen tarifas denominadas en dólares, su pago se realiza en pesos chilenos utilizando un tipo de cambio fijo por períodos de seis meses. La exposición a riesgo cambiario de los contratos con clientes libres es menor por cuanto la mayoría de estos clientes paga en dólares y el grupo restante paga en pesos utilizando el tipo de cambio observado en la fecha de facturación del mes correspondiente.

Con el fin de disminuir la exposición a la volatilidad del tipo de cambio, el grupo definió en su 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 contribuir a lograr una cobertura natural de los compromisos u obligaciones en dólares. Al 31 de diciembre de 2014, un 97% de las cuentas corrientes e inversiones de corto plazo asociadas al manejo de caja estaban denominadas en dólares estadounidenses.

La exposición del grupo a otras monedas extranjeras no es material.

RIESGO DE PRECIO DE COMBUSTIBLES

El grupo está expuesto a la volatilidad de precios de ciertos commodities, ya que sus actividades de generación requieren un suministro continuo de combustibles fósiles, principalmente carbón, petróleo diésel y gas natural licuado con precios internacionales que fluctúan de acuerdo a factores de mercado ajenos a la compañía. Las compras de carbón se realizan en su mayoría de acuerdo a contratos anuales a precios vinculados a indexadores tradicionales en el mercado internacional del carbón. Las compras de petróleo diésel y ciertas compras de gas natural licuado se realizan con precios basados en los precios internacionales del petróleo (WTI o Brent). Asimismo, la compañía cuenta con un contrato de compra de gas natural licuado a largo plazo con precios vinculados a Henry Hub.

Dado que ECL es predominantemente una empresa de generación termoeléctrica, el precio de los combustibles es un factor clave para el despacho de sus centrales, su costo medio de generación y los costos marginales del sistema eléctrico en que opera. Por esta razón, la compañía tiene como política introducir en todos sus contratos de venta de electricidad mecanismos de indexación de precio sobre la base de las fluctuaciones de precios de los combustibles relevantes en la determinación de sus costos variables de operación. De esta forma, la compañía procura alinear sus costos de generación con los ingresos asociados a sus ventas de energía contratada.

Por ello su exposición al riesgo de commodities se encuentra mitigada en gran medida, por lo que no se realizan análisis de sensibilidad.

RIESGO DE PRECIO DE ACCIONES

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, 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 o financieras.

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 y su 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, compañías generadoras y distribuidoras de electricidad de elevada solvencia.



ACTIVOS FINANCIEROS Y DERIVADOS

El riesgo de crédito al que se encuentra expuesto el grupo, por las operaciones con bancos e instituciones financieras en cuentas corrientes, depósitos a plazo, fondos mutuos y derivados financieros, 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 crédito asignados por contraparte. Asimismo, la compañía cuenta con límites por plazo y de diversificación de riesgos por contraparte financiera. Los límites de crédito para cada contraparte son determinados en función de la clasificación de riesgo nacional o internacional e indicadores de liquidez y solvencia de cada institución y son revisados periódicamente por la administración. 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. Actualmente, la compañía no tiene vencimientos significativos de deuda hasta el año 2021 y cuenta con efectivo e inversiones de corto plazo por montos que exceden con holgura sus compromisos financieros de corto plazo. Asimismo, cuenta con líneas bancarias no comprometidas y en diciembre de 2014, firmó una línea de crédito comprometida con el Banco Chile por un monto de UF 1.250.000. Debido a lo anterior, se considera que el riesgo de liquidez de la compañía actualmente 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 con perspectiva estable; se mantiene la calificación con grado de inversión en BBB- por Fitch Ratings con perspectiva positiva.

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. 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 por 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.

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.

Clasificación del Valor Corriente y No Corriente

La sociedad clasifica sus activos y pasivos 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.



Pasivos 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 32

COMBINACIÓN 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.

	Saldo al 31-12-2014 MUS\$	Saldo al 31-12-2013 MUS\$
Valor justo de adquisición	1.221.197	1.221.197
Activos identificables adquiridos y pasivos asumidos		
Activo neto	902.929	902.929
Valor Justo Propiedades, planta y equipo	37.466	37.466
Activos Intangibles	315.750	315.750
Pasivos por impuestos diferidos	(60.047)	(60.047)
Subtotal	1.196.098	1.196.098
Plusvalía (Goodwill)	25.099	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.

Durante el año 2014 el importe de MUS\$ 14.121 se presentó neto de los préstamos que devengan intereses o de los otros pasivos no financieros de acuerdo a la estrategia de cobertura descrita en la Nota 31.2

	31-12-2014			31-12-2013		
	N° Contratos	Pasivo		N° Contratos	Pasivo	
		Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$		Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
Activos de cobertura	0	0	0	6	0	11.403
TOTAL	0	0	0	6	0	11.403

Descripción de los contratos										Cuenta Contable que Afecta Año 2014				Año 2013 MUS\$
Sociedad	Tipo de Derivado	Tipo de Contrato	Valor del Contrato MUS\$	Plazo de Vencimiento	Item Específico	Posición	Partida o Transacción		Valor Partida Protegida MUS\$	Activo/(Pasivo)		Efecto en Resultado		
							Nombre	Monto MUS\$		Nombre	Monto MUS\$	Realizado MUS\$	No Realizado MUS\$	
Central Térmica Andina S.A.	S	CCTE	39.375	15-06-2025	Tasa de interés	C	Obligaciones con Banco	38.993	38.993	Swap	-	0	0	(1.504)
Central Térmica Andina S.A.	S	CCTE	39.375	15-06-2025	Tasa de interés	C	Obligaciones con Banco	38.993	38.993	Swap	-	0	0	(1.476)
Central Térmica Andina S.A.	S	CCTE	45.000	15-06-2025	Tasa de interés	C	Obligaciones con Banco	44.564	44.564	Swap	-	0	0	(2.377)
Central Térmica Andina S.A.	S	CCTE	45.000	15-06-2025	Tasa de interés	C	Obligaciones con Banco	44.564	44.564	Swap	-	0	0	(2.377)
Central Térmica Andina S.A.	S	CCTE	37.500	15-06-2025	Tasa de interés	C	Obligaciones con Banco	37.136	37.136	Swap	-	0	0	(2.067)
Central Térmica Andina S.A.	S	CCTE	30.000	15-06-2025	Tasa de interés	C	Obligaciones con Banco	29.709	29.709	Swap	-	0	0	(1.602)
Totales											-	0	0	(11.403)

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.

En el caso de los contratos de forwards que son calificados de cobertura de flujo de efectivo, se asocian con los pagos recibidos en virtud del contrato con EMEL.

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 2.15.

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.

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.

ANÁLISIS RAZONADO

La siguiente sección tiene por objeto analizar y explicar las principales variaciones ocurridas en los Estados Financieros Consolidados de E.CL S.A. el año 2014. 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 2014, E.CL mantenía un 52% 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\$89 MILLONES Y UN EBITDA DE US\$306 MILLONES EN EL AÑO 2014.

EL EBITDA ALCANZÓ US\$306 MILLONES EN EL AÑO 2014 LO QUE REPRESENTA UN AUMENTO DE 22% RESPECTO AL AÑO ANTERIOR, PRINCIPALMENTE DEBIDO AL MEJOR DESEMPEÑO OPERACIONAL DE LA COMPAÑÍA. ESTO SE TRADUJO EN UNA MEZCLA DE GENERACIÓN MÁS EFICIENTE, CON MENORES COSTOS DE COMBUSTIBLES, LO QUE JUNTO A MAYORES PRECIOS PROMEDIOS DE VENTA Y UN AUMENTO EN LAS VENTAS DE GAS, CONTRIBUYERON A UN AUMENTO SIGNIFICATIVO EN EL RESULTADO NETO DEL EJERCICIO, EL QUE LLEGÓ A US\$89 MILLONES.

- Los ingresos operacionales alcanzaron los US\$1.241,2 millones, aumentando un 3% en comparación al mismo periodo del año anterior. Esto se debió principalmente a mayores precios monómicos promedio, tanto en ventas a clientes libres como a regulados.
- El EBITDA 2014 alcanzó US\$306,4 millones, con un margen EBITDA de 24,7%, lo que significó un aumento de 22% respecto al mismo período del año anterior debido a un mejor desempeño operacional de la compañía.
- La utilidad neta acumulada a diciembre 2014 alcanzó US\$88,9 millones, lo que representa un aumento significativo respecto de lo registrado durante igual periodo del año anterior.

RESUMEN DE RESULTADOS

(En millones de US\$)

	4T13	4T14	Var%	12M13	12M14	Var %
Total ingresos operacionales	311,8	295,0	-5%	1.207,1	1.241,2	3%
Ganancia operacional	40,2	27,8	-31%	116,8	172,3	47%
EBITDA	60,8	62,6	3%	250,3	306,4	22%
Margen EBITDA	19,5%	21,2%	9%	20,7%	24,7%	19%
Efectos no recurrentes	0,0	0,0	-	4,7	6,0	28%
EBITDA sin efectos recurrentes	56,1	62,6	12%	245,6	300,4	22%
Total resultado no operacional	(27,2)	(19,0)	-30%	(61,8)	(50,4)	-18%
Ganancia después de impuestos	8,6	6,2	28%	38,5	94,8	146%
Ganancia atribuible a los controladores	7,3	3,8	48%	29,9	88,9	198%
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	1,3	2,4	88%	8,6	5,9	-32%
Ganancia por acción	0,01	0,00	-48%	0,03	0,08	198%
Ventas de energía (GWh)	2.437	2.327	-4%	9.704	9.210	-5%
Generación neta de energía (GWh)	2.153	2.169	1%	8.795	8.280	-6%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	262	260	-1%	1.177	1.161	-1%

Nota: Para efectos comparativos, la ganancia atribuible a los controladores de la compañía del año 2013 ha sido ajustada con respecto a lo informado el año pasado debido a una re-interpretación contable a raíz de la cual se procedió a ajustar los Estados Financieros auditados al 30 de Junio de 2014, según se explica en mayor detalle en este informe. Por otra parte, el EBITDA de 2013 se presenta aquí después de deducir provisiones de incobrables, según la metodología aplicada por la compañía a partir de 2014.

