

—
MEMORIA
ANUAL
—



CONTENIDOS



Energía esencial
para Chile y su gente.



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 2015.

En primer lugar, quisiera destacar los resultados del año, período en el que E.CL alcanzó una utilidad neta de US\$94 millones, que representó un alza de 6% respecto de 2014. En tanto, el EBITDA de la Compañía llegó a US\$313 millones en el ejercicio 2015, lo que significó un incremento de 2% comparado con el año anterior, debido principalmente a un mejor desempeño operacional.

Dentro de los hitos destacados de 2015, quisiera mencionar la decisión del Ministerio de Energía de incorporar la línea de Transmisora Eléctrica del Norte (TEN), filial de la Compañía, como parte del sistema de transmisión troncal del país, que permitirá unir a partir de 2018 el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) con el Sistema Interconectado Central (SIC), creando así un mercado de electricidad más competitivo, eficiente y confiable. La decisión gubernamental vino a confirmar la robustez del proyecto de nuestra Compañía, que fue avalado tanto por estudios encargados por el propio Ministerio de Energía, como por tres prestigiosas entidades del país: el Dictuc de la Universidad Católica, el Centro de

Energía de la Universidad de Chile y el IIT de la Universidad Concepción.

Durante todo 2015, las obras de la línea avanzaron según los plazos y presupuesto definidos, iniciándose la construcción de las primeras torres de transmisión. Paralelo a los avances en la construcción, comenzaron a implementarse planes de desarrollo social en las comunas donde el proyecto está inserto, en un trabajo conjunto con las autoridades locales y comunidades. La importancia de la línea para el desarrollo energético del país y la seriedad demostrada en su diseño e implementación fue reconocida por la sociedad, luego de que E.CL recibiera, de forma conjunta con el Ministerio de Energía, el galardón de “Mejor Iniciativa Público Privada” del año 2015, que otorga el Diario Financiero en una decisión en la que participan más de 9 mil lectores.

Para finalizar un positivo año, en diciembre de 2015 E.CL acordó con Red Eléctrica Internacional, a través de su filial Red Eléctrica Chile SpA, la venta del 50% del capital social de TEN, a partir de lo cual ambas compañías participarán conjuntamente en la construcción y explotación comercial del proyecto.

Además de ser parte del sistema troncal, la línea de TEN forma parte de los proyectos que permitirán a E.CL

ser un actor relevante en el Sistema Interconectado Central (SIC) en los próximos años. Justamente y como preparación para el nuevo escenario del que formará parte, la Compañía trabaja actualmente en la diversificación de su matriz energética, reforzando el uso de gas y el desarrollo de energías renovables. En esta materia, la Compañía ya cuenta con algunas experiencias exitosas en Arica, donde finalizamos la construcción de Pampa Camarones, el segundo parque solar en la zona y cuya operación debiera materializarse el primer semestre de este año, permitiendo inyectar al SING unos 6 MW.

En línea con lo anterior y como parte del nuevo mercado eléctrico del que formará cuando inyecte energía al SIC a partir de 2018, E.CL explora alternativas para desarrollar el potencial de mini hidro en la zona Centro Sur de Chile y alternativas para desarrollar centrales a gas natural en la misma zona. Esta nueva orientación está en línea con la decisión de la empresa controladora ENGIE, que anunció que privilegiará el desarrollo de proyectos a gas o de energía renovable. Esta visión está acorde a los nuevos tiempos, donde el éxito de las iniciativas de energía está centrado en una correcta armonía entre las variables económicas, ambientales y sociales.

Es así como Infraestructura Energética de Mejillones (IEM), proyecto en construcción ubicado en la comuna de Mejillones, avanza según los plazos comprometidos para cumplir con nuestros contratos de suministro, a partir de su entrada en operación planificada para 2018, con un diseño que considera altos estándares medioambientales y seguridad operacional.

En 2015 continuamos fortaleciendo también nuestra posición financiera. La confianza de los mercados en nuestra cartera de desarrollo se tradujo en el contrato de una línea de crédito de largo plazo con cinco instituciones bancarias -Banco Mizuho, BBVA, Citibank, Caixabank y HSBC- que ha permitido a la Compañía girar, de manera flexible, préstamos por un monto total de US\$270 millones, pagaderos en cinco años. El contrato de línea de crédito se enmarca dentro del plan financiero de la Compañía, que tiene como objeto otorgarle fondos y flexibilidad necesaria para financiar los diversos proyectos que E.CL lleva adelante. En la misma línea, quisiera destacar también el cierre de grandes contratos de suministro a largo plazo con Alto Norte y Lomas Bayas, todos ejemplos de la confiabilidad en la relación de la empresa con sus clientes.

Igual de importante que la posición de E.CL en los mercados nacionales



E.CL alcanzó una utilidad neta de **US\$94 millones**, representando un aumento de **US\$5,2 millones** respecto del año anterior.

e internacionales es el compromiso permanente con nuestros sitios en el norte de Chile junto con perfeccionar de forma permanente la gestión operacional orientada a reducir los costos de operación. Al respecto empezamos con éxito a operar desde junio de 2015 las instalaciones de Tocopilla según la nueva normativa de emisiones en términos de material particulado, dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno.

En materia social la Compañía fortaleció el plan de relacionamiento con las comunidades. En un trabajo conjunto con las autoridades locales y dirigentes sociales, continuaron adelante las mesas de trabajo implementadas en Mejillones y Tocopilla y que cada año benefician a decenas de organizaciones y otros grupos de vecinos. En ambas comunas se realizaron también distintas actividades recreativas, educacionales y culturales, que se han implementado en el largo plazo y que han estado orientadas a generar valor compartido. El método de trabajo se ha replicado también en otras zonas donde tenemos presencia. Dentro de las iniciativas sociales, quisiera destaca el convenio que E.CL firmó con el Municipio de Mejillones durante el primer semestre de 2015, que considera respaldar proyectos educacionales, deportivos, culturales, de pesca artesanal y que potencien a los

proveedores locales, todo en el marco de la construcción de IEM.

Todos los desafíos que nos planteó 2015 y que se reforzarán los próximos años, fueron acompañados de una nueva estrategia de funcionamiento, con el objetivo de elevar la posición de excelencia de E.CL y de enfrentar de la mejor forma posible los nuevos escenarios en los que estaremos insertos. El año pasado tuvimos el privilegio de celebrar 100 años desde el inicio de las operaciones en Tocopilla, lo que junto con ser un gran respaldo a nuestra tradición, también se transformó en una renovación del compromiso por ser una empresa sustentable, moderna y con un real aporte para el desarrollo energético nacional.

En ese marco, la Compañía reorganizó su estructura interna, dando paso a una más ágil, funcional a la estrategia y a las necesidades del mercado. Lo anterior tuvo su cara más visible con la creación de Unidades de Negocio de Generación (UNG), a partir de lo cual los activos de generación de los sitios de Tocopilla y Mejillones se trabajarán como unidades de gestión, lo que fortalecerá la especialización y favorecerá un trabajo más cercano y multidisciplinario, entre otros aspectos relevantes.

Quisiera finalizar agradeciendo a todos nuestros accionistas, socios, clientes, y proveedores por la confianza depositada en nuestra Compañía. Los logros obtenidos en 2015 son fruto de la relación de largo plazo que hemos construido.

De igual forma, agradezco a los vecinos de las comunidades donde estamos insertos por el trabajo que hemos desarrollado en conjunto y que se ha prolongado positivamente a lo largo del tiempo.

Muy especialmente, doy las gracias a todos nuestros colaboradores, que desde sus áreas específicas de trabajo se comprometen a diario, abordando los desafíos internos y externos con profesionalismo y altura de mira. Los invito a seguir formando parte de nuestra empresa y mantener el sello y el espíritu que nos han caracterizado a lo largo del tiempo.



PHILIP DE CNUDDE
Presidente



IDENTIFICACIÓN DE LA COMPAÑÍA

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

Central Termoeléctrica Tocopilla:

Avda. Dr. Leonardo Guzmán 0780, Tocopilla, Chile.
Teléfono: (56-55) 819 176

Central Diésel Arica:

Dirección: Avda. Santa María 2251, Arica, Chile
Teléfono: (56-58) 241 109

Sitio web:

www.e-cl.cl

Relación con los inversionistas:

Marcela Muñoz Lagos
Marcela.Munoz@e-cl.cl
(56-2) 2783 3307



DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS

E.CL S.A. (antes Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A. o Edelnor S.A.), fue 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 (o “Edelnor”), 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 Compañía 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. (en ese entonces Edelnor) 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 Compañía en bloque la totalidad de sus activos y pasivos, y recibiendo sus accionistas como única contraprestación acciones que emitió E.CL S.A en la forma y plazos acordados por la 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 Compañía 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 Compañía.

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 publicado 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 Compañía por “E.CL S.A.”, pudiendo también usar o identificarse para cualquier efecto con la sigla “E.CL”.

Finalmente, 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.

MISIÓN Y VISIÓN

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. Además, ser reconocidos como una empresa de servicios esenciales que aporta valor sostenible.



ESTA VISIÓN SE SUSTENTA EN TRES PILARES ESTRATÉGICOS:

1

OBTENER UNA RENTABILIDAD SUPERIOR AL PROMEDIO DE LA INDUSTRIA, MEJORANDO SIGNIFICATIVAMENTE NUESTRA OPERACIÓN ACTUAL EN EL SING.

2

GENERAR OPCIONES DE CRECIMIENTO A TRAVÉS DE UNA CARTERA DIVERSIFICADA DE PROYECTOS, TECNOLÓGICA Y GEOGRÁFICAMENTE.

3

LOGRAR QUE E.CL SEA UN ACTOR RECONOCIDO Y RELEVANTE EN EL SIC, CON UNA REPUTACIÓN QUE NOS HAGA SENTIR ORGULLOSOS DE PERTENECER A NUESTRA COMPAÑÍA.





NUESTRA ESTRATEGIA

Nuestra estrategia se centra en establecer contratos de largo plazo con nuestros clientes para el suministro de energía proveniente de nuestra capacidad de generación eficiente. Actualmente, esta se compone mayoritariamente de nuestras plantas a base de carbón y de gas natural en tanto cuentan con suministro de este combustible a precios competitivos. La Compañía busca crecer de forma organizada, a partir de la construcción de nuevas instalaciones de generación de energía sólo después de firmar contratos de suministro con 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 fórmulas de indexación de precios en nuestros contratos de venta y otras provisiones tales como cláusulas contractuales del tipo *take or pay*.

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, mientras crecemos en el SIC con clientes industriales (incluyendo los mineros) y distribuidoras de electricidad.

- Continuar manteniendo una cartera diversificada en Chile a base de activos de generación 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.
- 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, ENGIE (ex-GDF SUEZ).



ESTRUCTURA DE PROPIEDAD

E.CL S.A. es controlada por el Grupo ENGIE en forma directa a través de GDF SUEZ Energy Chile S.A., titular de 555.769.219 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 Compañía.

Durante el ejercicio 2015 se produjo un aumento en la participación directa de GDF SUEZ Energy Chile S.A. en la propiedad de E.CL al adquirir 124.975.240 acciones emitidas por E.CL de propiedad de Inversiones Mejillones S.A. La adquisición se produjo con motivo de una reestructuración societaria en la cual Inversiones Mejillones S.A. fue absorbida por la sociedad Inversiones Tocopilla 2A S.A., la que posteriormente se fusionó con GDF SUEZ Energy Chile S.A. siendo absorbida por esta última. Dichas fusiones fueron acordadas a fines del año 2014, terminando de cumplirse sus formalidades legales a principios del año 2015.

GDF SUEZ Energy Chile S.A. es una sociedad anónima cerrada chilena, cuyos únicos accionistas son International Power S.A., titular del 99,99% de las

acciones emitidas por la Compañía, y Suez Energy South America Participacoes Ltda., titular del 0,01% restante.

ENGIE es 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 ENGIE están listadas en las bolsas de valores de Bruselas 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 y ASPI Eurozone.

ENGIE 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, ENGIE 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, poco emisora 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 2015, la totalidad de las acciones se encuentran suscritas y pagadas.

Nómina de mayores accionistas

Nombre o Razón Social	Número de acciones suscritas	Número de acciones pagadas	Porcentaje de Participación
GDF SUEZ Energy Chile S.A.	555.769.219	555.769.219	52,76%
Larraín Vial S.A Corredora de Bolsa	28.944.780	28.944.780	2,75%
Moneda S.A. AFI para Pionero Fondo de Inversión	24.942.000	24.942.000	2,37%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo C	23.244.927	23.244.927	2,21%
AFP Cuprum S.A. Fondo Tipo A	20.513.195	20.513.195	1,95%
Banco de Chile, por cuenta de terceros no residentes	18.567.108	18.567.108	1,76%
AFP Habitat S.A. Fondo tipo B	18.450.835	18.450.835	1,75%
Banco Itaú por cuenta de inversionistas extranjeros	18.350.355	18.350.355	1,74%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo B	18.248.613	18.248.613	1,73%
AFP Habitat S.A. Para Fondo Tipo C	17.861.339	17.861.339	1,70%
AFP Cuprum S.A. Para Fondo Tipo C	17.796.825	17.796.825	1,69%
AFP Habitat S.A. Fondo Tipo A	16.593.264	16.593.264	1,58%
Otros	274.027.316	274.027.316	26,00%
Total	1.053.309.776	1.053.309.776	100%

Porcentaje por tipo de accionista

Tipo de accionista	Nº de Accionistas	Total Acciones	Porcentaje de Participación
Persona natural	1.452	5.358.013	0,51%
Persona jurídica	446	1.047.951.763	99,49%
Total	1.898	1.053.309.776	100%

Transacciones de acciones

Durante el año 2015 se informaron a la administración de E.CL las siguientes compras de acciones de la Compañía por parte de los accionistas mayoritarios, presidente, directores, gerente general y principales ejecutivos de la Compañía:

1. Transacciones efectuadas por una entidad controlada en forma directa o a través de personas relacionadas de un director:

Fecha	Tipo de Persona	Identificación	Nº de Acciones	Precio por acción
02/01/2015	Jurídica	Rodeo Value Fund Limited	127.953	\$898
05/01/2015	Jurídica	Rodeo Value Fund Limited	69.412	\$900
06/01/2015	Jurídica	Rodeo Value Fund Limited	161.886	\$926
13/01/2015	Jurídica	Rodeo Value Fund Limited	7.242	\$934
04/02/2015	Jurídica	Rodeo Value Fund Limited	200.000	\$1.000
01/04/2015	Jurídica	Rodeo Value Fund Limited	27.000	\$980
01/04/2015	Jurídica	Rodeo Value Fund Limited	16.252	\$976,5
01/04/2015	Jurídica	Rodeo Value Fund Limited	9.905	\$979
01/04/2015	Jurídica	Rodeo Value Fund Limited	843	\$976,5
5/08/2015	Jurídica	Asesorías e Inversiones ASGP	75.825	\$925
5/08/2015	Jurídica	Asesorías e Inversiones ASGP	22.245	\$915
6/08/2015	Jurídica	Asesorías e Inversiones ASGP	100.699	\$930
14/10/2015	Jurídica	Asesorías e Inversiones ASGP	100.000	\$1.000

2. Transacciones efectuadas por un pariente de hasta segundo grado de un director de la Compañía:

Fecha	Tipo de Persona	Identificación	Nº de Acciones	Precio por acción
27/07/2015	Natural	Felipe Pellegrini Munita	19.000	\$915
05/08/2015	Natural	Emilio Pellegrini Munita	7.111	\$914,8
05/08/2015	Natural	Emilio Pellegrini Munita	8.000	\$916

3. Transacciones efectuadas por accionista mayoritario no controlador:

Fecha	Tipo de Persona	Identificación	Nº de Acciones	Precio por acción
18/02/2015	Jurídica	Inversiones Mejillones S.A.	124.975.240	Sin precio por fusión de sociedades.
18/02/2015	Jurídica	Inversiones Tocopilla 2A S.A.	124.975.240	Sin precio por fusión de sociedades.
02/03/2015	Jurídica	GDF SUEZ Energy Chile S.A.	124.975.240	Sin precio por fusión de sociedades.

SÍNTESIS DE COMENTARIOS Y PROPOSICIONES DE ACCIONISTAS

Al 31 de diciembre de 2015 no han existido comentarios y/o proposiciones 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 la Compañía, enmarcando dentro de los lineamientos de este documento 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 señalado código implican, en algunos casos, exigencias mayores o adicionales a las establecidas en la ley.

Desde el año 2013 se encuentra implementada por la Compañía la NCG 341 de la Superintendencia de Valores y Seguros (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 la página web de la Compañía, a fin de facilitar a los diversos actores del mercado, conocer y evaluar el compromiso de la empresa en el cumplimiento y perfeccionamiento continuo de las 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 pueden surgir en el ejercicio del cargo de director, así como el procedimiento de inducción a cada nuevo director acerca de la Compañía, sus negocios, riesgos, sus principales políticas, criterios contables, controles y procedimientos.





ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL

REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO

En conformidad con lo dispuesto en la Ley N°18.046, la Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el 28 de abril de 2015, acordó que la remuneración del Directorio para el ejercicio 2015 fuera el equivalente de 160 Unidades de Fomento por sesión para cada director y que para el presidente fuera el equivalente a 320 Unidades de Fomento por sesión. Estableció también que los directores suplentes no tendrán derecho a remuneración alguna por el desempeño de sus cargos, salvo en cuanto reemplacen al titular respectivo. 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.

En el ejercicio 2015, E.CL no pagó asesorías adicionales a ningún miembro del Directorio de la Compañía y efectuó gastos por un monto de MUS\$ 139 por concepto de representación del Directorio en el mismo período.

Las remuneraciones brutas percibidas por los integrantes del Directorio durante los ejercicios 2014 y 2015, incluidas aquellas recibidas por los directores por su participación en el Comité de Directores, expresadas en miles de dólares, fueron las siguientes:

	2015	2014
	MUS\$	MUS\$
Juan Clavería A.	112	149
Jan Flachet	0	14
Philip De Cnudde	73	54
Manlio Alessi R.	93	81
Hendrik De Buyserie	19	33
Karen Poniachik P.	98	108
Cristian Eyzaguirre J.	73	88
Emilio Pellegrini R.	98	101
Pierre Devillers	18	0
Gerardo Marcelo Silva I.	0	0
Pablo Villarino H.	48	47
Dante Dell'Elce	18	20
Felipe Cabezas M.	6	13
Julien Pochet	0	13
Fernando Abara E.	0	0
Joaquín Gonzalez E.	0	0
Total	656	721

DIRECTORIO

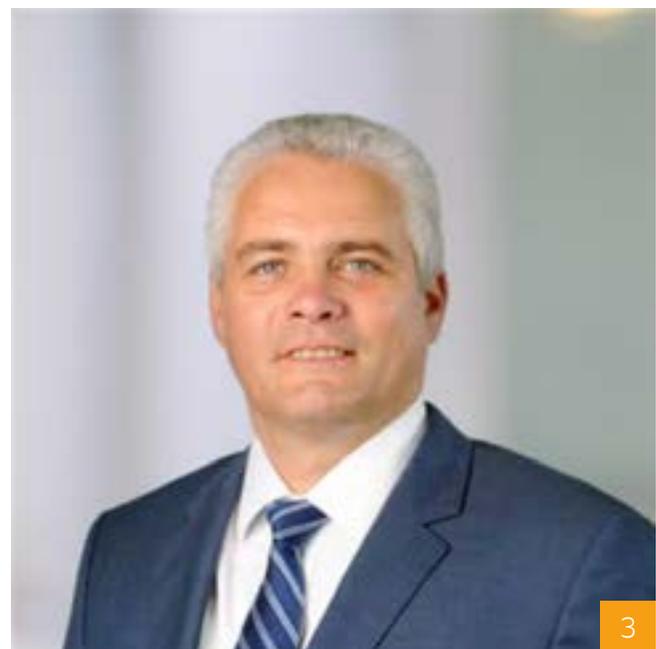
La empresa es administrada por un directorio compuesto por siete miembros titulares y sus respectivos suplentes.

De acuerdo a los estatutos sociales de E.CL, los directores permanecen dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos para un nuevo 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. Los Directores señor Juan Clavería Aliste y su suplente, señor Julien Pochet, presentaron su renuncia al Directorio de la Compañía, la cual fue aceptada por el mismo con fecha 29 de septiembre de 2015, siendo designado como director titular reemplazante, de conformidad con lo establecido en el artículo 32 de la Ley de Sociedades Anónimas, el señor Pierre Devillers.

La composición del Directorio al 31 de diciembre de 2015 era:



1

Director y presidente

Philip De Cnudde

Ingeniero Civil

Rut: 24.667.863-4

Suplente

Dante Dell'Elce

Contador

Pasaporte:12.523.767N

2

Director

Pierre Devillers

Abogado

Rut: 24.671.366-9

3

Director

Hendrik De Buyserie

Gestión de Recursos

Humanos

Pasaporte b: EJ838811

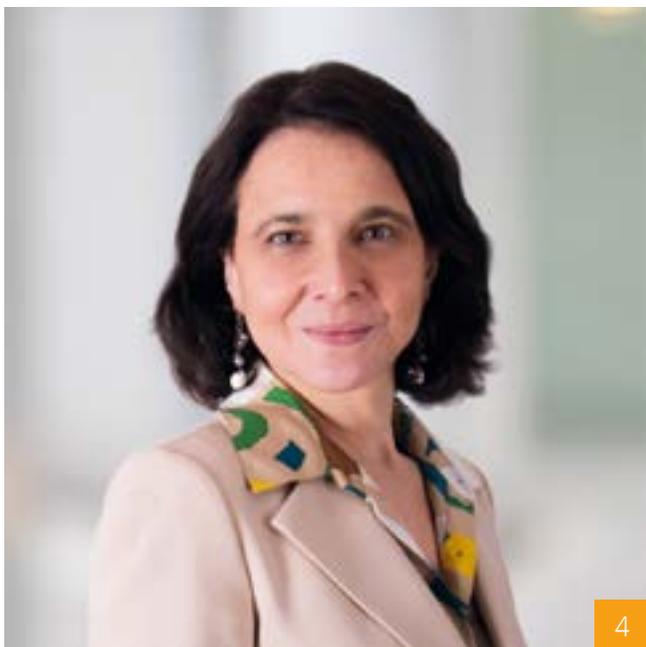
Suplente

Pablo Villarino Herrera

Abogado

Rut: 9.904.494-2





4

Directora

Karen Poniachik Pollak
Periodista
Rut: 6.379.415-5

Suplente

Fernando Abara Elías
Abogado
Rut: 8.003.772-4



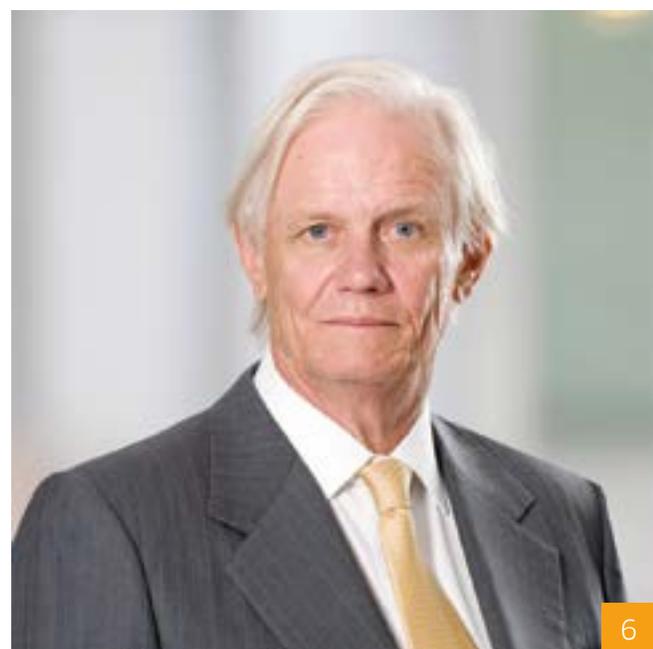
5

Director

Manlio Alessi Remedi
Economista
Rut: 14.746.419-3

Suplente

Felipe Cabezas Melo
Ingeniero Civil Industrial
Rut: 11.844.564-3



6

Director

Cristián Eyzaguirre Johnston
Economista
Rut: 4.773.765-6

Suplente

Joaquín González Errázuriz
Abogado
Rut: 6.550.944-K



7

Director

Emilio Pellegrini Ripamonti
Ingeniero Civil Industrial
Rut: 4.779.271-1

Suplente

Gerardo Marcelo Silva Iribarne
Ingeniero Comercial
Rut: 5.056.359-6

COMITÉ DE DIRECTORES

Si bien recién a partir de 2012 se hizo obligatorio para E.CL contar con un Comité de Directores, en cumplimiento del artículo 50 bis de la Ley 18.046, la Compañía se acogió voluntariamente en el año 2011 y constituyó el Comité de Directores, el cual se mantenía integrado, hasta el 31 de diciembre de 2015, por los directores, Karen Poniachik Pollak, Manlio Alessi Remedi y Emilio Pellegrini Ripamonti.

La Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el 28 de abril de 2015, acordó que la remuneración del Comité de Directores para el ejercicio fuera el equivalente a 55 Unidades de Fomento por cada mes calendario y aprobó un presupuesto anual de 2.000 Unidades de Fomento, con cargo al cual se efectuaron gastos ascendentes a US\$ 19 mil para la contratación de estudios y asesorías.

ACTIVIDADES REALIZADAS POR EL COMITÉ DE DIRECTORES DURANTE EL AÑO 2015

Durante el año 2015 el Comité de Directores se reunió regularmente y, haciendo uso de facultades y cumpliendo con sus deberes legales, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley N° 18.046, desarrolló las siguientes actividades:

- (1) Examinó y se pronunció respecto de los estados financieros trimestrales de la Sociedad durante el año 2015;
- (2) Se reunió con la empresa de auditoría externa de la Sociedad;
- (3) Revisó las observaciones del Informe de Control Interno emitido por la empresa de auditoría externa;
- (4) Se reunió con el Auditor Interno y Encargado de Prevención de Delitos y revisó las observaciones del informe emitido por éste;
- (5) Revisó las operaciones con partes

relacionadas que se detallan en el punto siguiente.

OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS

De conformidad con lo establecido en el Título XVI de la Ley 18.046, durante el año 2015 fueron presentadas al Comité de Directores como operaciones con partes relacionadas las que a continuación se indican, las que fueron informadas en su oportunidad al Directorio de la Sociedad, señalándole que ellas se ajustaban a condiciones de equidad similares a las que prevalecen en el mercado.

De esta forma, se presentaron al Comité y éste manifestó su opinión favorable a la aprobación y ejecución de los siguientes actos y contratos:

1. Contratar a Tractebel Engineering S.A. para la prestación de los servicios de Ingeniero de Contraparte u Owner's Engineer respecto del Proyecto Red Dragon consistente en la construcción de una planta de generación termoeléctrica en la Central Mejillones, lo que comprende: (a) como alcance base, la gestión del proyecto, la revisión de diseño y la supervisión del proyecto en faena, por un valor de US\$ 9.100.000; (b) la provisión de un equipo de ingeniería en Chile durante la fase de "Design Review", por un valor de US\$ 900.000; y (c) el trabajo de seguimiento, control y supervisión de la fabricación y prueba en fábrica de los equipos, por US\$ 2.500.000; todo lo anterior incluyendo el reembolso de los gastos que origine el desarrollo de su asesoría, lo que se estiman en US\$ 1.500.000 (sesión del Comité de fecha 27 de enero de 2015);

2. Extender el contrato de prestación de servicios de Ingeniero de Contraparte u Owner's Engineer celebrado por Transmisora Eléctrica del Norte S.A. con Tractebel Engineer S.A. respecto a la ingeniería de detalle del Proyecto Orange Phoenix, consistente en la construcción de un sistema de transmisión de 500 kV entre Mejillones y Cardones, por un valor mensual de UF 1.229 (sesión del Comité de fecha 27 de enero de 2015);
3. Participar en la Oferta de Aumento de Servicios convocada por Sociedad GNL Mejillones S.A. y, en el contexto de ésta, presentar una oferta económica por servicios de regasificación por la cantidad anual de hasta 5,26 TBtu, por los años 2018 a 2032 y, en el caso de no adquirir de terceros derechos de uso sobre el terminal de regasificación de Mejillones, negociar con Sociedad GNL Mejillones S.A. un volumen anual adicional de hasta 4,64 TBtu, por el mismo período (sesión del Comité de fecha 27 de enero de 2015);
4. Adjudicar a Tractebel Engineer S.A. la elaboración de la ingeniería básica y documentación técnica para preparar la licitación y gestión durante la fase de licitación de un proyecto de modernización de esquemas de protecciones de subestaciones eléctricas, por un valor total de UF 2.886 (sesión del Comité de fecha 3 de marzo de 2015);
5. Celebrar contratos de swaps con GDF Suez Trading, conjuntamente con JP Morgan, para materializar la estrategia de cobertura de riesgo de descalce en los precios de compra y venta de un embarque de gas natural licuado (sesión del Comité de fecha 3 de marzo de 2015);
6. Contratar a Tractebel Engineering S.A. conjuntamente con SIGA



- Ingeniería y Consultora S.A. para prestar servicios de ingeniería de contraparte e inspecciones técnicas de obra respecto del Proyecto Orange Phoenix, por un valor total no superior a US\$ 13.000.000, lo que no incluye el pago o reembolso de gastos de viaje y alojamiento que deriven de los servicios (sesión del Comité de fecha 28 de abril de 2015);
7. Contratar a Tractebel Engineering S.A. como Ingeniero de Contraparte u Owner's Engineer para el Proyecto Blue Dolphin, consistente en la construcción de un puerto para las unidades de la Central Térmica Mejillones, tanto para el trabajo en terreno como para la inspección en fábrica, por un valor de hasta US\$ 3.200.000. Además se contempló en esta aprobación el reembolso de los gastos que demanden los servicios de inspección en fábrica, con un monto máximo de US\$ 300.000 (sesión del Comité de fecha 26 de mayo de 2015);
 8. Modificar el contrato de suministro eléctrico vigente con Sociedad GNL Mejillones S.A. a fin de que la facturación de potencia del contrato sea calculada a partir de las horas de punta en lugar de la demanda máxima anual, modificación con la que se evitó la terminación anticipada del contrato (sesión del Comité de fecha 23 de junio de 2015);
 9. Ofrecer a Distrinor S.A. o a su continuadora legal Solgas S.A., la venta de hasta 100.000 m³/día de gas natural licuado para los años 2016 y 2017, con las mismas características y condiciones del suministro vigente con Distrinor S.A., oferta que finalmente no fue formulada (sesión del Comité de fecha 23 de junio de 2015);
 10. Contratar con Engie IT la adquisición del derecho de uso de licencias SAP para 373 usuarios y los servicios de mantenimiento SAP Business Objects, por un valor total de € 41.726 por el uso de las licencias SAP y € 9.350 por los servicios de mantenimiento SAP (sesión del Comité de fecha 28 de julio de 2015);
 11. Adjudicar a Tractebel Engineering S.A. los servicios de ingeniería para la construcción de los sistemas de transmisión Changos/Kapatur y Changos/Nueva Crucero - Encuentro, así como la elaboración de la ingeniería necesaria para ajustar el Estudio de Impacto Ambiental de la línea Chacaya/Crucero, por un valor de UF 3.575 más UF 2,31 por hora hombre adicional, limitadas éstas al 10% de las horas originalmente contratadas (sesión del Comité de fecha 28 de julio de 2015);
 12. Comprar a GDF Suez LNG Supply S.A. una cantidad adicional de 0,8 Tbtu de gas natural licuado a entregar durante el año 2015, a un valor no superior a US\$ 8,45 por MMBtu (sesión del Comité de fecha 25 de agosto de 2015);
 13. Celebrar con Sociedad GNL Mejillones S.A. un nuevo contrato de servicios de recepción, almacenamiento, regasificación y entrega de gas natural licuado del tipo Terminal Use Agreement ("TUA") durante el 2015, por la cantidad adicional de 0,2 Tbtu de gas natural licuado, en el precio publicado por dicha empresa para contratos de estas características y en las condiciones generales de TUA publicados en la página web de Sociedad GNL Mejillones S.A.
 14. Contratar con Sociedad GNL Mejillones S.A. la prestación de servicios de asesoría en la búsqueda de lugares adecuados para la instalación de una central de ciclo combinado, por una tarifa de \$ 29.000.000 por 37 días hábiles, contrato que finalmente no fue suscrito (sesión del Comité de fecha 25 de agosto de 2015);
 15. Aprobar el programa anual de suministro de gas natural licuado por parte de GDF Suez LNG para el año 2016, que comprende una cantidad equivalente al 95% del volumen contratado por 12,4 Tbtu de gas natural licuado (sesión del Comité de fecha 24 de noviembre de 2015);
 16. Vender gas a Solgas S.A. por la cantidad de 4Mm³, para su exportación a Argentina a través de Gasoducto Nor Andino, a un valor equivalente a su costo de oportunidad en el mercado del SING, que se estima en US\$ 8,41 MMBtu (sesión del Comité de fecha 15 de diciembre de 2015);
 17. Contratar a Engie University para realizar capacitaciones al personal de la Sociedad durante los años 2015 y 2016, por las cantidades totales de hasta US\$ 118.800 y US\$ 138.000, respectivamente (sesión del Comité de fecha 15 de diciembre de 2015);
 18. Extender el contrato de investigación y desarrollo celebrado con la filial Cobia del Desierto de Atacama SpA por hasta 5 meses, así como la provisión de fondos a ésta, por la cantidad mensual de hasta \$ 28.000.000, para solventar el Opex de ésta (sesión del Comité de fecha 15 de diciembre de 2015).

USO DE PRESUPUESTO DE GASTOS

El Comité de Directores hizo uso de la totalidad de su presupuesto de gastos de funcionamiento, aprobado por la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada el 28 de abril de 2015 por la cantidad de 2.000 UF, mediante la contratación de las siguientes asesorías acordadas en el Comité durante el período 2015:

- (1) Asesoría de la firma Locke Lord, por € 32.000; y
- (2) Asesorías del estudio Cogan, por US\$ 36.000 más € 29.000.

ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

Principales ejecutivos al 31 de Diciembre de 2015

Remuneraciones de los Principales Ejecutivos

Remuneración de Gerentes y Ejecutivos Principales	31-12-2015 MUS\$
Remuneraciones de Gerentes y Ejecutivos Principales y Dietas	4.137
Total	4.137



1

Gerente General
Axel Levêque

Ingeniero
Rut 14.710.940-7

Fecha desde que ejerce el cargo: Septiembre - 2014

2

Gerente Corporativo de Ingeniería y Proyectos
André Aerssens

Ingeniero
Rut 22.689.612-0

Fecha desde que ejerce el cargo: Abril - 2011

3

Gerente Corporativo de Operaciones
Carlos Ferruz

Ingeniero Civil Electricista
Rut 8.671.225-3

Fecha desde que ejerce el cargo: Mayo - 2014

4

Gerente Corporativo Comercial
Enzo Quezada Z.

Ingeniero Civil Eléctrico
Rut 9.409.711-8

Fecha desde que ejerce el cargo: Abril - 2011





4



5



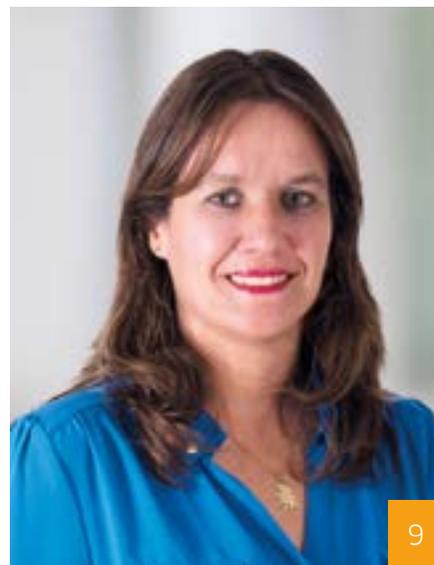
6



7



8



9

5**Gerente Corporativo Jurídico****Aníbal Prieto L.**

Abogado

Rut 9.387.791-8

Fecha desde que
ejerce el cargo:
Abril - 2011**6****Gerente Corporativo de Desarrollo****Demián Talavera**

Ingeniero Civil

Electricista

Rut 14.608.639-K

Fecha desde que
ejerce el cargo:
Enero - 2014**7****Gerente Corporativo de Finanzas****Carlos Freitas**

Ingeniero Civil

Industrial

Rut 21.620.971-0

Fecha desde que
ejerce el cargo:
Febrero - 2013**8****Gerente Corporativo de Personas, Procesos y Tecnologías****Nicky Vanlommel**

Psicóloga

Organizacional

Rut 24.637.771-5

Fecha desde que
ejerce el cargo:
Abril - 2015**9****Gerente Corporativo de Asuntos Corporativos****Beatriz Monreal**

Periodista

Rut 8.490.658-1

Fecha desde que
ejerce el cargo:
Abril - 2015



REORGANIZACIÓN PARA NUEVA ETAPA

Desde la perspectiva estratégica, para hacer frente a la evolución del mercado energético y a la necesidad de adaptarnos al nuevo y exigente entorno que enfrentamos, el 2015 se dio inicio a un proceso de transformación global en E.CL, que busca alinear a la organización y a nuestros colaboradores con la estrategia definida, y de esta manera alcanzar nuestra visión 2020. Este gran desafío organizacional, ha involucrado trabajar sobre distintos aspectos de nuestro quehacer, entre ellos, procesos, roles y responsabilidades, estructura organizacional y personas.

En este contexto, un paso relevante para la Gerencia de Recursos Humanos ha sido su reorganización, con el objetivo de poder soportar y apalancar adecuadamente los desafíos transversales que enfrenta E.CL. Es así que se crea la Gerencia Corporativa de Personas, Procesos y Tecnología, cuya misión es "Alinear a las personas, los procesos y la tecnología con la estrategia del negocio para aumentar las capacidades de la organización" velando

por el aprendizaje organizacional y el desarrollo de nuestros talentos, en un marco de buena relaciones laborales con sindicatos y colaboradores.

Desde la perspectiva "Personas", lo anterior ha permitido conducir y facilitar un proceso de cambio, de forma coordinada y participativa con las distintas Gerencias Corporativas, a través de un acompañamiento a lo largo del ciclo de vida de cada iniciativa que compone el proceso de transformación, es decir: análisis de contexto, diseño de la solución, procesos de validación, comunicación, implementación y posterior seguimiento. Este esfuerzo conjunto, nos ha permitido sentar las bases para seguir avanzando en alcanzar la excelencia.

Una de las iniciativas relevantes desarrollada durante el 2015 dice relación con la reestructuración realizada al interior de cada Gerencia Corporativa, la cual ha permitido transversalmente, revisar sus procesos, alinear roles y responsabilidades, incorporar nuevas competencias, promover movilidades, asignar a las mejores personas en los

puestos correctos y fomentar el trabajo multidisciplinario, entre otros aspectos. Dentro de esta iniciativa, una tarea esencial la constituye la reorganización realizada en la Gerencia Corporativa de Generación, la cual busca mejorar la gestión de las centrales termoeléctricas de Tocopilla y Mejillones, trabajando en forma focalizada sobre los activos de generación como unidades de gestión. Es así que se ha llegado al concepto de Unidades de Negocio de Generación (UNG), cuya implementación permitirá lograr:

- Una mayor identidad de los equipos de trabajo con su activo de generación, fortaleciendo la especialización, potenciando el conocimiento de su activo, como también favoreciendo un trabajo más cercano y multidisciplinario.
- Una medición más precisa sobre su gestión a través de indicadores más cercanos con su ámbito de acción.
- Una gestión más eficiente de nuestro quehacer, esto es, alcanzar altos estándares de seguridad, calidad y excelencia operacional.





En la ruta de la transformación que hemos iniciado, los próximos desafíos que enfrentamos como organización, serán afianzar el funcionamiento de la nueva formas de trabajo que se han implementado, como también, desarrollar los aspectos culturales que nos permitan seguir impulsando los comportamientos y valores, que mejor promuevan nuestros desafíos de aprendizaje y cambio organizacional.

GESTIÓN DE TALENTO

Desde la perspectiva de los principales procesos de recursos humanos, para poder hacer frente a estos profundos cambios, fue necesaria una activa y oportuna gestión del talento. En efecto, se han generado sobre 100 movilidades internas (geográficas y funcionales) lo cual ha sido posible gracias a un trabajo sistemático y permanente que acompañó todo el proceso de reorganización de las Gerencias Corporativas. Así mismo, otra tarea esencial en la gestión del talento, ha sido la implementación de los programas de liderazgo, con el objetivo de contribuir al desarrollo de las competencias de nuestros líderes, para orientar y

guiar eficientemente los esfuerzos de todos nuestros colaboradores hacia un desempeño de excelencia.

El Plan de Desarrollo, dirigido a fortalecer competencias en las personas con responsabilidades de jefatura fueron orientadas a diferentes grupos, destacándose:

Academia de Liderazgo

Este Programa, dirigido a 30 profesionales con personal a cargo, se orientó a fortalecer las competencias de liderazgo, en un espacio de aprendizaje colaborativo, donde fue posible compartir experiencias, desarrollar soluciones a casos reales de los propios participantes, incorporar conocimiento a través de charlas expositivas, y fortalecer la identidad de equipo a través de actividades *outdoor*, todo con el fin para fortalecer la red de colaboración interna y de liderazgo. Este programa iniciado el 2014 y finalizado a fines de 2015, fue ejecutado por la Facultad de Economía de la Universidad de Chile y tuvo una duración de 10 meses en el cual se realizaron 7 encuentros de dos días cada jornada.