HECHOS DESTACADOS

■ CUARTO TRIMESTRE DE 2014:

- E.CL ingresará como actor relevante al Sistema Interconectado Central de Chile tras adjudicarse 5.040 GWh de energía en licitación de distribuidoras:** Con fecha 12 de diciembre tuvo lugar el acto público de adjudicación de las ofertas económicas presentadas por los interesados en el proceso de licitación de suministro eléctrico denominado "SIC 2013/03-Segundo llamado" realizado por las empresas concesionarias de distribución eléctrica del SIC. E.CL se adjudicó 84 sub-bloques de potencia y energía eléctrica del denominado bloque 3, por un total de 5.040 GWh. Es así que la compañía comenzará a entregar energía al Sistema Interconectado Central (SIC) a partir del año 2018, por un plazo de 15 años, basada en un portafolio diversificado de fuentes compuestas por instalaciones existentes y nueva capacidad, incluyendo gas natural, el proyecto Infraestructura Energética Mejillones y energía renovable no convencional. La adjudicación en este proceso permite a E.CL iniciar una etapa relevante de crecimiento, ya que la oferta involucra inversiones por cerca de US\$1.800 millones. Lo anterior incluye la línea de transmisión entre las localidades de Mejillones y Copiapó, además del proyecto de generación Infraestructura Energética Mejillones (IEM) de 375 MW brutos. IEM, que estará ubicada en la comuna de Mejillones, requiere una inversión aproximada de US\$1.100 millones para la construcción de una unidad generadora y un puerto. La energía producida por esta planta en base a carbón se sumará a la de otras unidades térmicas de E.CL existentes en la comuna y a proyectos de ERNC actualmente en desarrollo. Este contrato permitirá además incrementar la participación del gas natural en la matriz energética y el uso del terminal de regasificación de GNL Mejillones. La energía será suministrada a través de una línea de transmisión de doble circuito en corriente alterna, de 600 km y una capacidad de hasta 1.500 MVA. La inversión estimada asciende a US\$700 millones y su materialización tiene el potencial de interconectar los dos principales sistemas eléctricos de Chile viabilizando además el desarrollo de proyectos de ERNC en la parte norte del país.
- Nuevo bono 144-A/Reg S por US\$350 millones:** Con fecha 29 de octubre, luego de sostener reuniones con inversionistas institucionales de renta fija en Santiago, Londres, Los Ángeles y Nueva York, E.CL completó exitosamente la emisión de un bono 144 A /Reg S por un monto total de US\$350 millones con un pago único de capital en enero de 2025, un rendimiento de 4,568% anual y una tasa cupón de 4,5% anual. Los fondos provenientes de dicha emisión fueron utilizados en su totalidad, junto a recursos disponibles de la compañía, en el repago íntegro del financiamiento del proyecto CTA con los bancos IFC y KfW y los costos de terminación anticipada de los contratos "swap" de tasa de interés asociados a dicho financiamiento. Los bancos colocadores fueron

Bank of America Merrill Lynch, Citigroup y HSBC Securities (USA) Inc., así como BTG Pactual y Crédit Agricole CIB. Durante el proceso de preparación del prospecto legal para la emisión de dichos bonos, la Sociedad y sus auditores externos revisaron la interpretación aplicada anteriormente sobre los efectos del ajuste por el deterioro en la filial Gasoducto Nor Andino Argentina S.A., realizado en el último trimestre de 2013. En razón de ello y de acuerdo a las normas contables internacionales (IFRS), específicamente la IAS 8, se procedió a ajustar los Estados Financieros al 30 de Junio de 2014 y, para efectos comparativos, también se ajustaron las cuentas patrimoniales a Diciembre de 2013 contenidas en dichos Estados Financieros. El ajuste realizado no afecta los resultados del presente ejercicio ni produce modificación alguna en el monto del Patrimonio Consolidado de la Sociedad, tanto respecto al que tenía al 30 de Junio de 2014 como el que figura en los Estados Financieros al 31 de Diciembre de 2013.

■ PRIMEROS NUEVE MESES DEL AÑO:

- Reforma Tributaria:** Con fecha 29 de septiembre recién pasado fue publicada en el Diario Oficial la Ley 20.780 que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario (la "Reforma Tributaria"), entre ellos un alza progresiva de tasas correspondientes al Impuesto de Primera Categoría a la Renta, tasas que varían si es que la Sociedad opta por un sistema parcialmente integrado o por un sistema de renta atribuida. E.CL envió un hecho esencial con fecha 6 de octubre indicando que en conformidad a lo establecido en la Reforma Tributaria, la Sociedad deberá tributar en base al sistema parcialmente integrado, sin perjuicio que una futura Junta de Accionistas pueda optar por tributar en base al sistema de renta atribuida. De acuerdo a esto, la tasa de impuesto a la renta a la que quedará afecta E.CL aumentará gradualmente desde el 20%, anterior a la aprobación de la reforma, a un 27% en el año 2018. Este aumento de tasa de impuesto tuvo un efecto sobre los impuestos diferidos, el que según la normativa IFRS (NIC 12), produciría un impacto negativo de US\$44 millones en los resultados del tercer trimestre de 2014. Sin embargo, la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), emitió el Oficio Circular N° 856, instruyendo que dicho impacto no deberá ser reflejado en los resultados del ejercicio, sino que deberá imputarse directamente del patrimonio de la compañía. El impacto total real correspondiente a 2014 de las alzas de tasas del Impuesto a la Renta introducida por la Reforma Tributaria ascendió al término del presente año a US\$45,01 millones. Sin perjuicio de lo anterior, si en el futuro una Junta de Accionistas de la Sociedad opta por tributar en base al sistema de renta atribuida se realizarán los ajustes contables correspondientes. Se informa además que la Reforma Tributaria impone un nuevo impuesto a ciertas emisiones liberadas como consecuencia de la operación de unidades termoelectricas, el cual empezará a regir a partir del año 2017. Específicamente, se estableció un impuesto anual a las emisiones locales



(PM, SO_x, NO_x) de 0,1 US\$/ton; y globales (CO₂) de 5 US\$/ton producidas por fuentes conformadas por calderas o turbinas con una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt (megavatios térmicos), considerando el límite superior del valor energético del combustible. El impacto del impuesto a las emisiones no puede ser cuantificado con exactitud por la Sociedad al día de hoy, por cuanto la realidad operativa de sus unidades puede ser distinta en el año 2017 en comparación con la situación actual.

- **Pago de dividendos:** Con fecha 26 de agosto el directorio aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio en curso por la cantidad total de US\$ 7.000.000, lo que significa un dividendo de US\$ 0,00664571824 por acción, que se pagó en su equivalente en pesos moneda nacional el día 30 de Septiembre de 2014.
- El 10 de julio, **E.CL y Minera Pampa Camarones** presentaron la primera etapa del proyecto de la "Planta Solar Fotovoltaica Pampa Camarones" que tendrá una potencia instalada de 6 MW. Un acuerdo comercial entre E.CL y Pampa Camarones hizo posible la construcción de esta planta que abastecerá los consumos de dicha compañía minera con energía renovable.
- **Interrupción de servicio en el SING:** El día 2 de julio la mayor parte del SING sufrió una interrupción del servicio de suministro de electricidad por algunas horas. Aparentemente, el incidente tuvo su origen en la Subestación Crucero mientras se realizaban maniobras asociadas al mantenimiento operacional siguiendo todos los protocolos propios de este tipo de trabajos. Como resultado de la investigación la SEC notificó una multa de US\$700 mil a E.CL.
- **Cambio de Gerente General:** Luego de diez años en Chile liderando la compañía y sus filiales, Lodewijk Verdeyen, dejó su cargo en E.CL para asumir nuevas funciones como Vicepresidente de Desarrollo de Nuevos Negocios para la región Latinoamericana del grupo GDF SUEZ. A contar del día 1 de septiembre de 2014, el señor Verdeyen fue reemplazado por Axel Levêque, quien empezó su carrera en el grupo GDF SUEZ en 1996, trabajando en Bélgica, España, Chile, Perú y Brasil.
- **Terremoto:** El día 2 de abril, la zona norte de Chile fue impactada por un terremoto de 8,2 grados escala Richter, el que no provocó mayores daños al personal ni a las instalaciones de E.CL. E.CL S.A. pudo entregar el suministro requerido por el sistema y sus clientes una vez superados los efectos de dicho evento constitutivo de fuerza mayor.
- **Pago de dividendos:** La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 29 de abril de 2014, acordó un pago de dividendos con cargo a las utilidades del ejercicio 2013 de US\$0,0375803332 por acción. Esto representa un total de US\$39.583.732,32, que fue pagado el día 23 de mayo de 2014.
- **Nueva política de dividendos:** La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 29 de abril de 2014 acordó una nueva política que consiste en procurar que, sujeto a las aprobaciones pertinentes, la distribución de utilidades de cada ejercicio se lleve a cabo mediante el reparto de dos dividendos provisorios, a acordar preferentemente en los meses de Agosto y Diciembre de cada año, sobre la bases de los resultados de los estados financieros del segundo

trimestre y del tercer trimestre, respectivamente, más el dividendo definitivo a repartir en el mes de Mayo de cada año.

- **Agenda Energética:** A principios de mayo, el Gobierno presentó la Agenda Energética 2014-2018. El documento plantea siete ejes de trabajo, entre los que destacan un nuevo rol del Estado; reducción de los precios de la energía con mayor competencia, eficiencia y diversificación del mercado energético; desarrollo de recursos energéticos propios; conectividad para el desarrollo energético; sector energético eficiente y que gestiona el consumo; impulso a la inversión en infraestructura energética y participación ciudadana y ordenamiento territorial. El documento hace hincapié en el desarrollo de los sistemas de transmisión eléctrica, específicamente, la interconexión de los sistemas interconectado central (SIC) y del Norte Grande (SING).
- **Inicio construcción línea de transmisión SING - SIC:** Con fecha 28 de enero de 2014, E.CL, a través de su filial Transmisora Eléctrica del Norte S.A. ("TEN"), dio la orden de proceder con la construcción de este proyecto consistente en una línea de transmisión de doble circuito de 500 kV y hasta 1.500 MVA por circuito, de una extensión aproximada de 600 kilómetros. Esta línea permitirá conectar y evacuar la electricidad de unidades de generación conectadas directamente a ella en Mejillones e inyectarla en el sector denominado Cardones, en el norte del SIC. En efecto, se informó que TEN aceptó la oferta a firme de la empresa Alusa Ingeniería Ltda. para la construcción del proyecto en modalidad EPC llave en mano. De conformidad con la referida oferta, TEN suscribió y emitió la orden de proceder a Alusa Ingeniería Ltda. para el desarrollo de la ingeniería de detalle y ejecución de las denominadas "obras tempranas" del proyecto y para la adquisición de equipos electromecánicos requeridos para éste por un valor aproximado de US\$20 millones. En razón de lo anterior, y conforme a la normativa vigente, TEN declaró el inicio de construcción del proyecto a la Comisión Nacional de Energía y al CDEC-SIC. El proyecto involucra un monto total de inversión de aproximadamente US\$700 millones. E.CL ya ha empezado la búsqueda de uno o más socios para incorporarlos a su desarrollo y, asimismo, se encuentra analizando la mejor estructura de financiamiento de forma de posibilitar el crecimiento de E.CL en otros proyectos energéticos en el futuro. Por sus características, el proyecto es apto para conectarse al Sistema Interconectado del Norte Grande en Mejillones, y, además, tiene el potencial de dar a E.CL acceso a un nuevo mercado de clientes libres y/o de distribución en el Sistema Interconectado Central, utilizando para ello centrales existentes o nuevas centrales a ser construidas.

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 diésel y un incipiente desarrollo de energías renovables, incluyendo energía solar y eólica.

Durante el primer trimestre de 2014, el costo marginal promedio alcanzó los US\$87,9/MWh, superior a los US\$78,3/MWh del primer trimestre del año anterior. El costo marginal del 1T14 fue levemente inferior a los US\$89,1/MWh del cuarto trimestre de 2013, que reflejó una mayor demanda y una menor disponibilidad del parque generador eficiente.

En el segundo trimestre, el costo marginal promedio alcanzó los US\$89/MWh, alcanzando su mayor nivel en abril y luego bajando en forma significativa en junio. Cabe destacar que en este trimestre, debido a una mayor disponibilidad de gas y a fallas y mantenciones de centrales carboneras, se produjo una mayor generación con GNL. 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 carbón.

En el tercer trimestre, el costo marginal promedio alcanzó los US\$68,8/MWh. Cabe destacar que en este trimestre se produjo una recuperación en la generación con carbón.