Leadership in Health & Safety

Teniendo como foco la Seguridad y Salud Ocupacional, se desarrolló el programa dictado por ENGIE University, en el que participaron más de 60 personas que ocupan posición de Jefatura en la Compañía, entregando herramientas prácticas de uso corporativo en el grupo y que son aplicables en su quehacer diario como parte de los programas de seguridad.

Leadership & Change Management 1 y 2

También dictados por ENGIE University, estos cursos tuvieron como objetivo invitar a la reflexión individual, de manera de ser capaces de mejorar sus competencias de liderazgo en entornos complejos, inciertos y que cambian rápidamente. Estuvo dirigido principalmente a profesionales que se inician en el liderazgo de equipos o están próximo a hacerlo, y requieren tener conciencia de la importancia de prepararse para ser un agente de cambio y líder.



Liderazgo Estratégico, Táctico y Operativo

Durante 2015 se inició este programa orientado, en su primera etapa, al Comité Ejecutivo de la Compañía (Liderazgo Estratégico). En forma complementaria y secuencial durante 2016, continuaremos desplegando el programa en su nivel táctico, orientado a los Gerentes, y en su dimensión más operativa, orientado a las Jefaturas en terreno.

Otro aspecto esencial de la Gestión del Talento implementada durante el 2015 fueron las mejoras relevantes implementadas en el proceso de Gestión del Desempeño, todas las cuales apuntaron a generar un mayor alineamiento entre los objetivos personales y la estrategia de la Compañía. Las principales mejoras introducidas al proceso fueron:

- Redefinir y fortalecer el proceso de evaluación de desempeño, para apalancar adecuadamente la consecución de los objetivos personales, de área y estratégicos.
- Implementar una herramienta tecnológica de clase mundial,

facilitando a través de un ambiente único y colaborativo, la determinación de objetivos, bajada de información, monitoreo y evaluación. Esta herramienta de trabajo (*Success Factors*), conectada con el ambiente de la plataforma de negocios SAP, ha permitido la ejecución de un proceso transparente, informado y documentado para cada de sus etapas.

En materia de Compensaciones y Beneficios, y respondiendo a los desafíos estratégicos de E.CL, se ha avanzado en la ambición de convertirnos en un empleador de referencia, que: promueva la meritocracia, cuide la equidad interna, y asegure la competitividad externa en términos de compensaciones. Para cumplir con lo anterior, durante el 2015 se implementaron diversas acciones, entre las que se destacan:

- Evaluación de todos los cargos según la metodología "Hay", permitiendo obtener una comparación con el mercado eléctrico, y la realización de un análisis de la competitividad externa y la equidad interna.

- Renovación Seguro Complementario de Vida, Salud, Dental y Catastrófico, iniciado a través de un proceso de licitación en el mes de diciembre, y que consideró la participación de 6 empresas de relevancia en el rubro, permitiendo renovar con la empresa BICE VIDA y obtener importantes beneficios para la empresa.

Por último la Gestión de Personas en general estuvo orientada a ayudar a implementar reorganizaciones derivadas del plan de gestión global, en efecto las principales acciones en el 2015 fueron:

- Colaborar en la reorganización de las Centrales Diésel, esta actividad implicó una reasignación de funciones de colaboradores que trabajan en los sitios de Tamaya, Arica e Iquique, todas estas Centrales ajustaron sus dotaciones para operar en un nivel de mayor eficiencia.
- Colaborar con la eficacia del contrato de O&M Adecco, logrando al final del año, reasignar y modificar algunas actividades que permitieron una mayor eficacia en este contrato por casi 2 millones de dólares (91 personas)





- Implementar un Plan de Retiro voluntario para trabajadores con contrato indefinido, esto significó que 57 personas se acogieran a dicho plan, una parte de ellos lo hizo durante el año 2015 y otra lo hará durante el año 2016.
- Mantener unas relaciones laborales satisfactorias y con un buen nivel de diálogo con los representantes de los trabajadores.

Con ocasión del Centenario de E.CL la compañía realizó una gran celebración en Antofagasta, donde se reunió a todos sus trabajadores y ejecutivos, ocasión que permitió reconocer los principales hitos y colaboradores que han hecho posible el desarrollo de nuestra organización, destacando nuestra importancia y compromiso con el desarrollo del País, en el pasado, presente y futuro.

CALIDAD DE VIDA

Por parte de la Gerencia de Gestión de Personas, se realizó un levantamiento de las condiciones de trabajo en las subestaciones Arica, Iquique y Antofagasta, al igual que en las

centrales de Tocopilla y Mejillones, cuyas brechas y puntos de mejora se trabajarán con los líderes de cada área durante 2016.

POLICLÍNICO TOCOPILLA

En E.CL estamos preocupados por la salud y bienestar de nuestros colaboradores y sus familias. Por este motivo, contamos con un moderno policlínico y un equipo de médicos especializados al servicio de nuestra comunidad. Nuestro policlínico ha renovado sus áreas de esterilización y pabellón de cirugías menores, como así también adquirido moderno equipamiento digital, lo que permitirá atender de manera óptima los requerimientos de sus beneficiarios.

Con estas nuevas tecnologías y la experiencia del equipo médico procuramos 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 sus necesidades.

ESTADÍSTICAS DEL PERSONAL

Personas por Género

La composición del personal de la Compañía es la siguiente:

Género	Cantidad
Mujeres	105
Hombres	797
Total	902

PERSONAS POR NACIONALIDAD

La composición del personal de la Compañía de acuerdo a la nacionalidad es la siguiente:

País de origen	Cantidad
Argentina	10
Bélgica	8
Bolivia	1
Brasil	3
República Checa	1
Chile	862
Colombia	5
Ecuador	1
EE.UU.	1
Francia	3
Macedonia	1
Panamá	1
Perú	2
Salvador	2
Venezuela	1
Total	902



PERSONAS POR RANGO DE EDAD

La composición del personal de la Compañía de acuerdo al rango etario es la siguiente:

Edad (años)	Cantidad
Menor a 25	6
de 25 a 29	74
de 30 a 34	122
de 35 a 39	152
de 40 a 44	115
de 45 a 49	98
de 50 a 54	114
de 55 a 59	92
de 60 a 64	86
65 y más	43
Total	902

PERSONAS POR ANTIGÜEDAD

El personal de la compañía de acuerdo a su antigüedad laboral es el siguiente:

Rango antigüedad (años)	Cantidad
<=1	120
>1<=5	180
>5<=10	252
>10<=20	121
>20	229
Total	902

COMPOSICIÓN POR CARGO

Dentro del total de empleados de la Compañía (excluyendo algunos expatriados y otros de pago en pesos argentinos), la composición por cargo según género es la siguiente:

Clasificación por Cargo	Masculino	Femenino	Total
Ejecutivos	53	6	59
Profesionales nivel táctico	255	34	289
Operarios y administrativos	482	62	544
Total	790	102	892

PROPORCIÓN DE SUELDO POR GÉNERO

Del total de 892 empleados de la tabla anterior, la proporción que representa el sueldo bruto promedio (en base 100) en función del género y tipo de cargo es la siguiente:

Clasificación por Cargo	Masculino	Femenino
Ejecutivos	101,1%	90,2%
Profesionales nivel táctico	100,6%	95,5%
Operarios y administrativos	98,8%	109,7%
Total	100,2%	98,8%







— NEGOCIO DE LA COMPAÑÍA —

INDUSTRIA ELÉCTRICA

La industria eléctrica en Chile se divide en tres sectores: generación, transmisión y distribución. El sector de generación está compuesto por las empresas generadoras de electricidad, las que venden su producción a clientes no regulados, a distribuidoras y a otras empresas generadoras. El sector de transmisión, en tanto, está integrado por las compañías que transmiten, en alta tensión, la electricidad producida por las empresas generadoras o requerida por los grandes clientes. Por último, está el sector de distribución que 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. Durante los últimos años se ha desarrollado el proyecto de interconexión de ambos sistemas, bajo lo cual el SIC y el SING conformarán un sistema eléctrico unificado. Aparte del SIC y el SING, el sur de Chile cuenta con dos sistemas aislados, que suministran electricidad a zonas remotas.

La operación de las empresas generadoras de electricidad está coordinada por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), entidad autónoma en la que participan las empresas generadoras, las empresas transmisoras y los grandes clientes. La generación de electricidad es coordinada por los CDEC, quienes determinan el despacho de las unidades de generación

en función de sus costos variables de tal forma de cubrir la demanda de energía al mínimo costo posible. Los CDEC deben velar por la operación óptima y segura de los sistemas.

MARCO REGULATORIO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

El mercado eléctrico está regido por 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”). El DFL N° 4 ha sido modificado y complementado con las siguientes Leyes:

- Ley N° 20.220 del año 2007. Se incorporaron exigencias a los participantes de la industria para incrementar la seguridad del suministro en los sistemas eléctricos;
- Ley N° 20.571 del año 2012. Introdujo el régimen de Netbilling para remunerar el aporte de pequeños generadores residenciales;
- Ley N° 20.701 del año 2013. Busca facilitar la tramitación de las solicitudes por la constitución de concesiones eléctricas.
- Ley N° 20.698 del año 2013. Busca promover el uso de energía renovable no convencional fijando una meta de generación equivalente a un 20% para el año 2025;
- Ley N° 20.726 del año 2014. Modifica las atribuciones de la Comisión para que pueda licitar la interconexión entre el SIC y SING como obra nueva troncal.
- Ley N° 20.805 del año 2015. Perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sujetos a regulaciones de precios.

HECHOS REGULATORIOS RELEVANTES DE 2015

Decretos Supremos:

Durante el año 2015, se destaca la dictación de los siguientes Decretos Supremos:

- D.S. N° 6/2015 del Ministerio de Energía que aprueba el reglamento que establece los requisitos que deben cumplir las instalaciones de cogeneración eficiente.
- D.S. N° 8T/2015 del Ministerio de Energía, que extiende durante 2015 la vigencia del Decreto de Transmisión Troncal 2011-2014.
- D.S. N° 158/2015 del Ministerio de Energía, que fija el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los siguientes doce meses.
- D.S. N° 7T/2015 del Ministerio de Energía, que extiende durante 2015 la vigencia del Decreto de Subtransmisión 2011-2014.
- D.S. N° 68/2015 del Ministerio de Energía, que modifica el Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo.
- D.S. N° 46/2015 del Ministerio de Energía, que modifica el Reglamento para la aplicación de la Ley N° 19.657, sobre concesiones de energía geotérmica.
- D.S. N° 101/2014 del Ministerio de Energía, que modifica el Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación.

- D.S. N° 23/2015 del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de operación y administración de los Sistemas Medianos establecidos en la LGSE.

Dictámenes del Panel de Expertos:

Durante el año 2015, destacan las siguientes decisiones:

- Discrepancia N° 01-2015 presentada por Colbún Transmisión S.A., Transelec S.A. y San Andrés SpA, respecto del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal Período 2014-2015.
- Discrepancia N° 02-2015 presentada por AES Gener S.A. con la Dirección de Operación del CDEC-SING, respecto de la entrega de información relativa a los costos de combustibles.
- Discrepancia N° 03-2015 presentada por E.CL S.A. contra EnorChile S.A., respecto del régimen de acceso abierto a instalaciones de transmisión adicional.
- Discrepancia N° 04-2015 presentada por Central Solar Desierto I SpA contra Sociedad Contractual Minera Franke, respecto del acceso abierto a instalaciones de transmisión adicional.
- Discrepancia N° 05-2015 presentada por Hidropaloma S.A. contra el Decreto 7T que extiende vigencia del Decreto Supremo N°14 de 2012, que fija tarifas de sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación.
- Discrepancia N° 06-2015 presentada por AES Gener S.A., Anglo American Sur S.A., Chilectra S.A., Colbún S.A., Colbún



Transmisión S.A., Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM, E.CL S.A., Minera Escondida Ltda., Parque Eólico Los Cururos Ltda., Parque Eólico Valle de los Vientos S.A., Sistema de Transmisión del Norte S.A., Transelec S.A. y Transmisora Eléctrica del Norte S.A., respecto del Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal Cuatrienio 2016-2019.

Resoluciones Exentas (Res. Exta.) de la Comisión Nacional de Energía (CNE):

Durante el año 2015 se ha dado el informe favorable a los siguientes procedimientos del CDEC-SING:

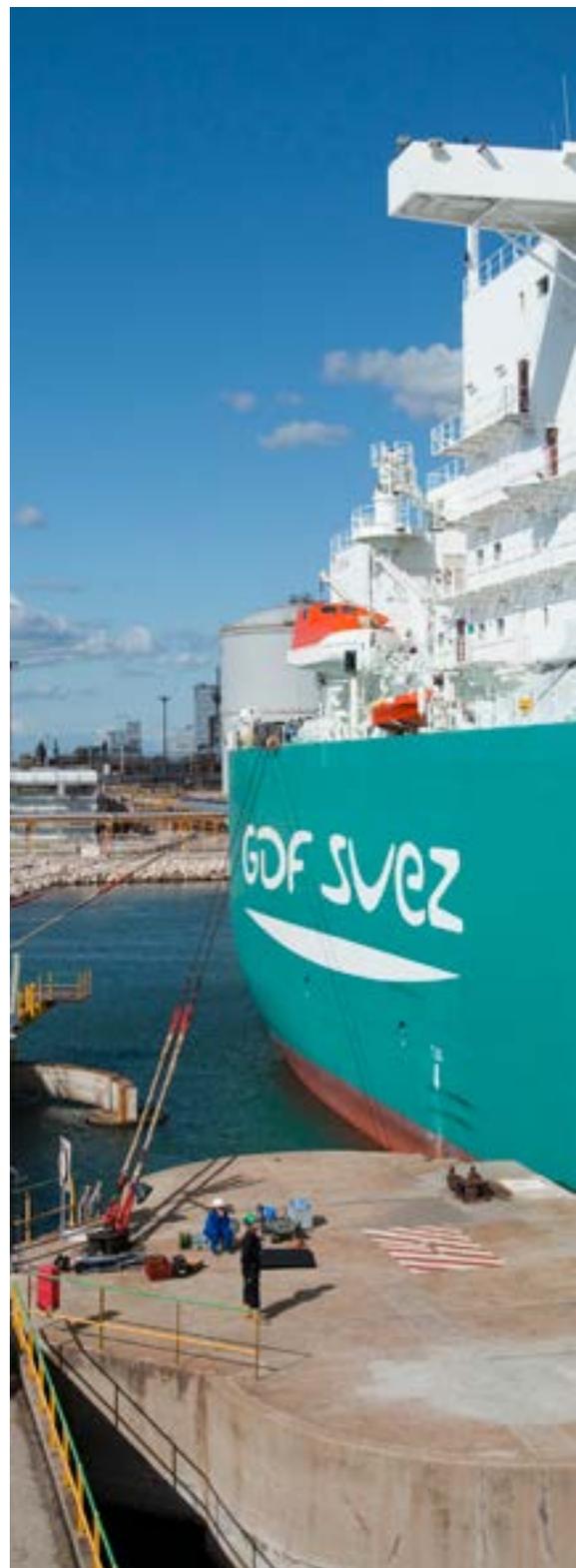
- Res. Exta. CNE N°171/2015 – Procedimiento DP “Valorización de Transferencias Económicas”.
- Res. Exta. CNE N°467/2015 – Procedimiento DAP “Confección del Presupuesto del CDEC-SING”.
- Res. Exta. CNE N°544/2015 – Procedimiento DAP “Financiamiento del CDEC-SING”.
- Res. Exta. CNE N°669/2015 – Procedimiento DP “Cálculo de Costos Marginales para Transferencias de Energía”.

Adicionalmente, la Comisión Nacional de Energía ha emitido las siguientes resoluciones que afectan la operación y planificación del SING:

- Res. Exta. CNE N°55/2015 – Reglamento Interno del CDEC-SING.
- Res. Exta. CNE N°297/2015 – Modifica Norma Técnica con Exigencias de

Seguridad y Calidad de Servicio para el SING y para el SIC.

- Res. Exta. CNE N°494/2015 – Modifica Norma Técnica con Exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio para el SING y para el SIC e incorpora anexos que indica.
- Res. Exta. CNE N°679/2015 – Modifica Norma Técnica con Exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio para el SING y para el SIC e incorpora anexos que indica.
- Res. Exta. CNE N°316/2015 – Aprueba Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal Cuatrienio 2016-2019.
- Res. Exta. CNE N°74/2015 – Modifica texto de las Bases de Licitación de las Obras Nuevas contempladas en D.E. N°201/2014.
- Res. Exta. CNE N°168/2015 y N°220/2015 – Modifican texto de las Bases de Licitación de las Obras Nuevas contempladas en el D.E. N°201/2014.
- Res. Exta. CNE N°96/2015 – Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal. Período 2014-2015.
- Res. Exta. CNE N°615/2015 – Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal Período 2015-2016.
- Res. Exta. CNE N°616/2015 – Aprueba el Informe Definitivo para la Determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal para los años 2016-2019.





Proyecto de Ley:

La Cámara de Diputados de Chile aprobó el proyecto ingresado en agosto de 2015 que “Establece nuevos sistemas de transmisión de energía eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional”. Las temáticas que aborda el proyecto son siete, a saber: i) Creación de un Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional: financiado por los clientes libres y regulados, con lo que se independiza de los actores del mercado; ii) Planificación Energética y de la Expansión de la Transmisión: compuesto por a) Sistemas de Transmisión Nacional (actualmente Troncal); b) Sistemas de Transmisión Zonal (actualmente Subtransmisión); c) Sistemas Dedicados (actualmente transmisión Adicional); d) Polos de Desarrollo y finalmente; e) Interconexión internacional; iii) Polos de Desarrollo: se formaliza la existencia de las zonas con altos potenciales de generación; iv) Definición de Trazados: se propone un nuevo Procedimiento de Estudio de Franja para determinados trazados de transmisión eléctrica, por parte del Ministerio de Energía; v) Acceso Abierto: se extiende el alcance del acceso abierto a todas las instalaciones de transmisión; vi) Remuneración del Sistema: se unifica el proceso de calificación de las instalaciones de transmisión de cada segmento en un solo proceso. Además se transparenta el pago de la transmisión asignándolo directamente a los clientes finales y; vii) Desarrollo Normativo, Regulación, Seguridad y Calidad de Servicio: Se precisa alcance de CNE respecto a sus facultades para todos los actores de la cadena eléctrica.

Hoja de Ruta 2050: Hacia una Energía Sustentable e Inclusiva del Ministerio de Energía:

Dentro del marco del Proceso de Planificación Participativa de la Política Energética de Largo Plazo del Ministerio de Energía, se elaboró la Hoja de Ruta 2050: Hacia una Energía Sustentable e Inclusiva, a través de un Comité Consultivo de Energía (liderado por el Ministro de Energía y compuesto por 27 actores clave del sector, incluyendo representantes de ministerios e instituciones públicas, gremios, sociedad civil y destacados académicos de prestigiosas universidades del país). El objetivo fue acordar una serie de propuestas relacionadas al desarrollo energético estratégico del país, dando así una señal de que se es capaz de enfrentar un gran desafío y encontrar acuerdos transversales por medio de un debate serio e inclusivo, respaldado con información de calidad y un análisis riguroso.

Para elaborar la Hoja de Ruta 2050 se consideraron los aportes de talleres realizados a lo largo del país y la visión de cerca de 50 expertos nacionales e internacionales. Se inició con una visión compartida a 35 años, que luego se transformó en el marco de referencia. Luego se analizó la situación actual y la brecha de ésta con la visión deseada, dando paso a una serie de debates con lo cual se acordaron las grandes transformaciones y se fijaron las metas de mediano y largo plazo, entendiendo cómo esa visión de largo plazo se interconecta con la toma de decisiones de hoy.

La Hoja de Ruta 2050 apunta a un futuro energético bajo en emisiones, a costos competitivos, inclusivo y resiliente, encontrando soluciones armónicas a los desafíos económicos, ambientales y sociales del sector. Concluye que al menos un 70%, de la matriz eléctrica al 2050, debe provenir de fuentes renovables, con énfasis en energía solar y eólica, complementadas con nuevos desarrollos hidroeléctricos con capacidad de regulación, sin descartar la incorporación progresiva de fuentes de generación emergentes, tales como la geotermia, la biomasa y la energía oceánica. Dado lo anterior, enfatiza la necesidad de avanzar en la adopción de nuevos estándares ambientales y mecanismos para internalizar los impactos negativos de la generación eléctrica, ampliando, por ejemplo, el uso de instrumentos como impuestos al carbono o *cap and trade*. En cuanto a la utilización de combustibles, el Comité destaca la necesidad de avanzar en el uso de aquéllos de bajas emisiones, logrando una participación de, al menos, el 65% en la matriz de combustibles al año 2050.

Además, la Hoja de Ruta considera que la energía es una condición esencial para el desarrollo, al generar nuevo conocimiento, bienes y servicios tecnológicos, pero siempre avanzando en una infraestructura que sea compatible con los territorios en donde se inserta e integrando los intereses de los diferentes actores, sectores, instituciones y escalas territoriales, transitando, desde la lógica actual de compensaciones, hacia una que intenta insertar las iniciativas energéticas en el concepto de desarrollo local, que buscan y promueven las propias comunidades.