En el cuarto trimestre, el costo marginal promedio bajó a US\$55,61/MWh. En este trimestre, E.CL y el parque generador del SING en general presentaron una buena disponibilidad de centrales. En el mes de octubre, el costo marginal promedio fue de US\$61,2/MWh, lo que representó un aumento de 32% respecto al mismo mes del año anterior y una caída de 2,4% respecto al mes anterior. En tanto, en el mes de noviembre, el costo marginal promedió fue de US\$54,0/MWh, lo que representó una caída de 38,4% respecto al mismo mes del año anterior y de 11,8% respecto al mes anterior. Finalmente, en el mes de diciembre, el costo marginal

fue de US\$51,5/MWh, lo que representó una disminución de 42,7% respecto al mismo mes del año anterior y de 4,7% respecto al mes anterior.

El costo marginal promedio del año fue de US\$74,9/MWh, lo que representó una disminución de 5,9% respecto al año anterior en que el costo marginal promedió los US\$79,6/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 ha regido por el DS130 desde el 1 de enero de 2013. Los sobrecostos incurridos por generadoras operando en dicha condición se suman y el total 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\$48 millones en el primer trimestre de este año, US\$48,8 millones en el segundo trimestre y US\$51,8 millones en el tercer trimestre. En el último trimestre los sobrecostos totales del sistema ascendieron a US\$45,8 millones. En total, llegaron a US\$194,4 millones en el año 2014, un 11% por encima de los sobrecostos producidos el año anterior. Sin embargo, dado que se redujo el porcentaje de participación de E.CL en la prorrata, el efecto en los sobrecostos no traspasados fue prácticamente el mismo entre ambos periodos.

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	2014							
	1T 2014		2T 2014		3T 2014		4T 2014	
	GWh	% of total	GWh	% of total	GWh	% of total	% of total	% del total
Hidro	22	1%	18	0%	18	0%	21	0%
Carbón	3.482	82%	3.437	78%	3.486	80%	3.670	80%
GNL	387	9%	568	13%	542	11%	470	10%
Diesel / Petróleo pesado	312	7%	296	7%	221	7%	298	6%
Solar / cogeneración	61	1%	100	2%	114	2%	149	3%
Total generación bruta SING	4.265	100%	4.420	100%	4.380	100%	4.608	100%

Fuente: CDEC-SING



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

Generación por Empresa (en GWh)								
	2014							
	1T 2014		2T 2014		3T 2014		4T 2014	
	GWh	% del total						
Empresa								
Norgener / Angamos	1.503	35%	1.738	39%	1.564	37%	1.555	34%
Celta	256	6%	169	4%	246	5%	245	5%
GasAtacama	225	5%	213	5%	170	5%	298	6%
E.CL (con CTH al 100%)	2.204	52%	2.183	49%	2.273	51%	2.348	51%
Otros	77	2%	118	3%	127	2%	161	3%
Total generación bruta SING	4.265	100%	4.420	100%	4.380	100%	4.608	100%

Fuente: CDEC-SING

Durante el cuarto trimestre de 2014 se observó un aumento en la generación de electricidad de E.CL, la que continuó liderando la generación en el sistema con un 51% de participación. En este trimestre, tanto la Compañía como el sistema en general tuvieron centrales temporalmente fuera de servicio por mantenencias programadas e instalación de sistemas de reducción de emisiones. En el caso particular de E.CL, la generación a carbón aumentó en este trimestre en comparación con el trimestre anterior porque la Compañía reportó menores tiempos de centrales temporalmente fuera de servicio con mantenencias programadas.

Las mantenencias de centrales a carbón incluyendo la central CTM1, U12 y CTA de E.CL, Norgener de AES Gener y Celta de Endesa unido a problemas de transmisión del sistema y una mayor demanda, 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 finalizados al 31 de Diciembre de 2014 y 2013. Estos estados financieros han sido preparados en dólares norteamericanos de acuerdo a IFRS. Este análisis debe ser leído en conjunto con los estados financieros y sus notas respectivas publicadas por la Superintendencia de Valores y Seguros (www.svs.cl).

Se considera CTH consolidado al 100% en todos los trimestres analizados.

RESULTADOS DE LAS OPERACIONES
CUARTO TRIMESTRE DE 2014 COMPARADO CON EL TERCER TRIMESTRE DE 2014 Y CUARTO TRIMESTRE DE 2013

INGRESOS OPERACIONALES

Información Trimestral								
(En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)								
Ingresos de la operación	4T 2013		3T 2014		4T 2014		% Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A.
Ventas a clientes no regulados	214,1	81%	210,4	77%	206,0	78%	-2%	-4%
Ventas a clientes regulados	46,2	17%	57,6	21%	55,3	21%	-4%	20%
Ventas al mercado spot	4,2	2%	4,9	2%	2,9	1%	-41%	-31%
Total ingresos por venta de energía y potencia	264,5	85%	273,0	85%	264,3	90%	-3%	0%
Ventas de gas	12,1	4%	28,3	9%	14,6	5%	-48%	20%
Otros ingresos operacionales	35,3	11%	18,5	6%	16,2	5%	-12%	-54%
Total ingresos operacionales	311,8	100%	319,7	100%	295,0	100%	-8%	-5%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados ⁽¹⁾	1.914	79%	1.758	77%	1.836	79%	4%	-4%
Ventas de energía a clientes regulados	465	19%	457	19%	457	20%	0%	-2%
Ventas de energía al mercado spot	58	2%	83	4%	34	1%	-59%	-41%
Total ventas de energía	2.437	100%	2.298	100%	2.327	100%	1%	-4%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh)⁽²⁾	110,7		117,0		111,7		-5%	1%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados (U.S.\$/MWh)⁽³⁾	99,3		128,5		121,1		-6%	22%

(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 millones en el cuarto trimestre, representando una disminución de 3% comparado con el trimestre anterior, debido a las menores tarifas promedio cobradas a clientes libres y regulados. En tanto, con respecto al mismo trimestre del año anterior, las ventas de energía se mantuvieron al mismo nivel por mayores tarifas promedio realizadas, especialmente en el segmento de clientes regulados, lo que compensó las menores ventas de energía en términos físicos.

Las ventas a clientes libres llegaron a los US\$206 millones, una disminución de 4% con respecto al mismo trimestre del año anterior. Esto se debió a un menor volumen de ventas asociado al término del contrato con Mantos Blancos por 40 MW, que venció a fines de septiembre 2013, y una menor demanda de Chuquicamata y Zaldívar principalmente. Estas menores ventas físicas no se

compensaron totalmente con el aumento de 1% en la tarifa monómica promedio de clientes libres. Respecto al trimestre anterior, si bien hubo un incremento en la demanda de clientes asociado a la estacionalidad de este periodo, éste no logró compensar la baja de 5% en la tarifa monómica promedio.

Las ventas a distribuidoras, por su parte, llegaron a los US\$55,3 millones, mostrando una disminución respecto al trimestre anterior, asociado a una caída de 6% en la tarifa monómica promedio. Cabe recordar que la tarifa de energía disminuyó en aproximadamente US\$7/MWh a partir de noviembre de 2014 debido a la caída observada en el indicador Henry Hub utilizado en el cálculo de la tarifa semestral. El índice Henry Hub utilizado en el cálculo de la tarifa de energía de este contrato cayó en un 8%, desde US\$4.62/MMBtu, usado en el proceso tarifario de abril de 2014, a US\$4.26/MMBtu usado en el proceso tarifario de octubre de 2014.



En términos físicos, las ventas al mercado spot, correspondientes a nuestra filial CTA y en menor medida, CTH, mostraron una caída en comparación con el trimestre anterior y al mismo trimestre de 2013. En términos consolidados, E.CL siguió siendo un comprador neto de energía debido a su alto nivel de contratación. En el cuarto trimestre, E.CL registró compras netas cercanas a los 226 GWh, superiores a las compras netas del tercer trimestre que fueron de 204 GWh debido principalmente a una menor producción de CTA, que pasó de ser vendedora neta de energía a compradora neta en el mes octubre. 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.

Las ventas de gas consideran las ventas de este combustible a terceros. En el cuarto trimestre hubo menores ventas de gas a AES Gener que en el tercer trimestre del año; sin embargo, éstas fueron superiores a las ventas de gas a Endesa en el último trimestre de 2013. Los otros ingresos operacionales consideran peajes de transmisión, reliquidaciones de subtransmisión, servicios portuarios, servicios de mantención de líneas de transmisión para terceros y ventas de carbón y otros combustibles a terceros.

COSTOS OPERACIONALES

Información Trimestral								
(En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)								
Costos de la operación	4T 2013		3T 2014		4T 2014		% Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
Combustibles	(108,1)	41%	(99,3)	40%	(109,6)	43%	10%	1%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes	(42,9)	16%	(43,6)	18%	(33,8)	13%	-23%	-21%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(20,0)	8%	(31,9)	13%	(34,2)	13%	7%	71%
Otros costos directos de la operación	(91,7)	35%	(72,0)	29%	(76,1)	30%	6%	-17%
Total costos directos de ventas	(262,8)	97%	(246,8)	95%	(253,7)	95%	3%	-3%
Gastos de administración y ventas	(12,3)	5%	(12,7)	5%	(15,5)	6%	22%	26%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas	(0,2)	0%	(0,5)	0%	(0,6)	0%	19%	149%
Otros ingresos/costos de la operación	2,8	-1%	(0,2)	0%	2,6	-1%	-1517%	-8%
Total costos de la operación	(271,7)	100%	(260,1)	100%	(267,2)	100%	3%	-2%

Estadísticas físicas (en GWh)

Generación bruta de electricidad

Carbón	1.859	80%	1.660	76%	1.895	81%	14%	2%
Gas	424	18%	440	20%	419	18%	-5%	-1%
Petróleo diesel y petróleo pesado	88	4%	70	3%	22	1%	-69%	-75%
Hidro/Solar	13	1%	12	1%	13	1%	6%	4%
Total generación bruta	2.322	100%	2.183	100%	2.348	100%	8%	1%
Menos Consumos propios	(155)	-7%	(170)	-9%	(180)	-8%	6%	16%
Total generación neta	2.153	87%	2.013	87%	2.169	89%	8%	1%
Compras de energía en el mercado spot	262	11%	308	13%	260	11%	-16%	-1%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión	2.487	100%	2.291	100%	2.429	100%	6%	-2%

La generación bruta de electricidad aumentó un 8% en comparación con el trimestre anterior. En este trimestre hubo una mayor disponibilidad de centrales económicamente eficientes debido a mantenimientos menos prolongadas. Las unidades CTM1, CTA y U12, fueron objeto, alternadamente, de mejoras ambientales y trabajos de mantención. No obstante lo anterior, la generación a carbón aumentó en un 14% con respecto al trimestre anterior. En tanto, la generación con gas disminuyó su participación por una menor disponibilidad de la U16. Con respecto al mismo trimestre del año anterior, la generación total aumentó debido a la mayor cantidad de centrales disponibles y a una menor necesidad de recurrir a nuestra generación de respaldo a petróleo.

Los precios del petróleo (WTI), a los cuales el diésel y los sobrecostos de operación del sistema están vinculados, registraron un valor promedio de US\$74,43/bl durante el 4T14. Esto representó una disminución trimestral de un 24,2%, desde US\$98,21/bl en el 3T14, y de 23,7% anual desde US\$97,50/bl en el 4T13. En tanto, el precio del carbón experimentó una tendencia a la baja. El aumento del costo de suministro de GNL en este último trimestre respecto al trimestre anterior y al mismo trimestre del año anterior, se debió a la llegada de barcos de GNL contratados a un mayor precio que el promedio de los embarques de GNL recibidos en el resto del año. Esto resultó en un 24% de aumento en el costo unitario de generación con gas en el trimestre con respecto al trimestre anterior, reflejándose finalmente en

un aumento de 10% en la partida de combustibles en este trimestre con respecto al trimestre anterior. Las compras de energía en el mercado spot disminuyeron debido a una mayor generación propia.