HECHOS RELEVANTES DE LA INDUSTRIA EN 2015

- **Estudio de Transmisión Troncal:**

El 6 de febrero de 2015, se dio a conocer el Estudio de Transmisión Troncal efectuado por el consultor independiente contratado por la Comisión Nacional de Energía el que concluyó que el proyecto de transmisión en corriente alterna de la filial de E.CL, TEN, representa actualmente la mejor alternativa de interconexión del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC) en tanto cumpla ciertas condiciones técnicas y de capacidad.

- **Firma del Decreto de Interconexión:**

Con fecha 16 de abril tuvo lugar el acto público donde se firmó el decreto 158 sobre el Plan de Expansión Anual del Sistema de Transmisión Troncal, formalizando la interconexión entre los sistemas SING y SIC mediante dos nuevas líneas de transmisión, Changos-Kapatur, de tres kilómetros; y Changos-Nueva Crucero/Encuentro de 140 kilómetros, a ser licitadas, además del proyecto TEN que facilitaría dicha interconexión. El ministro de Energía, Máximo Pacheco, aseguró que esta interconexión permitirá tener un único sistema eléctrico con más de 20 mil MW de potencia instalada, y requerirá de una coordinación mediante un único Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC).

- **Informe técnico del estudio de transmisión troncal:**

Con fecha 31 de julio, la CNE publicó el Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión de los

Sistemas de Transmisión Troncal para el cuatrienio 2016-2019 ("ETT"). El 14 de agosto Transmisora Eléctrica del Norte ("TEN") y otras empresas del sector de transmisión eléctrica presentaron discrepancias frente al Panel de Expertos. La CNE recomendó acoger las discrepancias presentadas por TEN. El 20 de octubre, el Panel de Expertos publicó su Dictamen N°6-2015, fijando el valor de inversión ("VI") de TEN en US\$ 738,3 millones, lo que equivale a una anualidad ("AVI") de US\$ 74 millones. Esto, unido al reconocimiento de costos anuales de operación y mantención ("COMA") de US\$ 9,7 millones, resulta en un valor anual total ("VATT") de ingresos troncales de US\$ 83,7 millones. Estos valores se encuentran expresados con tipos de cambio de octubre de 2013. Dicho informe técnico también establece la composición de los ingresos por moneda y las fórmulas de indexación. De esta forma, un 59% del AVI se encuentra en dólares y se indexa al CPI de Estados Unidos, mientras que un 41% está en pesos indexado a la inflación chilena.

- **Bases de licitación para nuevas obras de transmisión:**

En el mes de julio de 2015 la CNE aprobó las bases de licitación para la adjudicación de los derechos de explotación y ejecución de las obras nuevas contempladas en el decreto exento 158 del Ministerio de Energía acerca de la interconexión entre los sistemas SING y SIC. Estas obras incluyen una nueva línea 2x500 kV de 1.500 MW entre S/E Los Changos y S/E Nueva Crucero Encuentro, bancos de autotransformadores 2x750 MVA 500/220 kV en S/E



Nueva Crucero Encuentro, banco de autotransformadores 750 MVA 500/220 kV en S/E Los Changos y una nueva línea 2x220 kV de 1.500 MW entre S/E Los Changos y S/E Kapatur. La habilitación de esta última línea Changos-Kapatur, de aproximadamente tres kilómetros, es condición necesaria para que el proyecto TEN comience a recibir los ingresos troncales descritos en el párrafo anterior. Estas obras fueron adjudicadas a Transelect S.A. el día 14 de marzo de 2016.

LA COMPAÑÍA

Descripción del negocio: E.CL está comprometida 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, la empresa es la cuarta más grande entre las generadoras del país y la de mayor tamaño en generación eléctrica del SING, que es la segunda mayor red de Chile. El SING suministra aproximadamente

el 26% de la demanda total de energía eléctrica del país.

La participación de mercado de E.CL en el SING, al 31 de diciembre de 2015, fue de aproximadamente 49%, medida por la capacidad instalada. E.CL suministra electricidad, principalmente, a la gran minería y clientes industriales en el SING, así como toda la demanda de electricidad de Emelari S.A., Eliqsa S.A. y Elecda S.A., subsidiarias de EMEL, el único grupo de distribución de electricidad en el SING, con prestación de servicios a clientes regulados.

Como resultado de las operaciones ya descritas, E.CL posee actualmente de forma directa todas sus plantas de generación de electricidad a excepción de dos plantas a base de carbón propiedad de sus subsidiarias, Central Termoeléctrica Andina S.A. ("CTA") e Inversiones Hornitos S.A. ("CTH").

E.CL también es propietaria de un puerto, a través de su filial Electroandina; de dos empresas de

transporte de gas, Gasoducto Nor Andino SpA ("GNAC") y Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. ("GNAA"), que poseen y operan los segmentos de Chile y Argentina, respectivamente; del Gasoducto NorAndino, un gasoducto de 1.066 kilómetros, que conecta el norte de Argentina y Chile; y un proyecto de transmisión en fase de construcción, a través de su filial Transmisora Eléctrica del Norte S.A. ("TEN").

Entre los hitos de la historia reciente de la empresa se encuentran:

- 29 de diciembre de 2009, E.CL, anteriormente Edelnor, se fusionó con Inversiones Tocopilla I S.A. Como consecuencia de esta operación, 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. Esta última dejó de ser filial de E.CL en diciembre de 2013, tras ser vendida a Solgas S.A., filial del grupo ENGIE.





- En diciembre de 2011 Electroandina se dividió en dos compañías: 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 Central Termoeléctrica Tocopilla. A raíz de esta división, Electroandina Dos se fusionó con E.CL, pasando esta última a controlar todos los activos de generación de Electroandina.
- El 16 de enero de 2014, E.CL adquirió Transmisora Eléctrica del Norte ("TEN"), a GDF SUEZ Energy Chile S.A., otra filial de ENGIE. TEN, actualmente está construyendo el proyecto de transmisión de aproximadamente 600 kilómetros de doble circuito en 500 kV que será parte crucial de los sistemas de interconexión entre el SING y el SIC.
- 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 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 hasta 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.

- El 4 de diciembre de 2015 se firmó el acuerdo entre E.CL y Red Eléctrica mediante el cual Red

Eléctrica Chile adquirirá el 50% del capital social de TEN. Con ello, ambas compañías participarán, conjuntamente, en calidad de socios durante los períodos de construcción y explotación comercial del proyecto de interconexión entre el SING y el SIC.

Capacidad instalada: E.CL cuenta con una cartera diversificada de activos que consiste en 18 plantas termoeléctricas, una planta solar y una central hidroeléctrica, todos ubicados en la región del Norte Grande de Chile (regiones de Tarapacá, Antofagasta y Arica-Parinacota).

Al 31 de diciembre de 2015, la empresa contaba con una capacidad bruta total instalada de 2.108 MW. De ello, 1.119 MW se basan en carbón (53%), 688 MW en gas natural/diésel (33%), 191 MW basado en fuel oil # 6 (9%), 98 MW basado en petróleo diésel (4%) (con 3 MW o 0,1% que no es propiedad de la Compañía) y 12 MW hidroeléctrica y generación solar (1%).

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

**Planta de energía E.CL
2015**

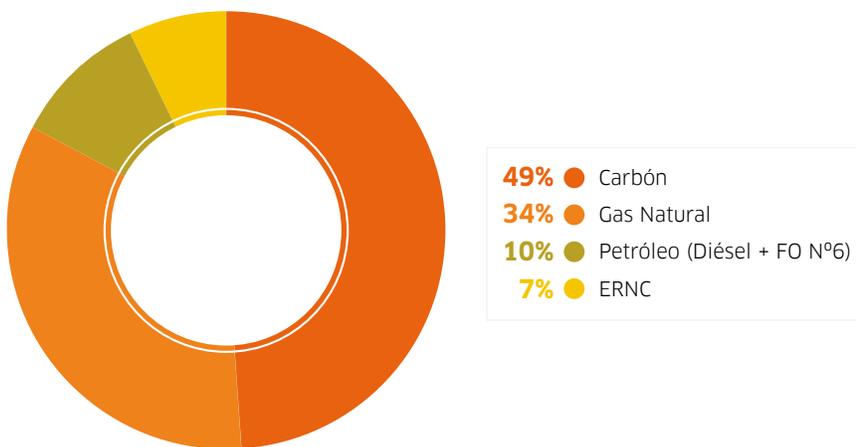
Nombre de Planta	Nombre de Unidad	Tipo	Tipo combustible	Año en que entró en Servicio	Capacidad Instalada (MW)
E.CL					
Chapiquiña	CHAP	Hidráulica de pasada	Agua	1957	10
	M1AR	Motor Diésel	Gasóleo	1953	3
Arica	M2AR	Motor Diésel	Gasóleo	1961-1963	3
	GMAR	Motor Diésel	Gasóleo	1973	8
	EL AGUILA I	Solar fotovoltaica	Solar	2013	2
Iquique	SUIQ	Motor Diésel	Gasóleo	1957	4
	MIIQ	Motor Diésel	Gasóleo	1963-1964	3
	MAIQ	Motor FO 6	Fuel oil #6	1972	6
	TG10	Motor turbo gas	Gasóleo	1978	24
	MSIQ	Motor FO 6	Fuel oil #6	1985	6
Mejillones	CTM1	Planta carbón	Carbón	1995	166
	CTM2	Planta carbón	Carbón	1998	175
	CTM3	Ciclo combinado	Natural gas/ LNG/ Diesel oil	2000	251
	CTA	Planta carbón–Lecho fluidizado	Carbón/Biomasa	2011	169
	CTH(2)	Planta Carbón–Lecho fluidizado	Carbón/Biomasa	2011	170
Enaex (1)	DEUTZ	Motor Diésel	Gasóleo	1996	2
	CUMMINS	Motor Diésel	Gasóleo	1996	1
Tocopilla	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
	TG3	Turbo gas gas/Diésel	Gas Natural / Gasóleo	1993	38
Tamaya	SUTA	Motor 10 FO 6	Fuel oil #6	2009	104
Total E.CL (Consolidado)					2.108

(1) Enaex no es propiedad de E.CL. La Compañía recibe una cuota proporcional a su participación en Enaex en el CDEC/ SING.

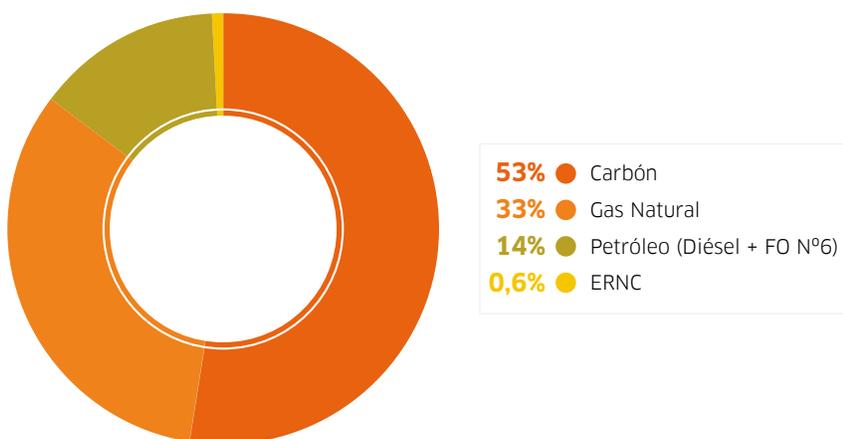
(2) 40% de CTH es propiedad de Inversiones Punta Rieles Ltda., subsidiaria indirecta de Antofagasta PLC; por lo tanto, la participación proporcional en la capacidad instalada bruta en CTH es de 102 MW.

Capacidad instalada por tipo de combustible: De forma similar al portafolio del SING, las instalaciones de generación de E.CL operan en su mayoría con combustibles fósiles, tales como el carbón, gas natural, petróleo diésel y fuel oil. Los combustibles representan el mayor componente de costos dentro del negocio de la empresa. El nivel de despacho de las plantas productoras de energía depende de sus costos variables de producción, lo que a su vez depende de los precios de los distintos combustibles.

Capacidad instalada del SING por tipo de combustible, diciembre 2015



Capacidad instalada E.CL por tipo de combustible, diciembre, 2015





GESTIÓN COMERCIAL

Mercado

Tal como se señalara anteriormente, Chile cuenta con cuatro sistemas de energía interconectados. El sistema más grande del país es el Sistema Interconectado Central (SIC), con una capacidad instalada de 15.911 MW al 31 de diciembre de 2015, abarcando desde Taltal, por el norte, hasta la isla de Chiloé, en el sur; con una extensión aproximada de 2.100 kilómetros. Este sistema sirve a cerca del 92% de la población chilena.

Los clientes regulados representan casi el 55% del consumo de energía del país y el 70% del consumo de energía en el SIC. Aproximadamente el 61% de la capacidad instalada en el SIC corresponde a instalaciones hidroeléctricas, un 32% a plantas termoeléctricas y cerca del 7% a plantas solares fotovoltaicas y parques eólicos.

A su vez, el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) abarca toda la

región norte de Chile, siendo un sistema termoeléctrico basado en el uso de carbón, gas natural licuado y el petróleo diésel. Los proveedores de electricidad más importantes del SING son E.CL, que representa cerca del 49% de la capacidad instalada, AES Gener y Endesa.

AES Gener es propietaria de una central a base de gas natural en Salta, Argentina, que está conectada al SING a través de la línea de transmisión Interandes, que dejó de inyectar electricidad al SING en 2008. Asimismo, mediante sus filiales Norgener y Angamos, es dueña de centrales generadoras a base de carbón.

Endesa, es propietaria de Celta, que posee una unidad generadora en base a carbón, y GasAtacama, que tiene dos ciclos combinados a gas natural, que pueden también operar con diésel.

Los clientes mineros e industriales, cuya potencia conectada es superior a 5 MW entran en contratos de suministro con generadores o distribuidores a precios negociados bilateralmente puesto que

estos clientes no están sujetos a precios regulados. Sólo Emel S.A., formada por tres empresas de distribución (Emelari S.A., Eliqsa S.A. y Elecda S.A.) y controlada por CGE, está sujeta a precios regulados para sus clientes residenciales, y clientes comerciales o industriales cuya potencia conectada es inferior a 500 kW y aquellos clientes con potencia conectada inferior a 5 MW, que han optado por ser clientes sometidos a precios regulados.

Venta de energía:

La normativa vigente indica que todas las empresas generadoras pueden vender energía a través de contratos con compañías de distribución, para sus clientes regulados y no regulados, o de manera directa a los clientes no regulados. Las generadoras, además, pueden vender energía a otras empresas generadoras en el mercado spot a costo marginal, así como también pueden venderse energía entre sí, fuera del mercado spot, a precios negociados entre ellos.





Ventas a empresas de distribución para clientes regulados

Para el abastecimiento de energía a clientes regulados, a través de empresas de distribución, las generadoras participan de un proceso de licitación pública que se desarrolla bajo la regulación del Reglamento de Licitaciones del Ministerio de Economía y la Ley General de Servicios Eléctricos. Se establece, además, que las distribuidoras tienen la obligación de respaldar los consumos de sus clientes regulados mediante contratos de suministro de largo plazo.

Venta a clientes no regulados o “libres”

Los clientes no regulados son aquellos

que tienen una demanda horaria máxima de suministro eléctrico de al menos 5.000 kW o aquellos consumidores con una demanda de al menos 500 kW que optan por un régimen no regulado. Las tarifas y condiciones en los contratos con los clientes no regulados se negocian libremente entre el generador y el cliente o entre la distribuidora y el cliente, cuando ello corresponda.

Todos los contratos se proveen desde el sistema, independientemente de si el generador que provee contractualmente el suministro, es capaz o no de generar la electricidad para satisfacer la demanda de su cliente.

Es el Centro de Despacho Económico de Carga (“CDEC”), quien determina la posición neta de los generadores individuales en el mercado spot de energía, a partir de la diferencia entre (a) sus retiros de energía desde el sistema para suministrar sus contratos y (b) su energía inyectada a partir del despacho centralizado. En cuanto a la potencia, el CDEC calcula la diferencia entre la potencia demandada por sus clientes en la hora de la demanda máxima del sistema y su potencia firme. La siguiente tabla contiene información referente a las ventas consolidadas de electricidad de E.CL 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 2015

	2015		2014		2013	
	Ventas (GWh)	% Volumen de ventas	Ventas (GWh)	% Volumen de ventas	Ventas (GWh)	% Volumen de ventas
Ciudadanos no regulados	7.091	76%	7.087	77%	7.643	79%
Ciudadanos regulados	1.897	20%	1.912	21%	1.822	19%
Ventas mercado spot	404	4%	211	2%	240	2%
Total Ventas de Electricidad	9.392	100%	9.210	100%	9.704	100%

CLIENTES

De acuerdo con la política comercial establecida por E.CL, los contratos con los clientes son a largo plazo y los suministros involucrados están basados en la capacidad instalada, integrada por plantas a carbón y gas natural.

El terminal de gas natural licuado ("GNL") en Mejillones, de propiedad de ENGIE y Codelco que inició sus operaciones en mayo de 2010, y los contratos de suministro de GNL que ha obtenido E.CL, desde esa fecha, han proporcionado nuevas oportunidades para la producción y venta de electricidad generada a partir de este combustible.

Respecto al segmento de clientes regulados, E.CL S.A. tiene vigentes 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), que son distribuidoras de propiedad 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.

En relación 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 los yacimientos El Tesoro y Esperanza, Minera Michilla S.A. y Minera Antucoya)
- Codelco Chile (divisiones Chuquicamata, Radomiro Tomic y Gabriela Mistral)

- Freeport-McMoran (Minera El Abra)
- Barrick en conjunto con Antofagasta Minerals (Compañía Minera Zaldivar SpA)
- Glencore (complejo metalúrgico Altonorte S.A. y Compañía Minera Lomas Bayas)
- BHP Billiton (Compañía Minera Cerro Colorado Ltda.)
- Quiborax S.A. (El Águila)
- Haldeman Mining Company S.A. (La Cascada)

Adicionalmente, E.CL mantiene contratos con: 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., Mall Plaza Antofagasta S.A. y Sociedad GNL Mejillones S.A, entre otros.

Contratos de suministro firmados durante el 2015

Empresas distribuidoras del Sistema Interconectado Central (SIC)

Con fecha 12 de diciembre del 2014, E.CL se adjudicó parte del suministro eléctrico para las empresas distribuidoras que abastecen los consumos regulados del Sistema Interconectado Central, por un consumo de 2.016 GWh/año durante el año 2018 y 5.040 GWh/año en el periodo entre 2019 y 2032. A julio de 2015, la Compañía finalizó el proceso de firma de los respectivos contratos de suministro con todas las empresas distribuidoras del SIC. Para hacer frente a estos compromisos, se inició la construcción del sistema de transmisión asociado a la interconexión del SING y SIC y una

unidad en base a carbón del Proyecto de Infraestructura Energética en Mejillones.

Grupo Glencore:

En octubre de 2015, se firmaron los siguientes contratos:

1. Contrato de Suministro Eléctrico con "Complejo Metalúrgico Altonorte S.A", por una potencia de 50 MW y su energía asociada. Este suministro entra en vigencia el 1° de Julio del 2017 y finaliza el 31 de diciembre del 2032.
2. Contrato de Suministro Eléctrico con "Compañía Minera Lomas Bayas", por una potencia de 50 MW y su energía asociada. Este suministro se inicia el 1° de Julio del 2018 y finaliza el 30 de Junio del 2028.

Michilla

En diciembre de 2015, se firmó un nuevo Contrato con Minera Michilla, por 5 MW de potencia y su energía asociada. Este suministro se inició el 1° de enero del 2016 y finaliza el 31 de diciembre del 2017.

Contratos de suministro que vencieron durante el 2015

El contrato con Minera Cerro Dominador S.A. - Planta Santa Margarita, fue suscrito el 10 de junio de 2004 por una potencia de 6,3 MW. Tuvo una duración de 10 años, finalizando el 30 de junio de 2015.