El costo de la depreciación en este trimestre fue levemente superior al del trimestre anterior, y superior al del mismo trimestre del año anterior. En el cuarto trimestre de 2013 se realizó un cambio, con efecto retroactivo al 1 de enero de 2013, 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 en el caso de 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 mantención y costos de ventas de combustibles. Éstos aumentaron en el cuarto trimestre en comparación con el tercero debido a mayores gastos de mantenimientos anuales.

Los gastos de administración y ventas presentan un aumento respecto al trimestre anterior debido a provisiones por mermas de inventario de US\$2,5 millones y provisiones por bonos pagaderos al personal de la compañía.

MARGEN ELÉCTRICO

	2013					2014				
	1T13	2T13	3T13	4T13	TOTAL	1T14	2T14	3T14	4T14	TOTAL
Margen Eléctrico										
Total ingresos por ventas de energía y potencia	266,5	266,1	261,6	264,5	1.058,6	262,1	277,0	273,0	264,3	1.076,4
Costo de combustible	(113,5)	(114,5)	(112,8)	(108,1)	(448,9)	(109,6)	(113,3)	(99,3)	(109,6)	(431,8)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot	(35,9)	(51,5)	(30,4)	(42,9)	(160,7)	(37,0)	(47,6)	(43,6)	(33,8)	(162,0)
Utilidad bruta del negocio de generación	117,1	100,1	118,4	113,4	449,1	115,5	116,1	130,1	120,9	482,6
Margen eléctrico	44%	38%	45%	43%	42%	44%	42%	48%	46%	45%

El margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró una leve caída en el cuarto trimestre en comparación con el trimestre anterior. Por una parte, los ingresos por ventas de energía y potencia disminuyeron levemente, así como también disminuyeron las compras de energía y potencia al mercado spot. Por la otra, el costo de combustibles mostró un incremento en el periodo. En definitiva, el menor margen eléctrico reflejó el aumento en los costos explicado por el mayor costo de suministro de GNL en este periodo. El margen eléctrico en términos porcentuales fue de 46%.

En tanto, se observó una mejoría al comparar con el cuarto trimestre del año pasado, en que el margen eléctrico llegó a 43%. Esto fue posible debido básicamente a un menor costo de las compras de energía y potencia al mercado spot. Los pagos compensatorios que E.CL y sus filiales debieron asumir por sobrecostos de generación en el sistema llegaron a US\$8,4 millones, inferiores al tercer trimestre y al mismo periodo del año anterior.



RESULTADO OPERACIONAL

Información Trimestral								
(En millones de US\$, excepto por porcentaje)								
EBITDA	4T 2013		3T 2014		4T 2014		% Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Trim. c/T	Año c/A
Total ingresos de la operación	311,8	100%	319,7	100%	295,0	100%	-8%	-5%
Total costo de ventas	(262,8)	-84%	(246,8)	-77%	(253,7)	-86%	3%	-3%
Ganancia bruta	49,0	16%	73,0	23%	41,3	14%	-43%	-16%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(8,9)	-3%	(13,4)	-4%	(13,5)	-5%	1%	52%
Ganancia Operacional	40,2	13%	59,6	19%	27,8	9%	n.a.	-31%
Depreciación y amortización	20,6	7%	32,4	10%	34,9	12%	8%	69%
EBITDA	60,8	19%	92,0	29%	62,6	21%	-32%	3%

El EBITDA del cuarto trimestre llegó a US\$62,6 millones, inferior al del tercer trimestre y levemente superior al del mismo trimestre del año anterior, principalmente debido al menor margen de nuestro negocio de generación eléctrica comentado en el párrafo anterior.

RESULTADOS FINANCIEROS

Información Trimestral								
(En millones de US\$, excepto por porcentaje)								
Resultados no operacionales	4T 2013		3T 2014		4T 2014		% Variación	
	Monto	Ingresos	Monto	Ingresos	Monto	Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
Ingresos financieros	0,3	0%	0,4	0%	0,1	0%	-81%	-76%
Gastos financieros	(11,6)	-4%	(11,3)	-4%	(19,6)	-6%	74%	68%
Diferencia de cambio	(0,6)	0%	2,8	1%	0,4	0%	-85%	-171%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos	(15,3)	-5%	(0,1)	0%	0,1	0%	-240%	-101%
Total resultado no operacional	(27,2)	-9%	(8,1)	-3%	(19,0)	-6%	135%	-30%
Ganancia antes de impuesto	12,9	4%	51,5	17%	8,7	3%	-83%	-33%
Impuesto a las ganancias	(4,4)	-1%	(10,6)	-3%	(2,6)	-1%	n.a.	-41%
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto	8,6	3%	40,9	13%	6,2	2%	-85%	-28%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	7,3	2%	40,6	13%	3,8	1%	-91%	48%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	1,3	0%	0,3	0%	2,4	1%	n.a.	88%
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO	7,3	2%	40,6	13%	3,8	1%	-91%	-48%
Ganancia por acción	0,007	0%	0,039	0%	0,004	0%	-91%	-48%

El mayor gasto financiero con respecto al trimestre anterior se debió al reconocimiento de US\$8,8 millones de amortización anticipada de gastos financieros diferidos debido al prepagado del financiamiento de proyecto de CTA. Cabe destacar que durante el presente ejercicio la Compañía y sus auditores acordaron un cambio en la interpretación de los efectos del ajuste por el deterioro en la filial Gasoducto Nor Andino Argentina S.A., realizado en el último trimestre de 2013. Para efectos comparativos

ha sido modificado el resultado del ejercicio 2013 de US\$39,6 millones a US\$29,9 millones. Originalmente, parte del deterioro de este activo fue registrado en reservas patrimoniales; sin embargo, según el cambio de interpretación este monto de US\$9,7 millones debió haberse cargado como resultado del ejercicio.

La utilidad de cambio alcanzó US\$0,4 millones, la que contrasta con pérdidas de cambio de US\$0,6 millones en el mismo trimestre del año anterior y utilidades de US\$2,8 millones en el trimestre anterior. La utilidad por diferencias de cambio se originó en gran parte por las medidas tomadas para proteger el riesgo cambiario inherente al contrato con clientes regulados, cuya tarifa se calcula utilizando un tipo de cambio que permanece fijo por períodos de seis meses, lo que ayudó a compensar los efectos que la depreciación del peso chileno con respecto al dólar ha tenido sobre flujos en pesos.

La tasa de cálculo del impuesto a la renta fue de un 21%. El impuesto fue inferior este trimestre en comparación al trimestre anterior, principalmente debido a la

menor utilidad antes de impuesto explicada por el menor desempeño operacional de la compañía.

La utilidad después de impuesto llegó a los US\$3,8 millones en el cuarto trimestre, cifra que representa una caída con respecto al trimestre anterior y al mismo trimestre de 2013. Se debe tomar en cuenta que esta caída obedece en gran parte a efectos no recurrentes, tales como (i) el ajuste por el deterioro de la filial Gasoducto Norandino Argentina (US\$28 millones antes de impuestos) que afectó negativamente la utilidad del último trimestre de 2013; (ii) los ingresos por la venta de Distrinor (US\$12,6 millones) que afectaron positivamente la utilidad del último trimestre de 2013; (iii) el ajuste de la depreciación, que tuvo un impacto positivo de US\$13 millones por una sola vez en el cuarto trimestre de 2013 por haberse aplicado retroactivamente al 1 de enero de 2013; y (iv) la amortización de gastos financieros diferidos debido al prepagado del financiamiento de proyecto de CTA que resultó en un impacto negativo sobre los resultados del último trimestre de 2014.

AÑO 2014 COMPARADO CON AÑO 2013

INGRESOS OPERACIONALES

Información a Diciembre 2014						
(En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)						
Ingresos de la operación	12M 2013		12M 2014		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Ventas a clientes no regulados	869,8	82%	846,7	79%	(23,1)	-3%
Ventas a clientes regulados	173,8	16%	213,6	20%	39,8	23%
Ventas al mercado spot	15,0	1%	16,1	1%	1,1	7%
Total ingresos por venta de energía y potencia	1.058,6	88%	1.076,4	87%	17,7	2%
Ventas de gas	32,0	3%	78,4	6%	46,4	145%
Otros ingresos operacionales	116,5	10%	86,4	7%	(30,1)	-26%
Total ingresos operacionales	1.207,1	100%	1.241,2	100%	34,1	3%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Ventas de energía a clientes no regulados	7.643	79%	7.087	77%	(556)	-7%
Ventas de energía a clientes regulados	1.822	19%	1.912	21%	90	5%
Ventas de energía al mercado spot	240	2%	211	2%	(28)	-12%
Total ventas de energía	9.704	100%	9.210	100%	(495)	-5%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh) ⁽²⁾	112,3		118,2		6,0	5%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados (U.S.\$/MWh) ⁽³⁾	95,4		111,7		16,3	17%

(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 el año 2014 los ingresos totales de la operación aumentaron 3% comparado con el mismo periodo de 2013.

Las ventas a clientes regulados llegaron a US\$213,6 millones y las ventas a clientes libres llegaron a US\$846,7 millones, lo que representa un aumento de 23% y una disminución de 3%, respectivamente, respecto al mismo periodo del año anterior. Esto, unido a una mayor venta al mercado spot, resultó en un aumento de 2% en los ingresos por venta de energía y potencia con respecto al año anterior, lo que se explica por la combinación de menores ventas físicas con un aumento en las tarifas monómicas promedio de clientes libres y regulados.

La disminución en la venta física de clientes libres está fundamentalmente explicada por el término del contrato de 40MW con Mantos Blancos que venció a fines de septiembre de 2013, y una menor demanda de Chuquicamata, Zaldívar, Radomiro Tomic y El Tesoro en este periodo, asociada a sus programas de producción. Las tarifas monómicas promedio mostraron un aumento de 5% con respecto año 2013 debido en parte a la activación del componente take-or-pay en las tarifas de algunos clientes y al incremento de tarifas indexadas al precio del gas según el índice Henry Hub.

Las ventas a clientes regulados, por su parte, llegaron a los US\$213,6 millones. La tarifa monómica promedio de clientes regulados mostró un aumento con respecto al mismo periodo del año anterior debido a las variaciones del índice Henry Hub aplicable en el cálculo de la tarifa base. En tanto, las ventas físicas aumentaron con respecto al año anterior.

Las partidas de ventas de gas y de otros ingresos operacionales en la tabla anterior consideran ventas de combustibles, peajes de transmisión, reliquidaciones de subtransmisión, servicios portuarios, y servicios de mantención de líneas de transmisión para terceros, entre otras partidas. Estas dos partidas, en su conjunto, mostraron un aumento neto de US\$16,3 millones, principalmente por mayores ventas de gas a otros generadores y por el reconocimiento en el primer trimestre de 2014 de ingresos por US\$6 millones producto de los términos del acuerdo de recepción final de CTA y CTH firmado con la empresa contratista de dichos proyectos. 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 a fines de 2012.

COSTOS OPERACIONALES

Información a Diciembre 2014						
(En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)						
Costos de la operación	12M - 2013		12M - 2014		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Combustibles	(448,9)	43%	(431,8)	42%	17,1	-4%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes	(160,7)	15%	(162,0)	16%	(1,4)	1%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(132,0)	13%	(132,2)	13%	(0,2)	0%
Otros costos directos de la operación	(306,1)	29%	(295,5)	29%	10,6	-3%
Total costos directos de ventas	(1.047,7)	96%	(1.021,6)	96%	26,1	-2%
Gastos de administración y ventas	(43,6)	4%	(48,9)	5%	(5,3)	12%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas	(1,5)	0%	(1,9)	0%	(0,4)	27%
Otros ingresos/costos	2,5	0%	3,5	0%	1,0	38%
Total costos de la operación	(1.090,2)	100%	(1.068,9)	100%	21,4	-2%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Generación bruta de electricidad						
Carbón	7.473	79%	7.106	79%	(367)	-5%
Gas	1.605	17%	1.638	18%	32	2%
Petróleo diesel y petróleo pesado	356	4%	211	2%	(144)	-41%
Hidro/Solar	46	0%	52	1%	6	13%
Total generación bruta	9.480	100%	9.008	100%	(473)	-5%
Menos Consumos propios	(685)	-7%	(727)	-8%	(42)	6%
Total generación neta	8.795	88%	8.280	88%	(514)	-6%
Compras de energía en el mercado spot	1.177	12%	1.161	12%	(15)	-1%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión	9.972	100%	9.442	100%	(530)	-5%

Nuestra generación bruta registró una disminución de 5% en el año en comparación con el año 2013, debido principalmente a una menor generación con carbón asociada al mayor número de mantenciones de unidades carboneras durante 2014 y, en menor medida, a una disminución de la generación con diésel y petróleo pesado. La generación en base a carbón disminuyó en un 5%, representando un 79% de la generación total de E.CL. La generación a gas aumentó un 2%, lo que permitió, junto a una mayor producción de renovables, cubrir en parte la menor generación a carbón y desplazar la generación menos eficiente a petróleo. El remanente fue cubierto con compras de energía en el mercado spot. Este año se caracterizó por un mayor número de mantenimientos programados de unidades de E.CL. Durante este periodo se llevaron a cabo mantenciones programadas a las unidades U12, U13, U14, U15, U16, CTM1, CTM2, CTM3, CTA y CTH; es decir, todas las unidades eficientes de la compañía.



El menor costo de combustibles del periodo se explica por la menor generación bruta y el uso de una mezcla de combustibles de menor costo, ya que hubo menor necesidad de recurrir a la generación con petróleo diésel y petróleo pesado. Asimismo, se registró una baja en los precios de los combustibles hacia fines de año.

Las compras físicas en el mercado spot disminuyeron en comparación con el período anterior; sin embargo, el costo de compras de energía y potencia al mercado spot aumentó levemente debido al efecto de reliquidaciones de compras de potencia (-US\$3,1 millones) registradas en 2014.

Los otros costos directos de la operación incluyen, entre otros, peajes de transmisión, costos de operación y mantenciones y costos de ventas de combustibles. El aumento en este rubro se debe principalmente a mayores costos de demurrage por el siniestro ocurrido en Puerto Mejillones a fines de 2013, y mayores provisiones, incluyendo un incremento en remuneraciones y beneficios como resultado de los términos de los procesos de negociación colectiva. Estos incrementos de costos fueron en parte compensados por menores costos de mantención y reparación, principalmente por la falla ocurrida en CTA y CTH en enero de 2013. En el año 2013, la compañía reconoció aproximadamente US\$5 millones en costos de reparación de las filtraciones detectadas en los sistemas de enfriamiento de CTA y CTH a principios de año.

RESULTADO OPERACIONAL

Información a Diciembre 2014						
(En millones de US\$, excepto por porcentajes)						
EBITDA	12M - 2013		12M- 2014		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total ingresos de la operación	1.207,1	100%	1.241,2	100%	34,1	3%
Total costo de ventas	(1.047,7)	-87%	(1.021,6)	-82%	26,1	-2%
Ganancia bruta	159,3	13%	219,6	18%	60,2	38%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(42,5)	-4%	(47,3)	-4%	(4,8)	11%
Ganancia Operacional	116,8	10%	172,3	14%	55,4	47%
Depreciación y amortización	133,5	11%	134,1	11%	0,6	0%
EBITDA	250,3	21%	306,4	25%	56,0	22%

En el año 2014, el EBITDA alcanzó US\$306,4 millones, un aumento de 22% con respecto al mismo periodo del año anterior. Esto se debió principalmente a un incremento en las tarifas monómicas promedio de clientes libres y regulados, producto de los mayores niveles de precios del gas según el indicador Henry Hub. Además, hubo menores costos de suministro, explicados por una mezcla de generación más eficiente que la del año anterior, tanto por la mayor generación con gas como por las menores compras al mercado spot, y los menores precios de carbón y petróleo. Por otra parte, durante el año 2014 se registraron mayores ventas de gas a terceros. La depreciación se mantuvo en niveles similares a los del año anterior.

RESULTADOS FINANCIEROS

Información a Diciembre 2014						
(En millones de US\$, excepto por porcentajes)						
Resultados no operacionales	12M - 2013		12M - 2014		Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	%
Ingresos financieros	2,7	0%	1,9	0%	(0,8)	-29%
Gastos financieros	(46,9)	-6%	(53,9)	-6%	(7,0)	15%
Diferencia de cambio	(2,2)	0%	1,4	0%	3,5	n.a.
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos	(15,4)	-2%	0,2	0%	15,6	-102%
Total resultado no operacional	(61,8)	-8%	(50,4)	-5%	11,4	-18%
Ganancia antes de impuesto	55,0	7%	121,9	13%	66,8	121%
Impuesto a las ganancias	(16,6)	-2%	(27,1)	-3%	(10,5)	63%
Utilidad (Perdida) de Actividades Continuas después de impuesto	38,5	5%	94,8	10%	56,4	146%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	29,9	4%	88,9	10%	59,1	198%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	8,6	1%	5,9	1%	(2,7)	-32%
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO	29,9	4%	88,9	10%	59,1	198%
Ganancia por acción	0,03	0%	0,08	0%	0,1	198%

Los gastos financieros aumentaron en 2014 porque consideran el reconocimiento de US\$8,8 millones de mayor gasto financiero por la amortización anticipada de gastos diferidos asociados al prepago del financiamiento de proyecto de CTA. Este mayor gasto no significó un egreso de caja en el ejercicio. Sin embargo, la compañía tuvo un egreso de caja de US\$20,2 millones asociado a la valoración a mercado de los contratos swap de tasa de interés que fueron terminados anticipadamente con ocasión del prepago de la deuda. Este costo será diferido en el plazo de la nueva deuda tomada para refinanciar el financiamiento del proyecto; es decir en cuotas semestrales iguales hasta enero de 2025.

En 2013 se reconocieron US\$12,6 millones de ganancias antes de impuestos en la venta de Distrinor y una pérdida de US\$27,8 millones antes de impuestos por el resultado de la prueba de deterioro de Gasoducto Norandino Argentina. Cabe notar que durante el proceso de preparación del prospecto legal para la emisión del bono 144-A/Reg S emitido en octubre de 2014, la Sociedad y sus auditores externos revisaron la interpretación aplicada anteriormente sobre los efectos del ajuste por el deterioro en la filial Gasoducto Nor Andino Argentina S.A., realizado en el último trimestre de 2013. En razón de ello y de acuerdo a las normas contables internacionales (IFRS), específicamente la IAS 8, se procedió a ajustar los estados financieros al 30 de Junio de 2014 y, para efectos comparativos, también se ajustaron las cuentas patrimoniales a diciembre de 2013. El ajuste realizado no afecta los

resultados del ejercicio 2014 ni produce modificación alguna en el monto del patrimonio consolidado de la sociedad al 31 de Diciembre de 2013. Sin embargo, para efectos comparativos, hemos ajustado el resultado de 2013, resultando en una disminución de US\$9,7 millones con respecto a lo reportado el año pasado.

En 2014 se pudo observar una disminución de US\$2,7 millones en las ganancias atribuibles a los accionistas minoritarios, fundamentalmente de la filial Inversiones Hornitos (CTH), debido a su menor desempeño operacional atribuible a mantenciones más prolongadas de la central.

La utilidad de cambio alcanzó US\$1,4 millones, la que contrasta con pérdidas de US\$2,2 millones en el mismo periodo del año anterior, debido a la implementación de estrategias de manejo de riesgo cambiario y al menor impacto de alzas repentinas en el tipo de cambio como la ocurrida a fines de mayo de 2013.

GANANCIA NETA

Según lo explicado en párrafos anteriores, para efectos comparativos ha sido modificado el resultado del ejercicio 2013 de US\$39,6 millones a US\$29,9 millones debido al cambio de interpretación del tratamiento otorgado al ajuste por deterioro de nuestra filial Gasoducto Norandino Argentina. Una parte del deterioro (US\$9,7



millones) fue originalmente cargada contra una reserva patrimonial, pero según la nueva interpretación debió haber sido cargada contra el resultado del ejercicio.

La utilidad después de impuestos mostró un aumento de US\$59,1 millones comparado con el mismo período del año anterior, llegando a los US\$88,9 millones, principalmente debido al mejor resultado operacional y el menor efecto por diferencia de cambio. Esto se vio compensado por el aumento en el impuesto a la renta en proporción a la mayor utilidad registrada y al aumento en la tasa de impuesto a la renta según la reforma tributaria aprobada en 2014. Como se explica en la sección de hechos relevantes del periodo, el aumento de tasa de impuesto tuvo un efecto sobre los impuestos diferidos, el que según la normativa IFRS (NIC 12), debió haber producido un impacto negativo de US\$45 millones en los resultados de 2014. Sin embargo, la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), emitió el Oficio Circular N° 856, instruyendo que dicho impacto no fuera reflejado en los resultados del ejercicio, sino imputado directamente al patrimonio de la compañía.

LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

A diciembre de 2014, E.CL contaba con recursos en efectivo por US\$269 millones, incluyendo los activos disponibles para la venta de corto plazo. Esto, frente a una deuda financiera total nominal de US\$750 millones.¹

Estado de flujo de efectivo	Información a Diciembre 2014	
	(En millones de US\$)	
	2013	2014
Flujos de caja netos provenientes de la operación	187,3	224,7
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	(88,5)	20,2
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	(66,3)	(101,4)
Cambio en el efectivo	32,5	143,5

FLUJOS DE CAJA PROVENIENTES DE LA OPERACIÓN

El flujo de caja neto proveniente de la operación durante el año 2014 incluyó US\$314 millones de flujos operacionales netos propiamente tales más pagos recibidos según el acuerdo firmado en marzo con el contratista de CTA y CTH (US\$9 millones) y pagos de seguros recibidos por CTH por concepto de lucro cesante a raíz de la falla ocurrida en septiembre de 2012 (US\$11 millones). Luego del pago de impuestos a la renta e IVA (US\$72 millones), de intereses (US\$31 millones) y

gastos de colocación y descuento del bono 144-A (US\$4 millones), y otros egresos, el flujo de caja proveniente de actividades de la operación alcanzó los US\$225 millones.

FLUJOS DE CAJA USADOS EN ACTIVIDADES DE INVERSIÓN

El flujo de caja utilizado en actividades de inversión fue de US\$20,2 millones; sin embargo, este resultado se explica en gran parte porque 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. En 2014, las inversiones en fondos mutuos se redujeron en US\$93 millones y este monto fue invertido en depósitos a plazo u otros tipos de efectivo. Excluyendo la variación de los fondos mutuos, el flujo de caja utilizado en actividades de inversión habría sido de US\$72,7 millones. Este monto incluye US\$13,9 millones de inversiones asociadas a la compra de TEN, la nueva filial a cargo del proyecto de construcción de la línea de transmisión desde Mejillones a Cardones en el SIC, así como recursos por US\$20,5 millones provenientes de la venta de Distrinor a fines de 2013, e inversiones en activos fijos.