Transmisora Eléctrica del Norte ("TEN") Durante el año 2015 la empresa TEN presentó un importante crecimiento, logrando que el segmento principal de su proyecto de transmisión fuera considerado por la Autoridad como parte de la interconexión entre el Sistema Interconectado del Norte Grande y el





Sistema Interconectado Central. El año 2015 estuvo marcado por los siguientes hitos principales:

- Enero 2015 - Obras tempranas en la construcción de las líneas adicionales que unían las subestaciones TEN GIS y la Subestación nueva Cardones (proyecto TEN);
- Febrero 2015 - Inicio de movimientos de tierra en la subestación TEN GIS;
- Abril 2015 - Ministerio de Energía emite el Decreto 158, mediante el cual se le exige una serie de modificaciones al proyecto adicional de TEN para que dicho proyecto sea considerado como parte de la interconexión entre el SIC y SING;
- 11 junio 2015 - TEN da cumplimiento a las exigencias del Decreto 158, tal como lo señala la Resolución Exenta 307;
- 19 junio 2015 - Comisión Nacional de Energía publica mediante la Resolución Exenta 316, el Estudio de Transmisión Troncal 2016-2019. Las instalaciones entre la Subestación Los Changos y Nueva Cardones son calificadas como Troncal, con un valor de inversión reconocido de US\$560 millones;
- 31 julio 2015 - Como consecuencia de observaciones enviadas por TEN, la Comisión Nacional de Energía modifica el Estudio de Transmisión Troncal 2016-2019, aumentando el valor de inversión reconocido para la línea troncal de TEN a US\$666 millones;
- 14 agosto 2015 - TEN presentó una discrepancia ante el Panel de Expertos, solicitando se corrigieran errores en la valorización de sus instalaciones troncales;
- 20 octubre 2015 - Panel de Expertos emite Dictamen, aumentando la valorización troncal de TEN a US\$738 millones, lo cual es confirmado por el Decreto 23T del Ministerio de Energía
- 4 diciembre 2015 - Se firmó el acuerdo mediante el cual Red Eléctrica Chile adquirirá a E.CL el 50% del capital social de TEN
- Diciembre 2015 - Proyecto lleva un avance dentro del presupuesto y el cronograma esperado.

OPERACIÓN

Generación

La generación bruta de la Compañía, durante el año 2015, alcanzó los 9.060 GWh, registrando un alza de 0,6% respecto del período 2014. La siguiente tabla muestra la generación bruta por unidades y centrales.

Generación bruta por unidades principales y centrales:

Unidad	GWh brutos
CTM1	934
CTM2	1.213
CTM3	250
Chapiquiña	46
Diésel Arica	12
Diésel Iquique	10
Tamaya	33
Solar El Águila	5
U16	1.321
U15	921
U14	818
U13	510
U12	492
T. Gas 1	3
T. Gas 2	3
T. Gas 3	8
CTA	1.190
CTH	1.293
TOTAL	9.060

Generación bruta por tipo de combustible

Tipo Combustible	2015	
	GWh brutos	[%]
Carbón	7.369	81,3%
Petróleo	69	0,8%
Gas Natural	1.571	17,3%
Solar	5	0,1%
Hidráulica	46	0,5%
Total	9.060	100%

Producción bruta de energía en el SING en 2015

Empresas	2015	
	Producción Bruta (GWh)	[%]
AES Gener	2.735	15%
Angamos	3.872	21%
Celta	966	5%
E.CL	9.060	48%
GasAtacama	1.372	7%
Otras generadoras	802	4%
Total	18.805	100%

Transmisión

La Gerencia de Transmisión es la responsable de la operación, el mantenimiento, el reemplazo de equipos y de la ejecución de nuevos proyectos 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°4/2006).

Los ingresos del negocio de transmisión eléctrica provienen de cada segmento (troncal, subtransmisión o adicional), además, de la venta de servicios, tales como: arrendamiento de espacios físicos, uso de instalaciones comunes y servicios de operación y mantención contratados, por terceros, que se conectan a subestaciones de E.CL.

Además de los activos de generación eléctrica, al 31 de Diciembre de 2015, la empresa es propietaria de 2.250 kilómetros de líneas de transmisión de alta tensión y de 116 kilómetros de líneas de baja tensión, que utiliza, principalmente, para transportar la electricidad que se provee a los clientes. De los 2.250 kilómetros de líneas de transmisión, 240 kilómetros de líneas

han sido clasificados por el regulador como activos de subtransmisión, siendo los restantes 2.010 kilómetros líneas de transmisión, clasificadas como pertenecientes al segmento adicional. Al cierre del año 2015, ninguna de las líneas de transmisión era considerada como parte del sistema de transmisión troncal, manteniendo esta clasificación sólo una parte de las instalaciones comunes de la subestación Crucero.

Por otro lado, E.CL es propietaria de 20 subestaciones ubicadas en todo el SING, las que poseen equipos de transformación para elevar o reducir el voltaje de suministro de las centrales generadoras o el voltaje de retiro por parte de los clientes. Al 31 de diciembre de 2015, las líneas de transmisión de alto voltaje de E.CL, representaron aproximadamente el 29% de las líneas de transmisión totales existentes en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

Regulación en transmisión

Con fecha 21 de abril de 2015 se publicó en el Diario Oficial el Decreto N°158 exento del Ministerio de Energía. Éste instruye a E.CL licitar las obras de ampliación en la subestación Crucero por aproximadamente 1,7 millones de dólares, en el marco del Plan de Obras

de ampliación del sistema de transmisión troncal del SING. La obra deberá ser adjudicada en junio de 2016 y entrar en servicio ,a más tardar, en junio de 2019.

Con fecha 22 de abril de 2015 se publicó en el Diario Oficial el Decreto N°7T que extiende la vigencia del Decreto Supremo N°14 de 2012, que Fija Tarifas del Sistema de Subtransmisión y de Transmisión Adicional y sus Fórmulas de Indexación, extendiendo la vigencia del decreto hasta el 31 de diciembre de 2015.

Con fecha 22 de abril de 2015 se publicó en el Diario Oficial el Decreto N°8T, la extensión de la vigencia del Decreto Supremo N°61 de 2011, que Fija Instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal, el Área de Influencia Común, el Valor Anual de Transmisión por Tramo y su Componentes con sus Fórmulas de Indexación para el Cuadrienio 2011-2014, extendiendo la vigencia del decreto hasta el 31 de diciembre de 2015.

Con fecha 24 de noviembre de 2015 la CNE publicó la Resolución Exenta N°616 que Aprueba el Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal para el Cuadrienio 2016-2019. En este documento se clasifica como parte del sistema de transmisión troncal del SING, a partir del 2016, a las siguientes instalaciones de E.CL:

- Línea 1x220 kV Pozo Almonte-Lagunas
- Línea 1x220 kV El Cobre-Laberinto
- Línea 1x220 kV Crucero-Chuquicamata
- Línea 1x220 kV Crucero-Salar

- Instalaciones comunes de S/E Crucero, S/E Pozo Almonte y S/E El Cobre

Ingresos de transmisión.

En relación a los ingresos facturados por el área de Transmisión, ellos alcanzaron los US\$ 15,4 millones, cifra superior a los US\$ 13,9 millones facturados durante el año 2014, producto de la mayor venta de servicios. Los principales ingresos provienen de peajes (64%) y de los ingresos por conexión y arriendos (28%), el restante es producto de la venta de servicios.

Operación y mantenimiento

Durante el año 2015, la disponibilidad promedio de las líneas de transmisión alcanzó el 99,97%, muy similar al año 2014 que fue de 99,96%.

Respecto del plan de mantenimiento preventivo básico de las instalaciones, se alcanzó un cumplimiento de 94,9%, levemente inferior al 95,4% del año 2014.

En cuanto a los planes de mantenimientos mayores, tuvieron como objetivo de asegurar una alta calidad de servicio y aumentar la confiabilidad de las instalaciones de transmisión de E.CL, en las Zonas Eléctricas de:

Tarapacá

- Reemplazo del bushing 220kV del ATR2 de Pozo Almonte
- Mantenimiento mayor al CTBC -MR 3 X MI 802 del ATR2 de Pozo Almonte
- Reemplazo del reconector de 23kV alimentador Huara en S/E Tamarugal
- Regenerado de aceite dieléctrico a transformadores de poder S/E Tamarugal y S/E Dolores



- Reemplazo cargador y banco de baterías 110Vcc en S/E Tamarugal
 - Reemplazo interruptores paños H1, HT1 y HT2 de S/E Pozo Almonte
 - Reemplazo de conductor y estructuras sector Cuya en Línea de 110KV Arica-Pozo
 - Reemplazo de 12 crucetas de 66KV x 110KV, Línea 110KV Arica- Pozo, (para prevención de fallas por electrocución de aves)
 - Reemplazo de conductor sector cuesta el Toro, Iquique - Pozo Almonte 1
 - Reemplazo de aislación tipo porcelana por tipo vidrio recubierta en silicona tipo Sedicoat, Iquique - Pozo Almonte 2 (para prevención de fallas por contaminación)
 - Reemplazo de aislación y crucetas, Línea Iquique - Pozo Almonte 1
 - Reemplazo estructuras en cruces de carretera obras Sacyr
 - Reemplazo relé de protección diferencial 87T autotransformador Nro. 1, S/E Pozo Almonte
 - Reemplazo equipos Oplat teleprotección Siemens SWT-3000 en Línea 220kV Lagunas - Pozo Almonte, ambos extremos (cuatro equipos).
- Tocopilla**
- Mantenimiento mayor a tres bahías Gis SIEMENS DE 220KV, en S/E 220KV CTT.
 - Reemplazo de 2 desconectadores, marca Alstom modelo S2DA en S/E 110Kv exterior patio 105.
 - Overhaul de los seis años a CTBC en ATR N°2 y booster N°2 en S/E 220KV CTT, Además, de 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 15 km de las líneas de 110 kV, circuitos 2 y 3 desde S/E CTT 110Kv a S/E Tamaya.
 - Reemplazo de cuatro circuitos de 110KV tramo subterráneo desde S/E 110KV interior hacia patio de Mufas. Tramo de 500 mts por circuito. Conductor seco XLPE con terminales de siliconas para evitar desconexiones por lavado manual, mejorando la disponibilidad de los circuitos mencionados.
 - Reemplazo de ocho desconectadores marca Alstom asociados a los circuitos N°1, N°3 de 110KV en S/E 110KV interior CTT, en reemplazo por fin de vida útil de los equipos y aumento de disponibilidad de circuitos como incremento de confiabilidad de barras N°1 y N°2 de la misma instalación.
 - Reemplazo de ferretería, aislación y conductor en cuatro km en zona laguna seca, correspondiente a circuito N°1 de 110KV Tocopilla - S/E
- A, aumentando la disponibilidad de dicho circuito.
- Reemplazo de aisladores por tipo silicona en dos km de líneas zona costa, correspondientes a los circuitos N°1 y N°4 de 110 KV, ara aumentar la disponibilidad de los circuitos y disminuyendo las horas de desconexión por lavado manual de aisladores.
 - Implementación de sistema de monitoreo de gases y descargas parciales en transformador 220/23KV SSAA y reactor, ambos de S/E Crucero. Monitoreo de activo.
 - Implementación de sistema de monitoreo de temperatura a transformadores ATR N°1, ATR N°2, Booster N°1 y Booster N°2 de CTT (devanado y cuba principal) con la finalidad de monitorear la temperatura para el control de transferencia y mejorar el mantenimiento del activo. Estas señales serán integradas a la RTU para ser visualizada en Centro de Control E.CL y derivadas al CDEC, según lo requerido en documento CDEC-SING P037/2011 artículo N°13.
- Antofagasta**
- Mantenimiento mayor a desconectadores de paño Gaby en S/E El Cobre, con intervención de trabajos a potencial del personal de líneas de transmisión de zona Antofagasta.
 - Overhaul a LT de 110 kV Mejillones-Chacaya (1,4 km), en donde se realizó reemplazo de: conductor, ferretería, aislación de vidrio por SICOAT, y pintura de estructuras.



- Overhaul a LT de 110 kV Mejillones-Antofagasta, etapas III y IV, en donde se realizaron los siguientes trabajos: instalación de extensión de estructura, reemplazo de ferretería, aislación de vidrio por Sicoat y pintura de estructuras.
- Overhaul a Línea 13,8 kV interconexión N° 1 Antofagasta-Mall Plaza, en donde se realizó el reemplazo de: conductor, aisladores cerámicos por poliméricos, postes, tirantes, crucetas. Además, se instaló desconectador tipo cuchillo en la estructura N° 1 para segmentar la línea aérea de la subterránea.
- Reemplazo de protecciones 21/21N y 50BF en anillo de 110 kV S/E Antofagasta - S/E Capricornio - S/E Altonorte.
- Reemplazo de protección 21/21N S2 en ambos extremos de LT 110 kV Mejillones-Antofagasta.
- Reemplazo de protecciones 67N, 87L en paños de ambos extremos de LT 220 kV Chacaya-Mejillones.
- Reemplazo de cargadores de baterías de 4x110 Vdc y 4x48 Vdc en S/E Chacaya.
- Reemplazo de cargadores de baterías de 2x110 Vdc y 2x48 Vdc en S/E Capricornio.
- Reemplazo de cargadores de baterías de 2x110 Vdc y 2x48 Vdc en S/E Altonorte.
- Reemplazo de interruptor 52E2 correspondiente al alimentador circunvalación en S/E Antofagasta.
- Trabajos de acuerdo a Plan de Mejoramiento de Integridad Sísmica:
- Reforzamiento de base de interruptor 52J-06L de 220 kV en paño El Cobre en S/E Laberinto.
- Instalación de llaves de corte en bases de transformadores de S/E Antofagasta, S/E Mejillones (ATR 220/110/13,8 kV) y S/E Chacaya (ATR 220/110/23-13,8 kV).

La energía no suministrada a clientes, producto de fallas en el sistema de transmisión, alcanzó los 0,226 GWh inferior a los 2,517 GWh del 2014.

E.CL se ha 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, los equipos de la empresa son los responsables del lavado y limpieza de las líneas de transmisión. El trabajo se realiza de acuerdo con las normas ISO 9001, ISO 14001, ISO 27000 y OHSAS 18000, y también se ofrecen servicios de mantenimiento de línea de transmisión a terceros.

Además, la Compañía cuenta con un equipo de ingenieros responsable de la promoción, construcción y supervisión de los proyectos de transmisión propios. Proyectos de transmisión

Los desarrollos más recientes en el negocio de transmisión son:

- Reemplazo de conductor y estructuras sector Cuya en Línea de 110 kV Arica - Pozo.
- Reemplazo interruptores 52H11, 52HT1 y 52HT2 en S/E Pozo Almonte.
- Reemplazo de 15 km de las líneas de 110 kV, circuitos 2 y 3 desde S/E CTT 110 kV a S/E Tamaya, a la espera CDEC para entrar en servicio.
- Reemplazo protección diferencial de barras 220 kV en S/E Crucero.
- Proyecto sistema de transmisión Pampa Camarones, el que considera la conexión de la planta fotovoltaica Pampa Camarones al SING, mediante la construcción de una línea 1x23 kV de aproximadamente nueve km y la nueva S/E Vítor 110/23 kV. La nueva S/E Vítor 110/23 kV reemplazará la actual S/E Tap Off Vítor y seccionará la línea 110 kV Arica - Pozo Almonte.

Transporte de Gas

Como se mencionó anteriormente, E.CL es propietaria de dos empresas de transporte de gas, Gasoducto Nor Andino Chile SpA (GNAC) y Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. (GNAA), las que poseen y operan los segmentos chileno y argentino del Gasoducto Nor Andino, un gasoducto de 1.066 kilómetros de extensión y que conecta el norte de Argentina y de Chile. El segmento argentino del gasoducto,



operado por GNAA, 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 de Chile con Argentina. El gasoducto Nor Andino tiene dos puntos de inyección de gas, uno situado en el noroeste de Argentina y la cuenca boliviana del suroeste, y otro ubicado en Mejillones y conectado al terminal de GNL de propiedad GNL Mejillones S.A. 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 que ingresa por Crucero termina en la ciudad costera de Tocopilla en ciclo combinado a base de gas natural de Electroandina (U16). La otra rama Crucero termina en la ciudad de Mejillones en la planta en base de gas natural, ciclo combinado (CTM3).

La capacidad de transporte actual del gasoducto es de 4,5 millones de metros cúbicos por día, ampliable por diseño hasta 8 millones de metros cúbicos diarios. Tras la entrada en operaciones del terminal de GNL de propiedad de GNL Mejillones S.A. en 2010, el Gasoducto Nor Andino 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 dos millones de metros



cúbicos por día desde Chile a Argentina. En julio de 1999, GNA firmó un acuerdo para 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 cuenta con capacidad de transporte de gas de 1,58 Mm³/día. El acuerdo de transporte de gas de E.CL con GNA cuenta con una capacidad de transporte de gas de 1,1 Mm³/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. A través de uno de los contratos de transporte de gas con Electroandina, GNA ofrece servicios de transporte de gas a la empresa distribuidora de gas Distrinor, que fue vendida a Solgas S.A. a finales de 2013. GNA también tiene pequeños contratos de transporte de gas con empresas mineras y clientes residenciales en Argentina.

Movimiento Portuario

Puerto Mejillones:

Durante el 2015 el movimiento de carbón fue similar al periodo 2014. En relación a la producción de cenizas y escorias, ésta mostró un incremento anual, debido principalmente a la quema de carbones de menor calidad y mayor porcentaje de cenizas en las unidades CTA y CTH.

Servicios portuarios y manejo combustible

CTM	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
Carbón recepcionado	930.132	883.892	942.052	926.694	877.917	882.945	1.056.027	(+20%)
Carbón cargado	892.833	896.463	911.186	901.624	827.224	860.494	799.980	(-7%)
Manejo de cenizas	112.396	72.819	65.459	110.383	144.356	120.861	105.108	(-13%)
Total	1.935.361	1.853.174	1.918.697	1.938.701	1.849.497	1.864.300	1.961.115	

CTA-CTH	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
Carbón recepcionado	-	-	-	948.265	844.832	1.025.956	846.342	(-18%)
Carbón cargado	-	-	-	912.843	902.207	858.102	1.053.163	(+23%)
Manejo de cenizas	-	-	-	229.348	218.888	123.474	184.729	(+50%)
Total	-	-	-	2.090.456	1.965.927	2.007.532	2.084.234	
Venta de ceniza	-	-	-	-	36.348	49.920	69.651	

Mejillones (CTM+CTA+CTH)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
Carbón recepcionado	930.132	883.892	942.052	1.874.959	1.722.749	1.908.901	1.902.369	0%
Carbón cargado	892.833	896.463	911.186	1.814.467	1.729.431	1.718.596	1.853.143	(+8%)
Manejo de cenizas	112.396	72.819	65.459	339.731	363.244	244.335	289.836	(+19%)
Total Mejillones	1.935.361	1.853.174	1.918.697	4.029.157	3.815.424	3.871.832	4.045.348	

Puerto de Tocopilla:

Durante el 2015 el movimiento portuario total registró una disminución de 4,1%, en relación al año anterior, debido, principalmente, a la baja en el manejo de combustibles líquidos (diésel y bunker) y por el cambio de carbón a otros con mejor poder calorífico.

En relación a la producción de cenizas y escorias, ésta tuvo un aumento de 32,2%, con respecto al año 2014, debido al ingreso de la cal en los sistemas de desulfurización en las U12, U13, U14 y U15.

CTT (valores expresados en toneladas físicas)

Tocopilla	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Carbón recepcionado (E.CL y Gener)	2.109.541	2.273.472	1.964.444	2.072.685	2.123.755	2.120.148	1.909.662
Carbón cargado (E.CL y Gener)	2.106.287	2.349.473	1.932.142	2.136.940	2.026.271	2.031.800	2.074.046
Combustibles líquidos	201.633	145.778	134.558	67.668	84.295	41.668	0
Otros graneles líquidos	18.826	23.160	27.768	11.051	12.024	16.100	17.162
Manejo de cenizas	101.115	95.953	63.407	100.661	102.467	104.381	137.957
Total	4.537.402	4.887.836	4.122.319	4.389.004	4.348.811	4.314.097	4.138.827

COMBUSTIBLE

Suministro de combustible

Las plantas de generación de E.CL funcionan, principalmente, sobre la base de combustibles fósiles, en una proporción similar a la generación global del portafolio del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). El costo del combustible representa el componente más importante del negocio, dependiendo el nivel de despacho de las plantas de energía de los costos variables de producción.

Asimismo, el mayor porcentaje de la capacidad de generación de la Compañía corresponde a unidades a carbón y gas natural, llegando, el 31 de diciembre de 2015, al 87% de la capacidad instalada.

Compra y riesgos del costo de combustible

En la actualidad, la mayoría de nuestros PPA incluyen una indexación de precios que da cuenta del costo del combustible utilizado en las unidades generadoras y de 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 en el costo reportado al CDEC por la central respectiva y que este organismo publica de forma mensual, asegurando la entrega de información transparente respecto de los costos a todos los clientes en el SING.

Los combustibles se adquieren de acuerdo a procedimientos internos de compra y sujeto a las correspondientes aprobaciones de control establecidas. Asimismo, los procesos de compra del combustible involucran consideraciones de tipo ambiental, técnicas y económicas.

Carbón

Los contratos de provisión de carbón tienen una duración anual, a excepción de un contrato de suministro firmado con Mina Invierno, cuya validez va desde enero de 2015 hasta diciembre de 2017.

El proceso de compra se desarrolla en el marco de una licitación cerrada entre los posibles proveedores de carbón, en la cual, generalmente, se busca contratar entre 70% y 80% de las necesidades del período, adquiriéndose el porcentaje restante en el mercado spot. La selección final de los proveedores se hace considerando el precio ofrecido, la calidad del carbón, los riesgos logísticos involucrados, la fiabilidad del proveedor, las regulaciones ambientales y las implicancias operacionales.