Las principales inversiones en activos fijos se refieren a la mantención mayor de nuestras plantas de generación y otras inversiones tales como la etapa final del proyecto de mejoras con fines ambientales, estudios y obras tempranas de proyectos y mejoras en sistemas de comunicación.

Nuestras inversiones en activos fijos en 2014 y 2013 ascendieron a los US\$80,5 millones y US\$127,2 millones, respectivamente, según se detalla a continuación:

Inversiones en activos fijos

CAPEX	Información a Diciembre de cada año	
	(En millones de US\$)	
	2013	2014
CTA	4,0	2,9
CTH	5,4	2,4
Central Tamaya	4,0	0,4
Subestación El Cobre y línea de transmisión Chacaya-El Cobre	6,4	-
Mantención mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos	21,2	35,6
Mejoras Medioambientales	66,2	14,8
Planta Solar	7,8	1,5
Otros	12,2	22,9
Total inversión en activos fijos	127,2	80,5

(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.

Con una inversión cercana a los US\$170 millones, E.CL se encuentra en las etapas finales del Proyecto de Reducción de Emisiones ("CAPEX medioambiental"), iniciativa que tiene como objetivo responder a las disposiciones de la nueva legislación ambiental en total cumplimiento a lo exigido por la ley en relación con 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), específicamente la implementación de quemadores de bajo NOx y un sistema de desulfuración con cal hidratada.

FLUJOS DE CAJA PROVENIENTES DE ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO

El año 2014, se usaron US\$101 millones en actividades de financiamiento, las que incluyeron principalmente:

- Pago de una cuota de capital del financiamiento de proyecto de CTA por US\$6,4 millones;
- Pago de dividendos por un total de US\$66,6 millones incluyendo US\$39,6 millones pagados por E.CL en mayo, con cargo a las utilidades del año 2013; US\$20 millones pagados por CTH a su accionista minoritario; y el dividendo provisorio de US\$7 millones a cuenta de las utilidades del ejercicio 2014 pagado por E.CL a fines de Septiembre;
- Prepago del financiamiento de proyecto de CTA que involucró recursos por un total de US\$378,7 millones incluyendo capital (US\$351,7 millones), intereses devengados a la fecha (US\$6,8 millones) y los costos del término anticipado de los contratos swap de tasa de interés (US\$20,2 millones).
- El prepago del financiamiento de proyecto de CTA fue financiado con los recursos provenientes de la emisión de un nuevo bono 144-A/Reg S por US\$350 millones además de recursos propios de la compañía. El bono se colocó a una tasa de interés de 4,568% anual. Vence el 29 de enero de 2025 y paga un interés de cupón de 4,5% anual.
- En diciembre de 2014, E.CL firmó una línea de crédito comprometida con el Banco de Chile por un monto de UF 1.250.000 con el fin de contar con una línea de crédito como respaldo de la liquidez de la compañía. A la fecha, E.CL no ha desembolsado fondos de esta línea.

OBLIGACIONES CONTRACTUALES

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 31 de diciembre 2014. Este cuadro muestra los montos nominales de los saldos de deuda, los que difieren de los montos reportados bajo la norma IFRS en nuestros balances.

	Obligaciones Contractuales al 31/12/2014				
	Períodos de vencimiento de pagos				
	(En millones de US\$)				
	Total	< 1 año	1 - 3 años	3 - 5 años	Más de 5 años
Deuda bancaria	-	-	-	-	-
Bonos (144 A/Reg S)	750,0	-	-	-	750,0
Obligaciones de leasing	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
Intereses devengados	12,9	12,9	-	-	-
Total	763,1	12,9	0,0	0,0	750,1

En el último trimestre de 2014 E.CL realizó el repago íntegro del financiamiento del proyecto CTA con los bancos IFC y KfW y los costos de terminación anticipada de los contratos "swap" de tasa de interés asociados a dicho financiamiento con los recursos provenientes de la emisión de un bono 144 A /Reg S por un monto total de US\$350 millones con un pago único de capital en enero de 2025, un rendimiento de 4,568% anual y una tasa cupón de 4,5% anual. E.CL además posee otro bono que corresponde 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.



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 29 de abril de 2014 nuestros accionistas aprobaron el reparto de dividendos por un monto equivalente al 100% de la utilidad neta del ejercicio fiscal 2013.

La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 29 de abril de 2014 acordó una nueva política que consiste en procurar que, sujeto a las aprobaciones pertinentes, la distribución de utilidades de cada ejercicio se lleve a cabo mediante el reparto de dos dividendos provisorios, a acordar preferentemente en los meses de agosto/septiembre y diciembre/enero de cada año, sobre la bases de los resultados de los estados financieros del segundo trimestre y del tercer trimestre, respectivamente, más el dividendo definitivo a repartir en el mes de mayo de cada año. Producto de esta última política, E.CL pagó un dividendo provisorio de US\$7 millones a fines de septiembre de 2014.

Los pagos de dividendos efectuados desde 2010 se presentan en el siguiente cuadro:

Dividendos E.CL			
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
23 de mayo, 2014	Final (a cuenta de resultados netos de 2013)	39,6	0,03758
30 de sept. 2014	Provisorio (a cuenta de resultados 2014)	7,0	0,00665

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 prevaleciente 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%.

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 8% de nuestros costos de operación. Al 31 de diciembre de 2014, nuestros activos denominados en monedas distintas al dólar eran de US\$3,2 millones mientras los pasivos en monedas distintas al dólar alcanzaban los US\$4,6 millones, presentando la compañía una posición pasiva en monedas distintas al dólar de solo US\$1,4 millones. 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. El directorio de la compañía, en sus sesiones de fines de abril y septiembre de 2014, aprobó una nueva estrategia de cobertura de la exposición al riesgo cambiario de los flujos de caja de este contrato.

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 2014, un 100% del total de nuestra deuda financiera, estaba a tasa fija.

	Tasa de interés promedio	Al 31 de Diciembre de 2014					
		Vencimiento contractual					
		(En millones de US\$)					
		2015	2016	2017	2018	2019 y más	TOTAL
Tasa Fija							
(US\$)	5.625% p.a.	-	-	-	-	400,0	400,0
(US\$)	4.500% p.a.	-	-	-	-	350,0	350,0
Tasa variable							
(US\$)	-	-	-	-	-	-	-
Total ⁽¹⁾		6,4	15,5	16,6	17,6	750,0	750,0

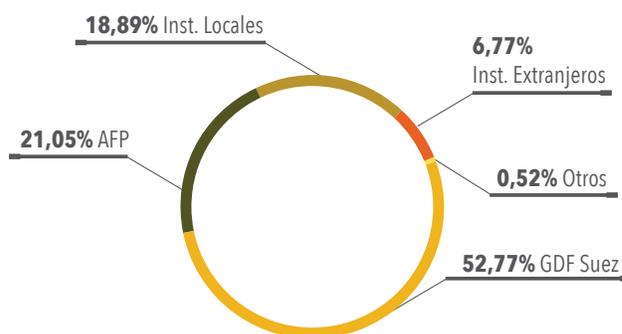
(1) Estas cifras incluyen montos de capital solamente y excluyen obligaciones por leasing relacionadas al uso de nuestras líneas de transmisión.

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 2014

N° de accionistas: 1.942



N° total de acciones: 1.053.309.776

ANEXO 1**ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS**

	2013					2014				
	1T13	2T13	3T13	4T13	12M13	1T14	2T14	3T14	4T14	12M14
Ventas físicas										
Ventas de energía a clientes no regulados	1.930	1.866	1.933	1.914	7.643	1.745	1.748	1.758	1.836	7.087
Ventas de energía a clientes regulados	444	454	459	465	1.822	551	447	457	457	1.912
Ventas de energía al mercado spot	33	80	70	58	240	75	19	83	34	211
Total ventas de energía	2.406	2.399	2.462	2.437	9.704	2.371	2.214	2.298	2.327	9.210
Generación bruta por combustible										
Carbón	1.710	1.884	2.021	1.859	7.473	1.731	1.660	1.821	1.895	7.106
Gas	451	323	408	424	1.605	381	440	398	419	1.638
Petróleo diesel y petróleo pesado	87	106	75	88	356	77	70	43	22	211
Hidro/ Solar	12	10	11	13	46	15	12	12	13	52
Total generación bruta	2.260	2.322	2.515	2.384	9.480	2.204	2.183	2.273	2.348	9.008
Menos Consumos propios	(164,3)	(168,9)	(197,0)	(155,2)	(685,3)	(177,9)	(199,7)	(169,9)	(179,6)	(727,2)
Total generación neta	2.096	2.153	2.318	2.228	8.795	2.026	1.983	2.103	2.169	8.280
Compras de energía en el mercado spot	369	334	212	262	1.177	306	308	287	260	1.161
Total energía disponible antes de pérdidas de transmisión	2.465	2.487	2.530	2.491	9.972	2.332	2.291	2.390	2.429	9.442

Estado de resultados trimestrales										
(En millones de US\$)										
IFRS	1T13	2T13	3T13	4T13	12M13	1T14	2T14	3T14	4T14	12M14
Ingresos de la operación										
Ventas a clientes regulados	41,4	43,0	43,3	46,2	173,8	46,5	54,1	57,6	55,3	213,6
Ventas a clientes no regulados	222,8	218,9	214,1	214,1	869,8	209,9	220,4	210,4	206,0	846,7
Ventas al mercado spot y ajustes	2,4	4,2	4,2	4,2	15,0	5,8	2,5	4,9	2,9	16,1
Total ingresos por venta de energía y potencia	266,5	266,1	261,6	264,5	1.058,6	262,1	277,0	273,0	264,3	1.076,4
Ventas de gas	0,4	0,9	18,6	12,1	32,0	10,9	24,6	28,3	14,6	78,4
Otros ingresos operacionales	18,1	40,3	22,7	35,3	116,5	35,3	16,5	18,5	16,2	86,4
Total ingresos operacionales	285,1	307,3	302,9	311,8	1.207,1	308,4	318,1	319,7	295,0	1.241,2
Costos de la operación										
Combustibles	(113,5)	(114,5)	(112,8)	(108,1)	(448,9)	(109,6)	(113,3)	(99,3)	(109,6)	(431,8)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes	(35,9)	(51,5)	(30,4)	(42,9)	(160,7)	(37,0)	(47,6)	(43,6)	(33,8)	(162,0)
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(35,5)	(36,1)	(40,4)	(20,0)	(132,0)	(32,6)	(33,5)	(31,9)	(34,2)	(132,2)
Otros costos directos de la operación	(58,1)	(80,2)	(76,1)	(91,7)	(306,1)	(71,7)	(75,7)	(72,0)	(76,1)	(295,5)
Total costos directos de ventas	(243,1)	(282,2)	(259,7)	(262,8)	(1.047,7)	(251,0)	(270,2)	(246,8)	(253,7)	(1.021,6)
Gastos de administración y ventas	(11,0)	(10,4)	(11,1)	(11,1)	(43,6)	(10,6)	(10,1)	(12,7)	(15,5)	(48,9)
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas	(0,3)	(0,3)	(0,3)	(0,6)	(1,5)	(0,4)	(0,4)	(0,5)	(0,6)	(1,9)
Otros ingresos de la operación	0,0	(0,3)	(0,0)	2,8	2,5	0,6	0,5	(0,2)	2,6	3,5
Total costos de la operación	(254,3)	(293,2)	(271,1)	(271,7)	(1.090,2)	(261,4)	(280,1)	(260,1)	(267,2)	(1.068,9)
Ganancia operacional	30,8	14,0	31,8	40,2	116,8	47,0	37,9	59,6	27,8	172,3
EBITDA	66,6	50,4	72,5	60,8	250,3	79,9	71,9	92,0	62,6	306,4
Ingresos financieros	1,0	0,9	0,4	0,3	2,7	0,9	0,6	0,4	0,1	1,9
Gastos financieros	(11,7)	(11,7)	(11,8)	(11,6)	(46,9)	(11,4)	(11,7)	(11,3)	(19,6)	(53,9)
Diferencia de cambio	2,7	(6,9)	2,7	(0,6)	(2,2)	(0,1)	(1,8)	2,8	0,4	1,4
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos	(0,0)	0,0	(0,1)	(15,3)	(15,4)	(0,2)	0,4	(0,1)	0,1	0,2
Total resultado no operacional	(8,0)	(17,7)	(8,9)	(27,2)	(61,8)	(10,8)	(12,5)	(8,1)	(19,0)	(50,4)
Ganancia antes de impuesto	22,8	(3,6)	22,9	12,9	55,0	36,2	25,5	51,5	8,7	121,9
Impuesto a las ganancias	(5,0)	(1,6)	(5,7)	(4,4)	(16,6)	(9,2)	(4,7)	(10,6)	(2,6)	(27,1)
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto	17,9	(5,2)	17,2	8,6	38,5	27,0	20,7	40,9	6,2	94,8
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	16,6	(8,5)	14,5	7,3	29,9	24,8	19,7	40,6	3,8	88,9
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	1,2	3,4	2,8	1,3	8,6	2,2	1,0	0,3	2,4	5,9
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO	16,6	(8,5)	14,5	7,3	29,9	24,8	19,7	40,6	3,8	88,9
Ganancia por acción	0,017	0,008	0,013	0,007	0,028	0,024	0,019	0,039	0,004	0,084



Balance		
(En millones de US\$)		
	2013 31-Dec-13	2014 31-Dec-14
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente ⁽¹⁾	213,4	268,9
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	171,5	126,6
Impuestos por recuperar	39,6	41,7
Otros activos corrientes	223,4	242,8
Total activos corrientes	648,0	680,0
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	1.944,2	1.881,7
Otros activos no corrientes	404,6	404,1
TOTAL ACTIVO	2.996,8	2.965,8
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	21,0	12,9
Otros pasivos corrientes	223,3	196,8
Total pasivos corrientes	244,3	209,8
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera (incluyendo deuda con compañías relacionadas)	740,3	723,7
Otros pasivos de largo plazo	205,0	251,5
Total pasivos no corrientes	945,3	975,2
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.683,4	1.681,9
Participaciones no controladoras	123,9	98,9
Total Patrimonio	1.807,2	1.780,8
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	2.996,8	2.965,8

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

ANEXO 2

INDICADORES FINANCIEROS					
			Dec-13	Dec-14	Var.
LIQUIDEZ	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	2,65	3,24	-18%
	Razon ácida ((activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	2,13	2,38	-10%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	403,69	470,22	-14%
ENDEUDAMIENTO	Leverage ((pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	0,66	0,67	-1%
	Cobertura de gastos financieros * ((EBITDA / gastos financieros))	(veces)	5,36	5,68	-6%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	3,03	2,40	26%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	2,19	1,53	43%
RENTABILIDAD	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	1,8%	5,3%	-66%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	1,0%	3,0%	-67%

* últimos 12 meses



HECHOS RELEVANTES

Durante el año 2014, se informaron los siguientes hechos relevantes a la Superintendencia de Valores y Seguros.

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.

HECHO ESENCIAL DEL 29 DE ENERO DE 2014

Con fecha 29 de enero de 2014, la Sociedad dio el orden de proceder con la construcción del proyecto consistente en una línea de transmisión de doble circuito de 500 kV y 1.500 MVA por circuito, de una extensión aproximada de 580 kilómetros, que permitirá en Mejillones conectar y evacuar la electricidad de unidades de generación conectadas directamente a ella e inyectarla en el sector denominado Cardones, en el norte del SIC (en adelante, el "Proyecto"), a través de su Filial Transmisora del Norte S.A. ("TEN"), recientemente adquirida a Suez Energy Andino S.A. para este propósito, tal como fuera informado en calidad de hecho esencial el pasado 13 de diciembre de 2013.

En efecto, se informa que:

- a) TEN aceptó la oferta a firme de la empresa Alusa Ingeniería Ltda. para la construcción del Proyecto, en modalidad EPC llave en mano.
- b) De conformidad con la referida oferta, TEN suscribió y emitió el orden de proceder a Alusa Ingeniería Ltda. para el desarrollo de la ingeniería de detalle y ejecución de las denominadas "obras tempranas" del Proyecto y para la adquisición de equipos electromecánicos requeridos para el Proyecto, esto último por un valor aproximado de US\$ 20 millones.
- c) En razón de lo anterior, y conforme a la normativa vigente, TEN declarará el inicio de la construcción del Proyecto a la Comisión Nacional de Energía y al CDEC-SIC.

El proyecto involucra un monto total de inversión de aproximadamente US\$ 700 millones. E.CL ya ha empezado la búsqueda de uno o más socios para incorporarlos a su desarrollo y, asimismo, se encuentra analizando la mejor estructura de financiamiento de forma de posibilitar el crecimiento de E.CL en otros proyectos energéticos en el futuro.

Finalmente, debido a sus características, la compañía considera que el Proyecto es apto para conectarse al Sistema Interconectado del Norte Grande en Mejillones, y que, además, tiene el potencial de dar a E.CL acceso a un nuevo mercado de clientes libres y/o de distribución en el Sistema Interconectado Central, utilizando para ello centrales existentes o nuevas centrales a ser construidas.

HECHO ESENCIAL DEL 12 DE MARZO DE 2014

El Directorio, en su sesión celebrada con fecha 11 de marzo de 2014, acordó proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas que será citada para el día 29 de abril de 2014, lo siguiente:

- a) Repartir como dividendo definitivo a los accionistas con cargo al ejercicio 2013, la totalidad de las utilidades del señalado ejercicio, esto es la cantidad de US\$ 39.583.732,32, correspondiendo en consecuencia a los accionistas un dividendo de US\$ 0,0375803332 por acción, que se pagaría el día 23 de mayo de 2014 a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas de la Sociedad el quinto día hábil anterior a dicha fecha.
- b) Modificar la política de dividendos para el año 2014 y ejercicios futuros, incorporando la práctica, sujeta naturalmente a la aprobación del Directorio y, en su caso, de la Junta de Accionistas, de procurar que la distribución de utilidades de cada ejercicio se lleve a cabo mediante el reparto de dos dividendos provisorios, a acordar preferentemente en los meses de agosto y diciembre de cada año, sobre la base de los resultados de los estados financieros del segundo trimestre y del tercer trimestre, respectivamente, más el dividendo definitivo a repartir en el mes de Mayo de cada año.

HECHO ESENCIAL DEL 7 DE ABRIL DE 2014

El Directorio de la Sociedad, en su sesión celebrada con fecha 7 de abril de 2014, acordó aceptar la renuncia al cargo de director presentada por don Dante Dell'Elce y, con motivo de ello, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 32 de la Ley de Sociedades Anónimas, acordó incluir la elección del Directorio entre las materias a tratar en la Junta Ordinaria de Accionistas que será citada para el día 29 de abril de 2014.

HECHO ESENCIAL DEL 29 DE ABRIL DE 2014

Acuerdos adoptados por la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con esta fecha:

- a) Repartir como dividendo definitivo a los accionistas con cargo al ejercicio 2013, la totalidad de las utilidades del señalado ejercicio, esto es la cantidad de US\$ 39.583.732,32, correspondiendo en consecuencia un dividendo de US\$ 0,0375803332 por acción, el que se compone de un dividendo mínimo

obligatorio de US\$ 0,01127409996 por acción y un dividendo adicional de US\$ 0,02630623324 por acción, que se pagará el día 23 de mayo de 2014, a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas de la Sociedad a la medianoche del día 16 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
Philip De Cnudde	Dante Dell'Elce
Juan Clavería Aliste	Julien Pochet
Manlio Alessi Remedi	Felipe Cabezas Melo
Rik De Buyserie	Pablo Villarino Herrera
Cristián Eyzaguirre Johnston	Joaquín González Errázuriz
Emilio Pellegrini Ripamonti	Gerardo Marcelo Silva Iribarne
Karen Poniachik Pollak	Fernando Abara Elías

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

HECHO ESENCIAL DEL 30 DE ABRIL DE 2014

El Directorio de la Sociedad, en su sesión celebrada con fecha 29 de abril de 2014 acordó:

- a) Designar como Presidente del Directorio a don Juan Clavería Aliste.
- b) Designar como integrantes del Comité de Directores constituido de conformidad con lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley 18.046, a don Emilio Pellegrini Ripamonti, doña Karen Poniachik Pollak y don Manlio Alessi Remedi.

HECHO ESENCIAL DEL 27 DE MAYO DE 2014

El Directorio de la Sociedad, en su sesión celebrada con fecha 27 de mayo de 2014, tomó conocimiento y acordó aceptar la renuncia presentada por don Lodewijk Verdeyen al cargo de Gerente General, la que se hará efectiva a contar del día 1° de Septiembre de 2014. El Sr. Verdeyen desempeñaba el cargo de Gerente General desde Enero de 2010, habiéndose anteriormente desempeñado como director de la Sociedad y Gerente General de Electroandina S.A. El Directorio, junto con agradecerle la labor desempeñada, deseó al Sr. Verdeyen éxito en sus nuevos desafíos profesionales al interior del Grupo GDF SUEZ Energy Latin America.

En reemplazo del Sr. Verdeyen, el Directorio acordó designar como Gerente General al Sr. Axel Leveque, quien asumirá sus funciones el próximo 1° de Septiembre.

HECHO ESENCIAL DEL 26 DE AGOSTO DE 2014

El Directorio de E.CL S.A., en su sesión N° 516 celebrada con fecha 26 de agosto de 2014, aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a utilidades del ejercicio en curso por la cantidad total de US\$ 7.000.000, lo que significa un dividendo de US\$ 0,00664571824 por acción, que se pagará, en su equivalente en pesos moneda nacional, el día 30 de Septiembre de 2014, a los accionistas inscritos en el respectivo Registro de Accionistas a la medianoche del día 24 de Septiembre de 2014.

La publicación del aviso correspondiente se efectuará el día 8 de Septiembre de 2014 en el diario electrónico www.lanacion.cl.

HECHO ESENCIAL DEL 6 DE OCTUBRE DE 2014

Con fecha 29 de septiembre recién pasado se ha publicado en el Diario Oficial la Ley 20.780 que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario (la "Reforma Tributaria"), entre ellos un alza progresiva de tasas correspondientes al Impuesto de Primera Categoría a la Renta, tasas que varían si es que la Sociedad opta por un sistema parcialmente integrado o por un sistema de renta atribuida. En conformidad a lo establecido en la Reforma Tributaria, la Sociedad deberá tributar en base al sistema parcialmente integrado, sin perjuicio que una futura Junta de Accionistas pueda optar por tributar en base al sistema de renta atribuida.