El origen del combustible son minas ubicadas en Colombia, Estados Unidos, Canadá, Australia y Chile. Por lo mismo, el precio del carbón, por lo general está indexado a indicadores internacionales de, mercado, tales como API2 o NEWC.

El carbón se contrata, de forma habitual en términos FOB, es decir, el vendedor es responsable del combustible hasta la entrega en el buque y los contratos de fletes se negocian, directamente, con compañías navieras.

Anualmente, la empresa adquiere cerca de 3 millones de toneladas métricas de carbón anuales.

Diésel y fuel oil

E.CL tiene un contrato de suministro, a mediano plazo, para asegurar el suministro de diésel y fuel oil con la empresa Copec. Dicho combustible está destinado a la operación de las

instalaciones de Tocopilla, Mejillones y Tamaya y vence en mayo de 2017.

El combustible almacenado en los estanques ubicados en los sitios de la Compañía es de propiedad de los proveedores hasta que es consumido en las plantas generadoras. Los precios del contrato se basan en los valores publicados por la empresa Nacional de Petróleo (Enap) más una tarifa comercial la cual está indexada según IPC, el tipo de cambio del peso chileno frente al dólar de Estados Unidos y el precio del petróleo.

GNL

Actualmente E.CL tiene diversos contratos, con tarifas indexadas, para adquirir GNL, con una capacidad total contratada de hasta 430 MW medios.

Para garantizar el suministro este combustible, la Compañía ha firmado dos contratos con filiales del grupo ENGIE para la provisión de GNL por el periodo de vigencia de los contratos de E.CL con empresas distribuidoras del SING y del SIC.

Caliza

La empresa compra caliza para los sistemas de desulfuración de CTA y de CTH, dependiendo la cantidad del contenido de azufre del carbón y de los límites de emisión que establece la normativa ambiental. La adquisición se realiza en el mercado spot y los orígenes habituales de este producto son México, Canadá y Jamaica.

Cal Hidratada

El 23 de junio de 2015 comenzó la aplicación de la nueva norma de emisiones en la localidad de Tocopilla, por tal motivo se adquirió cal hidratada



para los sistemas de desulfuración de las unidades de generación en base a carbón que operan en la ciudad.

La cantidad de cal hidratada que debe ser utilizada depende del contenido de azufre del carbón y de los límites de emisión que establece la normativa ambiental. La cal hidratada es importada desde Bélgica, Inglaterra y Estados Unidos.

Finalmente, la logística terrestre, a nivel local involucrada en este suministro, está a cargo de la empresa Recycling Innovation and Technologies (Reinvent).

Proveedores del año 2015

Carbón:

- CMC
- Trafigura
- Gunvor
- Arch Coal
- Macquarie Bank Ltda.
- Idemitsu
- Mina Invierno

Caliza:

- Calica

Cal hidratada:

- Lhoist
- Carmeuse
- Mississippi Lime

Empresas de transporte marítimo:

- Cargill
- Grieg Star Shipping
- Glencore Grain
- Norden
- Swissmarine
- NYK
- Pacific Basin
- K-Line



Almacenamiento, transferencia y transporte terrestre de cal hidratada:

- Reinvent

Diésel y fuel oil N° 6:

- Copec

Proveedores de gas natural licuado:

- GDF SUEZ Supply S.A.
- Enap Refinerías S.A.

Proveedores de nitrógeno:

- Praxair S.A.

PRINCIPALES PROVEEDORES DE E.CL EN 2015

Los principales proveedores, que representan más del 90% de facturación anual, de E.CL son:

Proveedores Estratégicos año 2015

Proveedor	Segmento
GDF SUEZ LNG Supply S.A.	Gas
BP Gas Marketing LTDA.	Gas
Sociedad GNL Mejillones S.A.	Gas
Alstom (Switzerland) Ltd.	Repuestos
GasAtacama Chile S.A.	Compra de energía
Empresa Eléctrica Angamos S.A.	Compra de energía
Adecco Administración y Servicios S.	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	Compañía de seguros
Marsh S.A. Corredores de Seguros	Compañía de seguros





GESTIÓN FINANCIERA

POLÍTICA DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO 2015

Inversiones

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 que le permitan abastecer oportunamente a sus clientes actuales y potenciales, cumpliendo de esta forma con su 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.

Actualmente, E.CL se encuentra desarrollando un ambicioso plan de inversiones, que incluye, entre otros, los proyectos Infraestructura Energética Mejillones (IEM), con una inversión estimada de US\$1.067 millones, incluyendo la construcción de un nuevo puerto en la comuna de Mejillones; y el proyecto de transmisión que lleva adelante la filial Transmisora Eléctrica del Norte (TEN) con un costo estimado de US\$776 millones al 31 de diciembre de 2015.

Durante 2015, E.CL invirtió US\$357 millones netos de IVA en activos fijos. Este monto incluye US\$160 millones de inversiones en el proyecto de línea de transmisión entre el SING y el SIC (TEN); US\$95 millones en el proyecto IEM; US\$14 millones en el nuevo puerto; US\$47,5 millones en mantenciones mayores, especialmente de la U16, y otras mejoras de activos existentes; US\$12 millones en el proyecto de mejoras ambientales;



y US\$16 millones en el proyecto solar fotovoltaico Pampa Camarones.

Con una inversión cercana a los US\$170 millones, E.CL dio término al Proyecto de Reducción de Emisiones (“CAPEX medioambiental”), iniciativa que tuvo 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. La Compañía instaló filtros de mangas para la reducción de emisiones de material particulado e implementó sistemas para reducir emisiones de gases (NOx y SO₂), específicamente quemadores de bajo NOx y un sistema de desulfuración con cal hidratada. Los nuevos límites de emisiones previstos en dicha normativa comenzaron a aplicarse en Tocopilla a partir del 23 de junio 2015, lo que ha implicado consumir cal hidratada en las centrales que ahí operan.

Inversiones de Corto Plazo

Los excedentes de caja se utilizan, en primer lugar, para disminuir el

endeudamiento de corto plazo de la Compañía si lo hubiere. En segundo lugar, se invierten en instrumentos de renta fija de corto plazo, 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 Compañía.

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

Instrumentos de inversión

- Depósitos a plazo
- Fondos mutuos renta fija
- Ventas con pactos de retrocompra
- Forwards por compensación o entrega física de la moneda
- Opciones financieras
- Efectos de Comercio

Límites de inversión

Son aquellos límites fijados por la empresa para realizar inversiones en

diferentes instrumentos financieros. Entre éstos podemos nombrar:

- a) Límites de inversión por emisor o intermediario: No se podrá invertir más de un 20% de la cartera en valores emitidos o garantizados por un mismo emisor o intermediario. Asimismo, la administración fija límites por emisor o intermediario de acuerdo a su calificación crediticia y su patrimonio efectivo. Los límites de concentración por emisor o intermediario no tendrán validez en caso que la cartera de inversiones sea menor a 10 millones de dólares. Las inversiones en fondos mutuos no deberán exceder el 5% del patrimonio del fondo.
- b) Límites de Inversión por tipo de moneda: La inversión en valores denominados en dólares de los Estados Unidos de América será no menor al 80% del total de la cartera. Lo anterior servirá como seguro de cambio o cobertura natural para compromisos en moneda extranjera denominados en dólares.
- c) Clasificación de Riesgo: La clasificación de riesgo de las instituciones





financieras emisores de instrumentos deberá ser de al menos:

- Internacional: A-/A3
- Local: Nivel 1/A
- Fondos Mutuos: AAfm

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

d) El plazo máximo de las inversiones será de 90 días.

e) Cualquier operación de derivados deberá ser autorizada por la Gerencia de Finanzas y el Directorio deberá aprobar el uso de derivados por montos superiores a los 20 millones de dólares.

Actividades Financieras

Siendo consistente con los objetivos de corto y largo plazo de la política de inversiones de la Compañía, la política de financiamiento procura proveer los fondos necesarios para atender la operación y permitir el crecimiento de la Compañía utilizando los recursos

internos que se dispongan y recursos externos hasta un límite y con plazos y costos que no comprometan la solvencia ni la liquidez de la Compañía, ni su calificación de grado de inversión.

Es así como la Compañía ha manifestado que financiará su plan de inversiones del período 2015-2018 con las siguientes principales fuentes de fondos: (a) fondos disponibles y recursos provenientes de la operación; (b) nuevas deudas financieras incluyendo préstamos bancarios; y (c) otras fuentes a ser evaluadas en su oportunidad, tales como recursos provenientes de la venta de activos considerados no-esenciales, emisión de bonos híbridos u otros tipos de deuda subordinada, o aumentos de capital de ser éstos necesarios.

Consistentemente con esta declaración, en 2015 el directorio de la Compañía propuso rebajar el pago de dividendos al mínimo legal de 30% con el fin de reservar recursos para el financiamiento del plan de inversiones, y el 30 de junio de 2015, la Compañía celebró un contrato de línea de crédito comprometida de largo plazo con cinco

instituciones bancarias (Mizuho, BBVA, Citibank, Caixabank y HSBC), la que permitirá a la Compañía girar de manera flexible préstamos por hasta un monto total de US\$270 millones, pagaderos en hasta cinco años. La celebración del referido contrato se enmarca dentro del plan financiero de la Compañía, que tiene como objeto otorgarle los fondos y la flexibilidad necesarios para financiar los diversos proyectos que lleva adelante. Esta línea de crédito devenga una comisión de disponibilidad sobre el monto no girado de la línea, y los préstamos que se giren devengarán intereses variables equivalentes a la tasa LIBOR de 90 días más el margen aplicable. Al 31 de diciembre, la Compañía no había realizado ningún giro bajo esta línea de crédito.

Durante 2015 no se registraron nuevos giros ni pagos de capital de deudas. La principal fuente de recursos provino del flujo de caja operacional que alcanzó US\$349 millones, los que luego del pago de impuestos a la renta (US\$21,1 millones) y de pagos de intereses sobre los dos bonos 144-A de la Compañía (US\$35,5 millones) alcanzaron los US\$292,1 millones.

Un hito en el plan financiero de la Compañía fue la venta del 50% de las acciones emitidas por Transmisora Eléctrica del Norte S.A. ("TEN"), a Red Eléctrica Chile SpA -sociedad filial de Red Eléctrica Internacional S.A.U. y controlada por Red Eléctrica Corporación S.A., conservando E.CL el 50% restante. El acuerdo se selló el 4 de diciembre de 2015, quedando su materialización sujeta a la aprobación de la Comisión Europea. El cierre de la operación se produjo el 27 de enero de 2016; por lo tanto, sus efectos sobre los estados financieros y el flujo de caja de E.CL se verán reflejados en el ejercicio 2016. El precio de las acciones vendidas fue de US\$217.560.000. Adicionalmente, la Compañía se obligó a vender y ceder a Red Eléctrica Chile SpA el 50% de los créditos de que fuera titular contra TEN a la fecha del cierre de la operación. El pago recibido por E.CL el día 27 de enero de 2016 alcanzó un total de aproximadamente US\$ 303 millones.

Actualmente E.CL posee dos bonos bajo el formato 144-A/Reg S; el primero de ellos por US\$400 millones pagadero en una sola cuota de capital a su vencimiento el 15 de enero de 2021 y con una tasa de interés de cupón de 5,625% anual, y el segundo por US\$350 millones con un pago único de capital el 29 de enero de 2025 y una tasa cupón de 4,5% anual.

Con el objetivo de fortalecer la liquidez de la Compañía, especialmente en un escenario con un fuerte plan de inversiones, en diciembre de 2014 E.CL firmó un contrato de línea de liquidez comprometida con el Banco de Chile por un total de UF 1.250.000 (equivalente a aproximadamente US\$45 millones) que

permite realizar giros por hasta 3 años, pagando una comisión de disponibilidad por el monto no utilizado de la línea. Al 31 de diciembre de 2015, la Compañía no había realizado ningún giro bajo esta línea.

Los principales flujos relacionados con actividades financieras durante 2015 fueron el pago de dividendos. Éstos alcanzaron un total de US\$45,3 millones, incluyendo los pagos de dividendos de E.CL a sus accionistas y pagos de US\$12,0 millones en dividendos al accionista minoritario de Inversiones Hornitos (CTH). Durante 2015, E.CL pagó a sus accionistas US\$19,7 millones con cargo a las utilidades del año 2014, y US\$13,5 millones con cargo a las utilidades del año 2015.

ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

En 2015 los ingresos operacionales alcanzaron los US\$1.142,7 millones, disminuyendo un 8% en comparación con el año anterior. Esto se debió principalmente a un menor precio promedio monómico, tanto para clientes libres como regulados, producto de la caída en los precios de los combustibles a los cuales las tarifas de energía están indexadas.

El EBITDA alcanzó US\$312,9 millones, un aumento de 2% con respecto a 2014. Por una parte, se observaron menores márgenes en la venta de energía y potencia producto de caídas en los indexadores de las tarifas de nuestros contratos, principalmente precios de combustibles y el índice de precios al productor en Estados Unidos. Por otra parte, hubo devoluciones de ventas

de US\$16 millones como resultado del cierre de un arbitraje con Codelco iniciado en 2013. Estos resultados fueron compensados con el efecto favorable que la sostenida depreciación del peso chileno tuvo sobre nuestros costos en pesos, compensaciones de seguros y reliquidaciones de peajes de sub-transmisión, entre otros.

La utilidad neta llegó a los US\$94,2 millones en 2015, lo que representa un alza de 6% respecto de 2014, en gran parte debido a la menor base de comparación en resultados no-operacionales, principalmente en el cuarto trimestre de 2014. Para un mayor detalle del desempeño operacional y financiero de la Compañía en 2015, por favor refiérase al Análisis Razonado de los Estados Financieros.

POLÍTICA DE COBERTURA DE RIESGOS FINANCIEROS

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, existe 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%. Por otra parte, nuestra Compañía participa en el negocio de compra y venta de combustibles, particularmente, ventas de gas a terceros. En éste se producen desfases entre el momento de compra y pago de los embarques, que normalmente ocurren en un momento determinado, y la venta del combustible que puede ocurrir a lo largo del año. Es por esta razón, que en el año 2015, la Compañía tomó contratos del tipo swap de precios de combustibles para cubrir la exposición de sus resultados y de sus flujos de caja a la volatilidad de los precios de combustibles.

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 deudas 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. Además, en la medida que se avanza en la construcción de nuestros proyectos TEN e IEM, está aumentando el saldo de la cuenta IVA débito fiscal que se encuentra en pesos ajustables por inflación, quedando expuesta a fluctuaciones en el tipo de cambio dólar-peso. En el caso del contrato con EMEL, éste es pagadero en pesos a un tipo de cambio observado que 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 y marzo de 2015, aprobó estrategias de cobertura de la exposición al riesgo cambiario de los flujos de caja de este contrato. Asimismo, la Compañía, y su filial CTA firmaron contratos de derivados de cobertura de flujos de caja asociados a los pagos bajo los contratos EPC con S.K. Engineering and Construction, y Belfi, respectivamente, los que consideran flujos de pagos periódicos en monedas distintas al dólar (CLF y EUR) hasta el término de los respectivos períodos de construcción de los proyectos. En el mes de octubre, la filial TEN firmó contratos de derivados para cubrir la exposición de monedas de los flujos de caja asociados a los contratos EPC con Alstom y Sigdo Koppers. De esta forma, la Compañía minimizará variaciones en el costo de la inversión en activo fijo producto de fluctuaciones en los tipos de cambio ajenas a su control.



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 2015, un 100% del total de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija. Los desembolsos bajo la línea de crédito comprometida a 5 años firmada el 30 de junio de 2015 con los bancos Mizuho, Citibank, BBVA, Caixabank y HSBC, estarán afectos a una tasa de interés variable (LIBOR de 90 días). A la fecha, no se han girado créditos bajo esta línea.

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; sin embargo, dichas compañías se encuentran afectas a la variación de los precios mundiales de materias primas. Aunque nuestros clientes han demostrado una gran fortaleza para enfrentar ciclos adversos, nuestra Compañía lleva a cabo revisiones periódicas de los riesgos comerciales. Por otra parte, contamos con el único cliente regulado del SING que proporciona suministro a clientes residenciales y comerciales. 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 2015	Acciones Transadas	Monto Transado	Precio promedio
1° trimestre	44.360.411	\$ 43.287.291.865	\$ 976
2° trimestre	44.773.833	\$ 41.321.570.305	\$ 924
3° trimestre	60.500.335	\$ 56.288.244.297	\$ 931
4° trimestre	46.456.451	\$ 45.899.649.916	\$ 988
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

DIVIDENDOS

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 28 de abril de 2015 nuestros accionistas aprobaron el reparto de dividendos por un monto equivalente al 30% de la utilidad neta del ejercicio fiscal 2014.

Con fecha 29 de Septiembre de 2015, el directorio de E.CL aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio 2015 por la cantidad total de US\$13.500.000, o US\$0,0128167423 por acción, que se pagó, en su equivalente en pesos moneda nacional, el día 23 de Octubre de 2015, a los accionistas inscritos en el respectivo Registro de Accionistas a la medianoche del quinto día hábil anterior a esa fecha.

En tanto, en la sesión celebrada el 15 de diciembre de 2015, el Directorio aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio 2015 por la cantidad total de US\$ 8.000.000, lo que significa un dividendo de US\$ 0,0075951066 por acción, que se pagó, en su equivalente en pesos moneda nacional, el día 22 de



enero de 2016, a los accionistas inscritos en el respectivo Registro de Accionistas a la medianoche del quinto día hábil anterior a esa fecha.

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

Fecha	Dividendo	US\$ Acción
10.05.2010	Dividendo Adicional	0,0018
10.05.2010	Dividendo Definitivo	0,0732
05.05.2011	Dividendo Adicional	0,0951
25.08.2011	Dividendo Provisorio	0,0237
16.05.2012	Dividendo Definitivo	0,061
16.05.2013	Dividendo Definitivo	0,0533
23.05.2014	Dividendo Definitivo	0,0376
30.09.2014	Dividendo Provisorio	0,0067
27.05.2015	Dividendo Definitivo	0,0187
23.10.2015	Dividendo Provisorio	0,0128
22.01.2016	Dividendo Provisorio	0,0076

UTILIDAD DISTRIBUIBLE

De conformidad con los estados financieros de la Compañía, la utilidad al 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:

Utilidad Distribuible	MUS\$
Utilidad del Ejercicio 2014	88.938
Total Utilidad Ejercicio 2014	88.938
Menos Dividendos Provisorios Pagados	7.000
Resultado Distribuible del Ejercicio 2014	81.938
Efecto cambio de tasa del impuesto diferido Oficio Circular 856 de la SVS	40.794
Dividendos Definitivos año 2014 Pagados con cargo a Utilidad Ejercicio 2013	39.584
Provisión legal 30% Dividendos 2014	19.681
Reverso provisión legal año 2013	11.875
Reserva futuros Dividendos y Resultados Acumulados por Distribuir	317.409
Total utilidades acumuladas al 31.12.2014	311.163
Dividendos Definitivos año 2015 Pagados con cargo a Utilidades	19.681
Provisión legal 30% Dividendos 2015	6.751
Reverso provisión legal año 2014	19.681
Utilidad del Ejercicio 2015	94.169
Dividendos Provisorios Pagados 2015	21.500
Resultado Distribuible del Ejercicio 2015	377.081





07



PROYECTOS

PROYECTOS EN DESARROLLO

Un cambio de escenario para el mercado eléctrico, la conexión de E.CL al SIC

La adjudicación, por parte de E.CL, de un contrato de suministro por hasta 5.040 GWh/año en la licitación de las distribuidoras del Sistema Interconectado Central (SIC) a partir de 2018, constituye uno de los mayores hitos en la historia reciente de la Compañía.

Asimismo, con la construcción de la línea de transmisión en 500 kV entre las localidades de Mejillones y Copiapó (proyecto TEN), no sólo a E.CL se le abrió una gran oportunidad de crecimiento, más allá de las fronteras del SING, su escenario natural; sino que Chile podrá contar con la columna vertebral para dar paso a la interconexión entre el SIC y el SING.

En consideración a este nuevo escenario y los desafíos que éste plantea, E.CL realizó una actualización de su portafolio de nuevos proyectos, en atención a su nueva condición de empresa con presencia a nivel nacional con una cartera equilibrada entre clientes libres y regulados.



Proyectos en desarrollo

E.CL está realizando una serie de estudios y prospecciones que posibiliten la ampliación de la cobertura geográfica de sus activos de generación, con el fin de reforzar su presencia a nivel nacional. Destacan, en esta línea, los avances en la búsqueda de sitios con características adecuadas para el desarrollo de centrales a gas natural en el Sistema Interconectado Central.

Estos nuevos desarrollos se suman al portafolio actual de proyectos de Energías Renovables No Convencionales aprobados ambientalmente, y que permitirán a E.CL contar con opciones en distintas etapas de desarrollo y de avanzadas tecnologías.