Al respecto y con la intención de cuantificar el impacto derivado de la Reforma Tributaria, el Directorio en su última sesión ordinaria instruyó a la administración de la Sociedad informarle el impacto de la misma, lo que ha ocurrido el día de hoy.

En virtud de esa información, el Directorio de la Sociedad acordó enviar el presente hecho esencial, informando que producto de la aplicación de las normas contables IFRS correspondientes, se deberá reconocer un impacto no recurrente en el cargo de impuestos por pasivos diferidos netos a septiembre 2014 por un valor aproximado de US\$44.000.000 (cuarenta y cuatro millones de Dólares de los Estados Unidos). El impacto total correspondiente a 2014 de las alzas futuras de tasas al Impuesto a la Renta introducida por la Reforma Tributaria solamente se conocerá con certeza al término del presente año. Sin perjuicio de lo anterior, si en el futuro una Junta de Accionistas de la Sociedad opta por tributar en base al sistema de renta atribuida se realizarán los ajustes contables correspondientes.

Por último, se informa que la Reforma Tributaria impone un nuevo impuesto a ciertas emisiones liberadas como consecuencia de la operación de unidades



termoeléctricas, el cuál empezará a regir a partir del año 2017. El impacto de dicho impuesto a las emisiones no puede ser cuantificado con exactitud por la Sociedad al día de hoy, por cuanto la realidad operativa de sus unidades puede ser distinta en el año 2017 en comparación con la situación actual.

HECHO ESENCIAL DEL 9 DE OCTUBRE DE 2014

La Sociedad ha contratado los bancos Bank of America Merrill Lynch, Citigroup y HSBC Securities (USA) Inc. para organizar reuniones con inversionistas institucionales de renta fija en Santiago, Londres y algunas ciudades de Estados Unidos, a partir del viernes 10 de octubre. Una potencial emisión de bonos 144A/Reg S puede ser anunciada después de dichas reuniones, en función de las condiciones de mercado.

En los últimos días, durante el proceso de preparación para la emisión de dichos bonos, la Sociedad y sus auditores externos han revisado la interpretación aplicada anteriormente sobre los efectos del ajuste por el deterioro en la filial Gasoducto Nor Andino Argentina S.A., realizado en el último trimestre de 2013. En razón de ello y de acuerdo a las normas contables internacionales (IFRS), específicamente la IAS 8, se ha procedido a ajustar los Estados Financieros al 30 de Junio de 2014

De acuerdo a IAS 8 y para efectos comparativos hemos re expresados las cuentas patrimoniales al 30 de junio de 2014 y al 31 de diciembre de 2013 en los presentes Estados Financieros, como sigue:

Patrimonio	Previamente Reportado 30/06/2014 MUS	Ajuste y Reclasificaciones	Balance Reexpresado 30/06/2014 MUS
Capital Emitido	1.043.728	0	1.043.728
Otras Reservas	304.895	9.733	314.628
Ganancias (pérdidas) acumuladas	330.606	(9.733)	320.873
Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora	1.679.229	0	1.679.229
Participaciones No Controladoras	107.096	0	107.096
Patrimonio Total	1.786.325	0	1.786.325

y, para efectos comparativos, también se ajustaron las cuentas patrimoniales a Diciembre de 2013 contenidas en dichos Estados Financieros.

El ajuste realizado no afecta los resultados del presente ejercicio ni produce modificación alguna en el monto del Patrimonio Consolidado de la Sociedad, tanto respecto al que tenía al 30 de Junio de 2014 como el que figura en los Estados Financieros al 31 de Diciembre de 2013.

HECHO ESENCIAL DEL 10 DE OCTUBRE DE 2014

Respuesta OFORD: N° 26889 del 10 de Octubre de 2014

A.- AJUSTES CONTABLES

La compañía ha detectado durante el presente ejercicio un error en la interpretación de los efectos del ajuste por el deterioro en la filial Gasoducto Nor Andino Argentina S.A., realizado en el último trimestre de 2013. Para efectos de corregir este error la Compañía ha efectuado una reemisión de sus estados financieros al 30 de junio de 2014, aprobada en sesión de Directorio de fecha 7 de octubre de 2014.

Patrimonio	Previamente Reportado 31/12/2013 MUS	Ajuste y Reclasificaciones	Balance Reexpresado 31/12/2013 MUS\$
Capital Emitido	1.043.728	0	1.043.728
Otras Reservas	312.488	9.733	322.221
Ganancias (pérdidas) acumuladas	327.142	(9.733)	317.409
Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora	1.683.358	0	1.683.358
Participaciones No Controladoras	123.865	0	123.865
Patrimonio Total	1.807.223	0	1.807.223

b.- A modo de ilustración, a continuación se detallan los efectos en los Estados de Resultados del año 2013 producto de la aplicación retroactiva de este ajuste:

Estado Consolidado de Resultados Integrales por Función	Previamente Reportado 31/12/2013 MUS\$	Ajuste y Reclasificaciones	Balance Reexpresado 31/12/2013 MUS\$
Ganancia Bruta	159.338	0	159.338
Ganancia (pérdida) por actividades de operación	130.613	0	130.613
Ingresos financieros	2.669	0	2.669
Costos financieros	(66.360)	(9.733)	(76.093)
Diferencias de cambio	(2.152)	0	(2.152)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	64.770	(9.733)	55.037
Ganancia (pérdida) procedentes de operaciones continuadas	48.207	(9.733)	38.474
Ganancia (pérdida) atribuible a:			
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	39.584	(9.733)	29.851
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	8.623	0	8.623
Ganancias por Acción			
Ganancia (pérdida) del Ejercicio	39.584	(9.733)	29.851
Cantidad de Acciones	1.053.309.776	0	1.053.309.776
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	0,038	(0,010)	0,028
Total otros resultados integrales, neto de impuesto	9.797	9.733	19.530
Resultado integral atribuible a:			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	49.381	0	49.381
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	8.623	0	8.623
Resultado integral Total	58.004	0	58.004

No ha habido otros cambios en la aplicación de los principios contables en relación al ejercicio anterior.



HECHO ESENCIAL DEL 24 DE OCTUBRE DE 2014

Tal como se informó a esa Superintendencia respecto de una potencial emisión de bonos 144A/Reg S mediante comunicación de Hecho Esencial de fecha 9 de octubre de 2014, con esta fecha E.CL S.A. ha convenido los términos y condiciones para la emisión y colocación de bonos en mercados internacionales, por un monto total de USD 350.000.000, los que se espera sean emitidos en el plazo de 3 días hábiles contado desde esta fecha, conforme a las normas de la Regla "144-A" (Rule 144-A) y de la Regulación "S" (Regulation S) ambas de la ley de valores de los Estados Unidos de América (U.S. Securities Act of 1933). Los bonos contemplan un plazo de 10 años y una tasa de interés de 4,568%. Los intereses se pagarán semestralmente y el capital se amortizará en una sola cuota final en Enero de 2025. De conformidad con las normas aplicables, los referidos instrumentos no serán registrados en el Registro de Valores que lleva esa Superintendencia, ni ante la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América.

Los fondos obtenidos de la colocación de los señalados bonos, junto con caja disponible de la Sociedad, se destinarán por E.CL S.A. al prepago íntegro de: (i) los créditos asociados al project finance destinado a financiar la construcción y operación de la central termoeléctrica de propiedad de Central Termoeléctrica Andina S.A. ("CTA"), filial de la Sociedad, y (ii) los contratos de derivados (swaps) suscritos por CTA con el objeto de cubrir el riesgo de fluctuación de tasas de interés derivadas de dichos créditos. Con motivo del prepago en cuestión, la Sociedad se subrogará en los derechos de los acreedores pagados de cara a CTA.

Una vez materializada la referida emisión y colocación de bonos, E.CL S.A. comunicará los otros términos y condiciones en calidad de hecho esencial en cumplimiento de lo dispuesto en la Circular N°1072 de esa Superintendencia.

Entre el 01 de enero de 2015 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.

HECHO ESENCIAL DEL 29 DE OCTUBRE DE 2014

De conformidad con la información que adelantáramos a esa Superintendencia mediante comunicación de Hecho Esencial de 24 de octubre de 2014, E.CL S.A. ha efectuado con fecha 29 de octubre de 2014 una emisión de bonos en mercados internacionales, por un monto total de USD 350.000.000, conforme a las normas de la Regla "144-A" (Rule 144-A) y de la Regulación "S" (Regulation S) ambas de la ley de valores de los Estados Unidos de América (U.S. Securities Act of 1933). Se solicitará su inscripción en la Lista Oficial de la Bolsa de Comercio de Luxemburgo (Official List of the Luxemburgo Stock Exchange) 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 cupón de 4,5%. Los intereses se pagarán semestralmente, comenzando el día 29 de enero de 2015 y el capital se amortizará en una sola cuota final el día 29 de enero de 2025. De conformidad con las normas aplicables, los referidos instrumentos no serán registrados en el Registro de Valores que lleva esa Superintendencia, ni ante la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América.

Los fondos obtenidos de la colocación de los señalados bonos, junto con caja disponible de la Sociedad, se destinarán por E.CL S.A. al prepago íntegro de: (i) los créditos asociados al project finance destinado a financiar la construcción y operación de la central termoeléctrica de propiedad de Central Termoeléctrica Andina S.A. ("CTA"), filial de la Sociedad, y (ii) los contratos de derivados (swaps) suscritos por CTA con el objeto de cubrir el riesgo de fluctuación de tasas de interés derivadas de dichos créditos. Con motivo del prepago en cuestión, la Sociedad se subrogará en los derechos de los acreedores pagados de cara a CTA.

HECHO ESENCIAL DEL 12 DE DICIEMBRE DE 2014

Con fecha 12 de diciembre de 2014, tuvo lugar el acto público de adjudicación de las ofertas económicas presentadas por los interesados en el proceso de licitación de suministros eléctricos denominado "SIC 2013/03 - 2° LLAMADO", realizado por las empresas concesionarias de distribución eléctrica del Sistema Interconectado Central (SIC), oportunidad en la que, de conformidad con las bases de licitación respectiva, la Comisión Nacional de Energía levantó un acta dando cuenta de las empresas oferentes, de los valores propuestos por cada una de ellas y de las ofertas adjudicadas.

De conformidad con lo anterior, con esta misma fecha fueron adjudicados a E.CL S.A. la totalidad de los 84 sub-bloques de potencia y energía eléctrica del denominado bloque 3 ofrecidos por la Sociedad, por un total de 5.040 GWh, para abastecer a clientes sometidos a regulación de precios para el período comprendido entre los años 2018 y 2032.

Con la adjudicación del contrato licitado, E.CL S.A. incrementará significativamente el monto de la potencia y energía contratadas con sus clientes y diversificará su cartera de clientes al ingresar al mercado del Sistema Interconectado Central.

Este nuevo suministro será abastecido con las actuales unidades de generación de la Sociedad y una nueva unidad que pretende construir en la Central Mejillones de su propiedad. Asimismo, para este mismo propósito, la Sociedad a través de su filial Transmisora Eléctrica del Norte S.A., está ejecutando el proyecto de construcción de una línea de transmisión de doble circuito de 500 kV y de hasta 1.500 MVA por circuito, de una extensión aproximada de 580 kilómetros, que permitirá conectar y evacuar la electricidad de unidades de generación ubicadas en Mejillones e inyectarla en el sector denominado Cardones (Copiapó), en el norte del Sistema Interconectado Central.