A continuación se mencionan algunos de los principales proyectos realizados y en ejecución durante 2015.

Infraestructura Energética Mejillones

A raíz de la adjudicación de un bloque de suministro por hasta 5.040 GWh por 15 años en la licitación de suministro eléctrico para empresas distribuidoras

del Sistema Interconectado Central en diciembre de 2014, E.CL dio inicio a la construcción de la primera unidad del Proyecto Infraestructura Energética Mejillones (IEM).

El Proyecto tiene una inversión estimada de US\$1.100 millones, incluyendo la infraestructura portuaria asociada, y consiste en la construcción de una unidad generadora a carbón de 375 MW de capacidad bruta. Dentro del alcance de este proyecto se incluye la planta misma, además de las siguientes instalaciones:

- Toma/salida de agua de mar con capacidad para dos unidades.
- Generador de interconexión GIS de 220kV OHL para dos unidades.
- Tanque de almacenamiento diario de Diésel y fuel oil.
- Tanque de almacenamiento de agua desmineralizada y desalada.
- Patio de almacenamiento de carbón de 160.000 m³ e instalaciones de manejo de materiales para dos unidades.

La tecnología que se escogió para la caldera es del tipo “Subcritical Pulverized Coal” (Carbón pulverizado subcrítico o PC por sus siglas en inglés). La temperatura del vapor a alta presión es 565 °C lo cual conduce a lograr las altas eficiencias propuestas.

En cuanto al cumplimiento de la normativa de emisiones, la eliminación de NOx se logra a través de una combinación de quemadores de baja emisión de NOx y SCR (reducción catalítica selectiva con amoníaco); la eliminación de SOx se obtiene a través de un lavador de piedra caliza húmeda con tratamiento de aguas residuales y recuperación de yeso; y la recolección de material particulado se hace a través de filtros de mangas de 2 x 50%.

La turbina de vapor es una turbina de vapor de condensación clásica con rotor HP/IP combinada y rotor LP separada.

El proyecto incluye también un puerto para descarga de combustible y aditivos, así como las instalaciones de transmisión necesarias para conectar IEM con el proyecto de transmisión TEN.





Principales hitos de 2015

El 20 de enero se firmó el contrato EPC bajo la modalidad llave en mano con la empresa coreana, S.K Engineering and Construction (“SK E&C”), y se emitió la orden de proceder a la construcción del proyecto (“Notice to Proceed” o “NTP”) durante el mes de febrero.

Durante enero SK E&C emitió las órdenes de proceder parciales para los principales paquetes: Turbina-ST (Doosan Skoda), Caldera (Doosan) y Desulfurizador (Doosan), emitiéndose las respectivas órdenes de compra en el mes de marzo. Asimismo, se emitió la orden de compra para el generador Siemens durante marzo.

De igual forma, se emitió la orden de proceder de parte de SK E&C para la selección de la empresa que actuará como revisor sísmico durante el proyecto.

Ya en el mes de abril se hizo entrega oficial del sitio a la empresa SK E&C y se inician los trabajos de investigación de suelo.

En mayo finalizaron las obras de nivelación de terreno, que se habían

iniciado a fines de 2014, con la remoción de más de medio millón de metros cúbicos de tierra, en completo respeto con la comunidad y el medioambiente.

En junio tuvieron lugar diversas actividades en relación a la correcta integración de los diferentes proveedores y partes interesadas en el proyecto, tales como Doosan, Skoda, Foster Wheeler, Tractebel y E.CL, así como también se llevó a cabo una revisión comparativa (“Peer Review”) con participación de personal de Proyectos de ENGIE de diferentes partes del mundo, donde se evaluó la organización y el avance del proyecto, recogiendo lecciones aprendidas de otros proyectos.

En el mismo período se avanzó con las negociaciones para seleccionar al subcontratista local principal a cargo de las obras civiles del proyecto, y se dio inicio al estudio de suelo submarino.

Durante julio y agosto se realizaron las siguientes actividades destacadas:

- Revisión del análisis de riesgos y desviaciones con representantes

de las empresas Foster Wheeler, Tractebel Engineering y E.CL.

- Ingreso por parte de SK E&C de la solicitud de permiso de construcción del proyecto a la Ilustre Municipalidad Mejillones.
- Emisión de órdenes de compra para el condensador, las bombas de agua de enfriamiento, las bombas de extracción de condensado, los filtros de manga, y las bombas de alimentación de agua para la caldera.
- Selección por parte de SK E&C de la empresa subcontratista local principal (Salfa), asignándole a ésta los trabajos civiles y BOP (“Balance Of Plant”).
- Reunión técnica para realizar una revisión sísmica del proyecto en Corea, con la asistencia de Doosan, SK E&C, PMI y Tractebel Engineering, cuyo objetivo principal fue de discutir el modelo estructural de la caldera.

Ya entrado el mes de septiembre se iniciaron los primeros trabajos de excavaciones y se emitieron las órdenes



de compra para el sistema de tierra física (sistemas de seguridad ante descargas eléctricas) y pararrayos; transformador principal; sistema de manejo de cenizas y estructuras de acero para edificios y pilotes de acero.

Durante el último trimestre del año se desarrolló una auditoría con el principal objetivo de verificar el cumplimiento de las implementaciones en el proyecto de la Resolución de Calificación Ambiental, obteniendo un resultado satisfactorio de la misma.

Se continuó con la ejecución de talleres de análisis funcional de operatividad (“HAZOP”) para detectar posibles situaciones de inseguridad en los principales paquetes del proyecto.

SK E&C seleccionó a la empresa de origen coreano, Seil, como la encargada de ejecutar los trabajos de erección de la caldera y a Belfi para las obras marinas. En lo que respecta al sistema de control con el que contará la nueva unidad, se

seleccionó a Siemens como proveedor del mismo y se definieron en conjunto los hitos principales para el desarrollo del hardware, programación del software y las pruebas necesarias.

Hacia finales de diciembre, Bienes Nacionales otorgó a E.CL el área solicitada para el desarrollo del proyecto bajo la modalidad de renta, y se iniciaron los trabajos del primer hormigonado para la cimentación de la caldera dos semanas antes de lo programado.

Salud, Seguridad y Medioambiente (HSE)

Tanto E.CL como las altas gerencias de SK E&C y ENGIE están comprometida con el plan de Salud, Seguridad y Medio Ambiente (“HSE”), lo que se vio reflejado en que se acumularon 660.689 horas hombre (“HH”) sin accidentes con tiempo perdido y sin incidentes medioambientales significativos. Tal logro fue fruto del compromiso de las personas y del cumplimiento de los planes y procedimientos establecidos en esta materia.

Asimismo, el contratista EPC jugó un rol fundamental en alcanzar las metas establecidas en esta materia y se seguirá trabajando en conjunto para evitar daños a las personas y al medioambiente durante todo el ciclo de ejecución del proyecto.

Responsabilidad social de la Empresa

De acuerdo con el “Convenio Marco de Colaboración - Construcción del Proyecto Infraestructura Energética Mejillones IEM” entre la Ilustre Municipalidad de Mejillones y E.CL, firmado en marzo de 2015, se ha contemplado desarrollar un programa para promover a los proveedores de la localidad de Mejillones en conjunto con CORFO. Adicionalmente, se ha contemplado colaborar con el mejoramiento del sistema de salud pública de la localidad, y la creación de comités enfocados en las áreas deportiva, cultural y de pesca.

Durante los primeros meses del año 2015 la Municipalidad y E.CL trabajaron en conjunto para desarrollar, a través de





SENCE, un programa para estudiantes de enseñanza media en lo relacionado a la operación de la caldera, fluidos mecánicos, sustancias peligrosas e intercambiadores de calor. A finales de año 2015 se celebró la ceremonia de certificación del curso de entrenamiento dual para 45 estudiantes de enseñanza media.

Para apoyar la integración de la mujer en actividades laborales, se desarrolló una capacitación de confección de ropa industrial para las mujeres de la comunidad en situación vulnerable.

De acuerdo a su compromiso con las actividades culturales de la comuna, E.CL patrocinó el Primer Festival de Música en octubre, durante el aniversario de la ciudad de Mejillones.

Durante el mes de noviembre se llevó a cabo el foro SING, donde se aprovechó la oportunidad para presentar el proyecto IEM ante las autoridades regionales.

Nuevo Puerto en Mejillones

Antecedentes del proyecto

El proyecto de construcción de un nuevo puerto en Mejillones, con un costo de aproximadamente US\$120 millones, es parte del proyecto Infraestructura Energética Mejillones (IEM) y pertenece a la filial Central Termoeléctrica Andina S.A. ("CTA"). Este proyecto consiste en la construcción de una instalación portuaria que descargará el carbón, biomasa, cal y/o piedra caliza para el complejo de generación de energía eléctrica en Mejillones que pertenece a E.CL y sus afiliadas CTA y CTH.

En la siguiente tabla se resumen las estructuras, equipos y capacidades de las principales instalaciones del proyecto:

Proyecto	Blue Dolphin Terminal de descarga de carbón, caliza y biomasa para el Proyecto IEM.	
Descripción	• Capacidad de descarga:	3.000 TPH
	• Nave máxima:	180.000 DWT
	• Equipos principales:	2 descargadores gantry 1.500 TPH cada uno 1 correa tubular 650 mm diámetro y 1.500 m de longitud.
	• Obras marítimas:	1 plataforma de operación (240 m x 24 m) 2 postes de amarre 690 m de puente de acceso.
Proyecto	• Obras en tierra:	soporte de galería correa tubular torre de transferencia TT203 (límite de batería)
	• EPC:	BELFI
	• Ingeniero del propietario:	Tractebel Engineering
	• Revisor Sísmico:	IEC



Principales Hitos de 2015

El 10 de Junio de 2015 CTA dio la orden de proceder al contratista EPC, la empresa chilena, Belfi S.A., para la construcción de este proyecto.

Belfi definió los principales proveedores para ingeniería y estudios de suelo, así como al revisor sísmico y al proveedor de los descargadores de barco/grúas ZPMC.

Se dio inicio a la ingeniería del proyecto y se trabajó en la obtención de los permisos municipales y de salud para la implementación de las instalaciones de faena.

A fines de agosto arribó la plataforma "Jack Up" a la bahía de Mejillones, para la ejecución de las obras marítimas.

Entrado el último trimestre del año se dio inicio a los estudios de suelo, y se ejecutaron los primeros sondeos terrestres y marítimos.

Se realizó una auditoria interna para verificar el cumplimiento de los compromisos de la RCA con resultados satisfactorios.

En octubre se emitió la orden de compra de los pilotes, cuya fabricación se inició durante el mes de diciembre.

Se emitieron las órdenes de compra de los descargadores de barco (ZPMC) y de la correa tubular, en este caso, a la empresa FL Smith.

Durante el período se preparó y obtuvo aprobación de una Pertinencia Ambiental necesaria para las obras auxiliares para construcción del muelle. También se inició el trabajo para la modificación de la Concesión Marítima del muelle con el fin de actualizar su diseño.

Se destaca además la obtención de la aprobación municipal para las instalaciones de faena. Se iniciaron las obras de construcción del camino de acceso al muelle auxiliar, el que permite abastecer con recursos a los frentes de trabajo marítimos.

Transmisora Eléctrica del Norte ("TEN")

Antecedentes del proyecto

Ya hacia fines de la década de los '90, la Compañía definió lo que años más

tarde sería el trazado básico del actual proyecto de interconexión entre el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). No fue sino hasta octubre de 2013, en que la Cámara de Diputados aprobó un proyecto de ley que buscaba facultar al Estado, a través de la Comisión Nacional de Energía, a impulsar la interconexión entre ambos sistemas

El 20 de diciembre de 2013, el Directorio de E.CL acordó ejercer la opción de compra del 100% de las acciones de Transmisora Eléctrica del Norte S.A. ("TEN"), a su controladora, Suez Energy Andino S.A., por la cantidad de US\$13,6 millones. TEN es la propietaria del proyecto de construcción de una línea de transmisión de doble circuito de 500 kV, de una extensión aproximada de 600 kilómetros, que transmitirá y evacuará la electricidad de unidades de generación conectadas directamente a ella en Mejillones para inyectarla en el sector denominado Cardones, en el norte del SIC.

El 28 de enero de 2014, TEN dio la orden de proceder con la construcción de este



proyecto. En efecto, 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 obras tempranas del proyecto. 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.

La Agenda Energética 2014-2018 presentada por el Gobierno a principios de mayo de 2014, incluyó siete ejes de trabajo, haciendo hincapié en el desarrollo de los sistemas de transmisión eléctrica, específicamente, la interconexión de los sistemas interconectado central (SIC) y del Norte Grande (SING).

En enero de 2015, Alumini (ex Alusa), contratista que estaba llevando adelante la construcción de la línea de transmisión SING - SIC, notificó que su matriz había entrado en un proceso de reestructuración judicial por insolvencia

en Brasil. Debido a lo anterior, se procedió a acordar con Alumini la división y traspaso del correspondiente contrato EPC a Alstom (que se haría cargo de las subestaciones) y a Ingeniería y Construcción Sigdo Koppers (que se haría cargo de la construcción de líneas de transmisión). Alumini se mantuvo involucrado en el proyecto como subcontratista de Ingeniería y Construcción Sigdo Koppers.

El 6 de febrero de 2015, se dio a conocer el Estudio de Transmisión Troncal efectuado por el consultor independiente contratado por la Comisión Nacional de Energía el que concluyó que el proyecto de transmisión en corriente alterna de TEN representaba la mejor alternativa de interconexión del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC), en tanto cumpliera ciertas condiciones técnicas y de capacidad.

Con fecha 16 de abril tuvo lugar el acto público donde se firmó el decreto 158 sobre el plan de expansión anual del sistema de transmisión troncal,

formalizando la interconexión entre los sistemas SING y SIC mediante el proyecto TEN y dos nuevas líneas de transmisión a ser licitadas: Changos-Kapatur, de 3 kilómetros; y Changos-Nueva Crucero/Encuentro de 140 kilómetros.

La Comisión Nacional de Energía ("CNE") emitió la Resolución N°316 con fecha 19 de junio de 2015 que aprobó el informe técnico que establece el plan anual de valoración y la expansión de los sistemas de transmisión troncal del país para el período 2016-2019. Esta resolución confirmó a TEN como un proyecto de transmisión troncal que interconectará el SING y el SIC.

Con fecha 31 de julio de 2015 la CNE publicó el Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal para el cuatrienio 2016-2019 ("ETT"). El 14 de agosto Transmisora Eléctrica del Norte ("TEN") y otras empresas del sector de transmisión eléctrica presentaron discrepancias frente al Panel de Expertos. La CNE recomendó acoger las discrepancias presentadas por TEN.

El 20 de octubre de 2015, el Panel de Expertos publicó su Dictamen N°6-2015, fijando el valor de inversión (“VI”) de TEN en US\$738,3 millones, lo que equivale a una anualidad (“AVI”) de US\$74 millones. Esto, unido al reconocimiento de costos anuales de operación y mantención (“COMA”) de US\$9,7 millones, resulta en un valor anual total (“VATT”) de ingresos troncales de US\$83,7 millones. Estos valores se encuentran expresados con tipos de cambio de octubre de 2013. Dicho informe técnico también establece la composición de los ingresos por moneda y las fórmulas de indexación. De esta forma, un 59% del AVI se encuentra en dólares y se indexa al CPI de Estados

Unidos, mientras que un 41% está en pesos indexado a la inflación chilena.

Con fecha 4 de diciembre, E.CL acordó con Red Eléctrica Chile SpA -sociedad filial de Red Eléctrica Internacional S.A.U. y controlada por Red Eléctrica Corporación S.A.- la venta del 50% de las acciones emitidas por Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (“TEN”), conservando E.CL el 50% restante. El cierre de la operación tuvo lugar el 27 de enero de 2016. El precio de las acciones vendidas fue de US\$217.560.000. Adicionalmente, E.CL vendió y cedió a Red Eléctrica SpA el 50% de los créditos de era titular contra TEN a la fecha del cierre de la operación.

Estado de avance del proyecto

Al 31 de diciembre de 2015, la construcción del proyecto TEN se encontraba ajustada a presupuesto y al cronograma definido. A dicha fecha, habían finalizado las actividades de nivelación de terrenos para las subestaciones TEN-GIS y Cumbres. La nivelación para la subestación Changos llevaba 90% de avance, y fue terminada a principios de 2016, dando inicio a las obras civiles en las subestaciones.

En cuanto a las líneas de transmisión, a fines de 2015, se observaba un avance significativo en la construcción de fundaciones, lo que abarca la construcción de caminos de acceso, excavaciones y armado y hormigonado. Este último ítem llevaba un 45% de avance al 31 de diciembre de 2015, elevándose dicho porcentaje a un 55% a fines de febrero de 2016. Las primeras torres se encontraban en el sitio y se procedió al montaje de dichas unidades durante el primer trimestre de 2016.

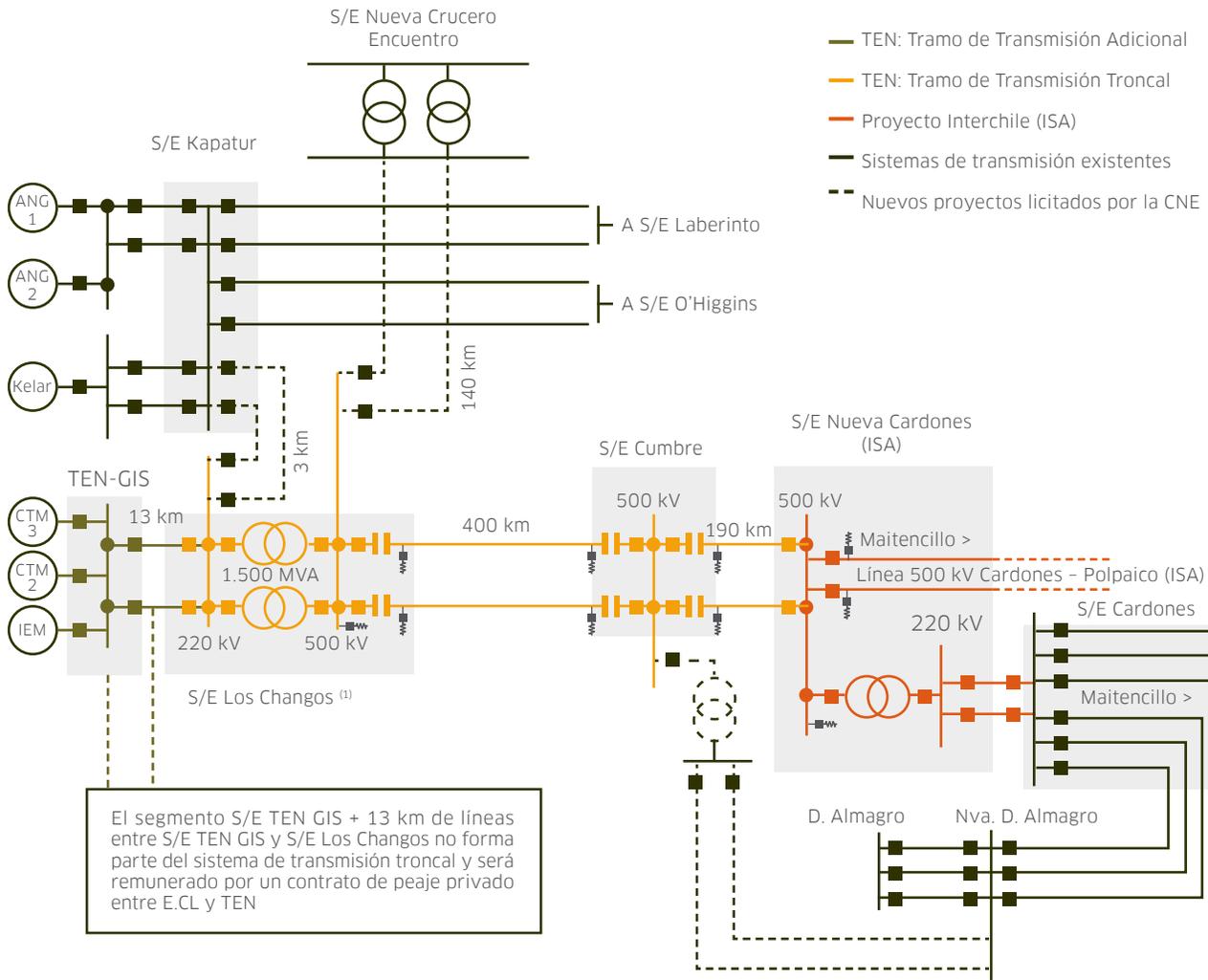
El proyecto considera una inversión en activos fijos del orden de US\$776 millones a los tipos de cambio de cierre de 2015 y sin considerar gastos financieros ni IVA. De este monto, durante 2015 se desembolsaron más de US\$160 millones y se espera que el proyecto entre en operaciones en el tercer trimestre de 2017.

En relación a la conexión del extremo norte del proyecto TEN al SING, cabe destacar que a mediados de marzo de 2016, Transelec se adjudicó los derechos de explotación y ejecución de la nueva línea 2x500 kV de 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Nueva Crucero Encuentro,

Características generales del proyecto

Características y status	
Líneas	Doble circuito, 500 kV, corriente alterna (HVAC) con capacidad de 1.500 MW
Subestaciones	3 subestaciones y conexión al SIC: <ul style="list-style-type: none"> S/E TEN GIS (220 kV) adyacente a actual S/E Chacaya en Mejillones S/E Los Changos con elevación de 220 kV a 500 kV a 13 km al sur-este de la S/E TEN GIS S/E compensadora Cumbres de 500 kV, ubicada 400 km al sur de la S/E Los Changos Conexión a la S/E Nueva Cardones de Interchile (500 kV/220 kV - GIS)
Longitud	600 km conectando Mejillones (SING) con Copiapó (SIC)
Sponsor	T.E.N. (Transmisora Eléctrica del Norte), 100% de propiedad de E.CL hasta el 27 de enero de 2016 y, a partir de esa fecha, joint venture 50%/50% entre E.CL y Red Eléctrica Chile.
Iniciativa	Línea de transmisión confirmada como parte fundamental de los sistemas de transmisión troncal que interconectarán el SIC y el SING.
Inversión en activos fijos	US\$ 776 millones al 31 de diciembre (incluyendo costos de ingeniería, pagos de servidumbres, y contingencias; y excluyendo costos financieros e IVA)
Status	<ul style="list-style-type: none"> Dos contratos EPC con Alstom para las subestaciones e Ingeniería y Construcción Sigdo Koppers para las líneas Tarifas reguladas para los segmentos troncales del Proyecto ya definidas por la autoridad para el primer período regulatorio Financiamiento de Proyecto en proceso
Fecha esperada de entrada en operación	Agosto, 2017

DIAGRAMA DEL PROYECTO TEN



bancos de autotransformadores 2x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Crucero-Encuentro, banco de autotransformadores 750 MVA 500/220 kV en S/E Los Changos y una nueva línea 2x220 kV de 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Kapatour. La habilitación de esta última línea Changos-Kapatour, de aproximadamente 3 kilómetros, es condición necesaria para que el proyecto TEN comience a recibir los ingresos troncales descritos anteriormente.

Permisos y servidumbres

En su extremo sur, el proyecto TEN debe conectarse en la subestación Nueva Cardones que forma parte del proyecto Cardones-Polpaico (500 kV) de Interchile, filial de ISA, el que obtuvo su Resolución de Calificación Ambiental en diciembre de 2015. Se ha podido constatar el inicio de obras de nivelación de terreno en la subestación Nueva Cardones.

La Resolución de Calificación Ambiental del proyecto Mejillones - Cardones se obtuvo en julio de 2012. Posteriormente, durante 2015, se obtuvieron aprobaciones para cuatro Declaraciones de Impacto Ambiental y tres Cartas de Pertinencia. Actualmente, se encuentran en preparación o en proceso de validación por parte de las autoridades otras Declaraciones de Impacto Ambiental y Cartas de Pertinencia para modificaciones menores del proyecto.

Al 31 de diciembre de 2015, aproximadamente 88% de las servidumbres se encontraban acordadas con los propietarios de los terrenos, con un 10% adicional correspondiente a terrenos fiscales con destinación militar que contaba con derechos temporales de ocupación. En el primer trimestre de 2016 se procedió al pago

de esta servidumbre y el contratista quedó en condiciones de dar inicio a las actividades de construcción en los tramos relevantes de dicho terreno. Las concesiones eléctricas se encuentran ingresadas y en trámite de aprobación.

Financiamiento

Para financiar el proyecto, TEN, junto a sus accionistas, E.CL y Red Eléctrica Chile ("REC"), y bajo la asesoría de Banco Santander se encuentran estructurando un financiamiento bancario de largo plazo del tipo "Project Finance" con el que se espera financiar alrededor de un 80% de los costos totales del proyecto. Este financiamiento contará con tramos en dólares y en moneda local conforme a la composición de ingresos del proyecto. A marzo de 2016 se encontraban pre-seleccionados los bancos que participarán en el financiamiento, los cuales estaban avanzando en la etapa de "due diligence".

Proyecto de Reducción de Emisiones

Antecedentes del Proyecto

Con fecha 18 de enero 2011, se firmó el Decreto Supremo que establece la nueva Norma de Emisiones para Centrales Termoeléctricas. La Norma correspondiente se firmó el 23 de junio de 2011, fecha desde la que comienza a contarse el plazo para el cumplimiento de sus requerimientos.

Dicha Norma establece límites de emisión de material particulado (MP), dióxido de azufre (SO₂) y óxido de nitrógeno (NOx) que, en el caso de E.CL y dentro del alcance del proyecto, regirá para las unidades carboneras CTM 1 y CTM 2, ubicadas en Mejillones, y las unidades CTT 12, 13, 14 y 15, ubicadas en la ciudad de Tocopilla.

Para tal efecto, E.CL dio inicio a su proyecto de reducción de emisiones, contratando a la empresa Tractebel Engineering (TE) como "Owner's Engineer", la cual llevó a cabo los estudios de pre-factibilidad y factibilidad del proyecto.

Para una optimización de los costos y una reducción de los riesgos de ejecución, el proyecto se dividió en 9 paquetes, a saber (i) filtros de manga; (ii) retrofit parcial y total de manejo de cenizas; (iii) ventiladores ID; (iv) sistemas de abatimiento de óxido de nitrógeno; (v) planta desaladora; (vi) obras civiles; (vii) ingeniería y construcción; (viii) BOP mecánico; y (ix) BOP eléctrico.

A finales de 2011 se decidió implementar ciertas actividades catalogadas como extensión de vida útil de las plantas, incluyendo el reemplazo de todos los sistemas de control ("DCS") de las unidades, mejoras en los sistemas de molienda de carbón y modernización de los sistemas de control de las calderas. Lo anterior produjo una optimización de los costos y tiempos de implementación de tales actividades al ser ejecutadas en conjunto con el proyecto de reducción de emisiones. El costo total del proyecto de reducción de emisiones, incluyendo la extensión de vida útil de las centrales, alcanzó la suma total de US\$180 millones.

Principales Acontecimientos de 2015

Durante el mes de junio de 2015 se llevó a cabo la última detención programada de la unidad CTM1 para implementar el sistema DeNOx y el reemplazo del DCS.

En el complejo de Tocopilla la Norma comenzó a regir el 23 de junio de 2015, al cuarto aniversario de su publicación. Por esto, se llevaron a cabo pruebas



industriales como preparación a la entrada en vigencia de la nueva Norma de Emisiones, verificando a través de las mismas la funcionalidad de todas las áreas y procesos intervinientes: Comercial, Logística; Operaciones y Mantenimiento. Se probaron además diferentes tipos de cal hidratada de distintos proveedores para el abatimiento de SO_2 .

Durante 2015, se completó la instalación y puesta en marcha de la nueva unidad desaladora en el complejo de Tocopilla para mejorar su balance de agua y la disponibilidad del producto para los sistemas de abatimiento de SO_2 que la utilizan.

Con lo anterior las 4 unidades del complejo de Tocopilla que fueron parte del alcance del proyecto han dado cumplimiento a la nueva Normativa incluso antes de los plazos que ésta establecía.

Las dos unidades carboneras de Mejillones (CTM1 y CTM2) que fueron parte del proyecto, cumplieron antes de los plazos establecidos por la nueva Normativa en lo que respecta al abatimiento de material particulado, y desde agosto de 2015 se encuentran en condiciones de cumplir con los nuevos límites de emisiones de gases que entrarán en vigencia el 23 de junio de 2016.

Cabe destacar que durante 2015 se superó el “Millón de Horas Trabajadas Sin Accidentes Con Tiempo Perdido”.

Proyecto Pampa Camarones

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, tienen el potencial para instalaciones de hasta 300 MW netos. 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.

El proyecto se completa con el sistema de transmisión que incluye una línea de transmisión en 23kV Pampa Camarones - Vítor con un recorrido de aproximadamente 9 km y la subestación seccionadora en 110 kV ubicada en Vítor. Se espera que la planta esté operativa en el primer semestre de 2016.



08



FACTORES DE RIESGO

Como parte del desarrollo normal del negocio, E.CL se encuentra expuesta a una serie de factores de riesgo que pueden impactar su desempeño y la condición financiera de la Compañía, y que son monitoreados periódica y cercanamente por el Área de Riesgos y Seguros.

E.CL tiene establecido procedimientos de Gestión de Riesgos, donde se describen la metodología de evaluación y análisis de riesgos, incluyendo la construcción de la matriz de riesgos. Adicionalmente existe formalizado un Comité de Riesgos y Seguros que es responsable por la revisión, análisis y aprobación de la matriz de riesgos, además de proponer medidas de mitigación. La matriz de riesgos es actualizada y revisada trimestralmente y el monitoreo del avance de los planes de acción es realizado de forma permanente.

La estrategia de gestión de riesgos de la Compañía está orientada a resguardar la estabilidad y sustentabilidad de E.CL en relación a todos aquellos componentes de incertidumbre financiera o eventos de riesgos relevantes. El responsable del proceso de gestión de riesgos es la Gerencia de Riesgos y Seguros, pero los responsables de los riesgos son las distintas áreas de la Compañía involucradas en su gestión directa, a través de diversos Comités (de Finanzas, de Operaciones, Comercial, etc.) que son responsables de la identificación, evaluación, medición y control de los riesgos. Estos comités interactúan con el Comité de Riesgos y Seguros, alineándose con los objetivos.



A continuación se resume la gestión de riesgo de la Compañía y sus filiales.

RIESGOS DEL PROCESO PRODUCTIVO

Dentro del ciclo productivo de generación y distribución de electricidad, la Compañía ha identificado como factores de riesgos, los siguientes:

a) Riesgos de restricciones medioambientales

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

A pesar de lo anterior, seguiremos invirtiendo para mantener el cumplimiento de leyes ambientales, ya que el no cumplimiento de estas puede resultar en multas civiles o administrativas, sanciones, reclamos por daños y perjuicios ambientales, obligaciones de remediación, la revocación de autorizaciones ambientales o el cierre temporal o permanente de las instalaciones.

b) Disponibilidad de unidades generadoras

Las eventuales fallas en estas unidades podrán significar en el sistema elevados costos en la energía de reemplazo o en compras al mercado spot.

Esta dependencia de la generación con nuestras centrales de carbón ha disminuido en forma importante por la incorporación de nuevas centrales de generación de base, lo que ha ayudado a reducir los costos marginales.

La Compañía tiene contratada una póliza de seguros de Riesgos Operacionales con cobertura para Lucros Cesantes, a fin de mitigar los impactos financieros provenientes de daños materiales y daños consecuenciales de una falla de suministro de energía. Además, E.CL posee seguro de Responsabilidad Civil contra terceros y otras pólizas de seguros conocidas en la industria de la generación.

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

Todas las compañías eléctricas supervisadas por el CDEC están sujetas a multas si un apagón del sistema es resultado del error operacional de cualquier generador o transmisor de energía, incluyendo fallas relacionadas con la coordinación de los actores del sistema.

c) Riesgos de suministro de combustibles

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

El abastecimiento de combustible de la Compañía es 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.

Nuestro negocio podría verse afectado negativamente por el alza del precio del combustible o alzas de costos por cambios de ley en caso de no poder transferirlas a nuestros clientes según las condiciones que se establezcan en los contratos.

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

d) Riesgos de Construcción de Proyectos

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: decisión judicial contra permisos ambientales ya concedidos; escases o aumento en el precio de los equipos, materiales o trabajos; el no cumplimiento del contrato por parte de los contratistas y la oposición por grupos políticos y/o ambientales.

RIESGOS REGULATORIOS

Las actividades de la Compañía están sujetas a un amplio conjunto de normas gubernamentales, y los cambios que se introduzcan en ellas podrían afectar sus actividades, situación económica y resultado de las operaciones.

Las operaciones de E.CL están sujetas a una amplia normativa sobre tarifas y otros aspectos que regulan sus actividades en Chile. En consecuencia, la introducción de nuevas leyes o normas, como la modificación de las leyes o normas vigentes, podrían impactar sus actividades, situación económica y resultados de las operaciones. Estas nuevas leyes o normas, en ocasiones, modifican aspectos de la regulación que pueden afectar derechos existentes lo que, en su caso, podría tener efectos adversos sobre resultados futuros del grupo.

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 a la ley o de política en toda la empresa.

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

Las actividades de E.CL están sujetas a una amplia reglamentación medioambiental que se cumple de manera permanente. Eventuales modificaciones que se introduzcan en estas materias, podrían afectar las actividades, situación económica y el resultado de las operaciones.

La Compañía está sujeta a la normativa medioambiental, que entre otras cosas, exige la realización de estudios de impacto medioambiental para los

proyectos en estudio, la obtención de licencias, permisos y otras autorizaciones preceptivas y el cumplimiento de todos los requisitos previstos en tales licencias, permisos y normas. Al igual que ocurre con cualquier empresa regulada, E.CL S.A. no puede garantizar que las autoridades públicas vayan a aprobar tales estudios de impacto medioambiental; la oposición pública no derive en retrasos o modificaciones de cualquier proyecto propuesto; las leyes o normas no se modificarán ni interpretarán de forma tal que aumenten los gastos o se vean afectadas las operaciones, plantas o planes para la Compañía.

RIESGOS 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, este 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, tales como el precio de las 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.

a) Riesgo de Tipo de Cambio

El riesgo de tipo de cambio es el riesgo de que el valor de un activo o pasivo (incluyendo el valor justo de los flujos de caja futuros de un instrumento financiero) fluctúe debido a las variaciones de los tipos de cambio.

En el período terminado al 31 de diciembre de 2015, E.CL mantiene contratos de cobertura (“forward”) con bancos con el fin de disminuir fluctuaciones de tipo de cambio dólar/euro y dólar/unidad de fomento.

Con el fin de disminuir la exposición a la volatilidad del tipo de cambio, la Compañía 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 2015, un 96,52% de las cuentas corrientes e inversiones de corto plazo asociadas al manejo de caja estaban denominadas en dólares estadounidenses. La exposición de la Compañía a otras monedas extranjeras no es material.

b) Riesgo de Tasa 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 Compañía 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 la Compañía acepta intercambiar, en forma periódica, un monto generado por las diferencias entre una tasa fija y una tasa variable calculadas sobre un

nacional acordado. Al 31 de diciembre de 2015, la deuda financiera del grupo E.CL se encuentra denominada en un 100% a tasa fija.

c) Riesgo de Precio de Acciones

Al 31 de diciembre de 2015, E.CL y sus filiales no poseen inversiones en instrumentos de patrimonio.

d) Riesgo de Precio de Combustibles

La Compañía está expuesta 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, cuyos precios se encuentran 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 valores 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 E.CL 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. La empresa adicionalmente ha tomado contratos de productos derivados para cubrir las exposiciones de sus resultados y flujos de caja ante la volatilidad de precios en las transacciones de compra y venta de combustible que ha efectuado. 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 CRÉDITO

Nuestros ingresos dependen de ciertos clientes significativos.

La mayor parte de nuestras ventas de corresponden a grandes clientes mineros. Estas ventas son controladas por Contratos, lo que genera como consecuencia depender de la capacidad de estos clientes y el cumplimiento de sus obligaciones contractuales con nosotros.

La 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 operacionales y flujos de caja.



Deudores por Venta

El riesgo de crédito de los clientes está sujeto a la política, procedimientos y controles establecidos por la Compañía. 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. La Compañía ha evaluado que la concentración de riesgo con respecto a los deudores por venta califica como nivel aceptable, ya que los clientes son principalmente grandes compañías mineras y compañías generadoras y distribuidoras de electricidad de elevada solvencia.

Activos Financieros y Derivados

El riesgo de crédito al que se encuentra expuesta la Compañía, por las operaciones con bancos e instituciones financieras en cuentas corrientes, depósitos a plazo, fondos mutuos y derivados financieros, es administrado por la Gerencia Corporativa de Finanzas de acuerdo con la política de la Compañía. 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 Compañía 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 Compañía 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 firmando en diciembre de 2014 una línea de crédito comprometida con el Banco Chile por un monto de UF 1.250.000 y en junio 2015 una línea de crédito comprometida de largo plazo con los bancos Mizuho, BBVA, Citibank, Caixabank y HSBC que permite a la Compañía girar préstamos por un monto total de hasta US\$270 millones con un plazo total de hasta cinco años. Debido a lo anterior, se considera que





el riesgo de liquidez de la Compañía actualmente es bajo.

OTROS RIESGOS

Nuestros futuros proyectos de expansión dependen del incremento de la demanda de energía eléctrica en Chile. Un estancamiento de la demanda podría causar mermas en los márgenes en escenarios de precios más competitivos y afectar nuestros planes de crecimiento. Nuestras futuras inversiones en proyectos de expansión están directamente relacionadas a las necesidades de nuestros clientes, y nuestros planes de crecimiento podrían verse afectados desfavorablemente si la demanda no aumenta de acuerdo a lo pronosticado o si el consumo actual de nuestros clientes disminuyera.

Algunos de nuestros activos están sujetos al riesgo de sismos y tsunamis. La Compañía posee un seguro de Riesgos Operacionales y Lucros Cesantes, que cubre en caso de ocurrir catástrofes naturales, pérdida total o significativa en nuestras unidades de generación de energía u otras instalaciones. Sin embargo, los beneficios recibidos por ese concepto no son suficientes para satisfacer todo nuestro endeudamiento, aunque tengamos una revisión constante de los límites adicionales contratados para los riesgos de la naturaleza.

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, requieren gastos de capital significativos.

Además, la necesidad de responder a la competitividad del mercado, aumento de nuevas demandas de clientes y mejoramiento de las capacidades de nuestra generación de energía, transmisión e instalaciones de transporte de gas, también puede hacer que nuestros gastos de capital aumenten en el futuro.

Atrasos en proyectos de la interconexión SIC-SING y posibles restricciones de transmisión de energía por la futura línea SIC-SING, pueden causar riesgo de desacople de precios y mayor exposición al mercado spot.

Algunos de nuestros contratos de venta de energía que empezarán en 2018, están en el SIC. Nuestra generación está alejada de nuestros puntos de retiro; por ende, atrasos en la interconexión SIC-SING, además de posibles restricciones de transmisión de energía por la futura línea SIC-SING, tienen alto riesgo para nuestro negocio en el que aumenta la dependencia del margen a la hidrología, pudiendo provocar desacople de precios de energía entre SIC y SING y además afectar nuestro desempeño financiero al ser necesario comprar energía en el mercado spot a un mayor precio para cumplir con nuestras obligaciones contractuales.

Afrontar un posible incremento futuro en la competición por generadores tanto dentro y fuera del SING.

El mercado chileno de generación de energía ha experimentado un importante aumento de competencia en los últimos años. Eso se ha dado no solamente por nuevos entrantes en tecnologías convencionales en el SIC y en el SING, sino también por la entrada masiva de nuevos players de energía renovable no convencionales, como centrales eólicas y solares. Hay un riesgo efectivo



que esa competencia por clientes y mercados será aún más agguerrida. Además, como en el futuro el SING y el SIC están interconectados, E.CL tendrá que competir por la captación de clientes con generadores eléctricos en un mercado nacional.

SEGUROS

Mantenemos seguros que cubren nuestras propiedades, operaciones, terceros, directores y ejecutivos, personal y negocios.

Para los daños materiales e interrupción del negocio, mantenemos pólizas de Todo Riesgo Operación para E.CL y afiliadas que han sido reaseguradas dentro del programa regional de seguros de ENGIE, pero que han sido legalmente constituidas en Chile con una aseguradora local. Esta póliza cubre nuestros activos físicos, tales como plantas, oficinas, subestaciones, así como el costo de la interrupción del negocio. La póliza incluye cobertura para los riesgos de avería de maquinaria, incendio, explosiones y riesgos de la naturaleza. E.CL dispone de límites adicionales para los riesgos de la naturaleza. Las principales ventajas de participar del programa regional de seguros de ENGIE (que incluye compañías de energía del grupo ENGIE en Chile, Brasil, Argentina y Perú) son la mayor capacidad de negociación al concentrar demanda en una única póliza (incluyendo durante los reclamos de los siniestros), la mayor estabilidad en las primas por un efecto portafolio, y el soporte de los expertos en seguros de ENGIE a nivel regional.

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. Adicionalmente, tenemos una póliza de seguro de responsabilidad civil general, incluyendo la responsabilidad del empleador, falla de suministro y el seguro de responsabilidad de accidente automovilístico. Directores y ejecutivos son asegurados bajo una póliza de Responsabilidad Civil de Administradores (D&O).

La Compañía también contrató otros programas de seguros, tales como seguros de vida y de accidentes para los empleados y pólizas para vehículos, edificios y contenidos y equipos electrónicos.

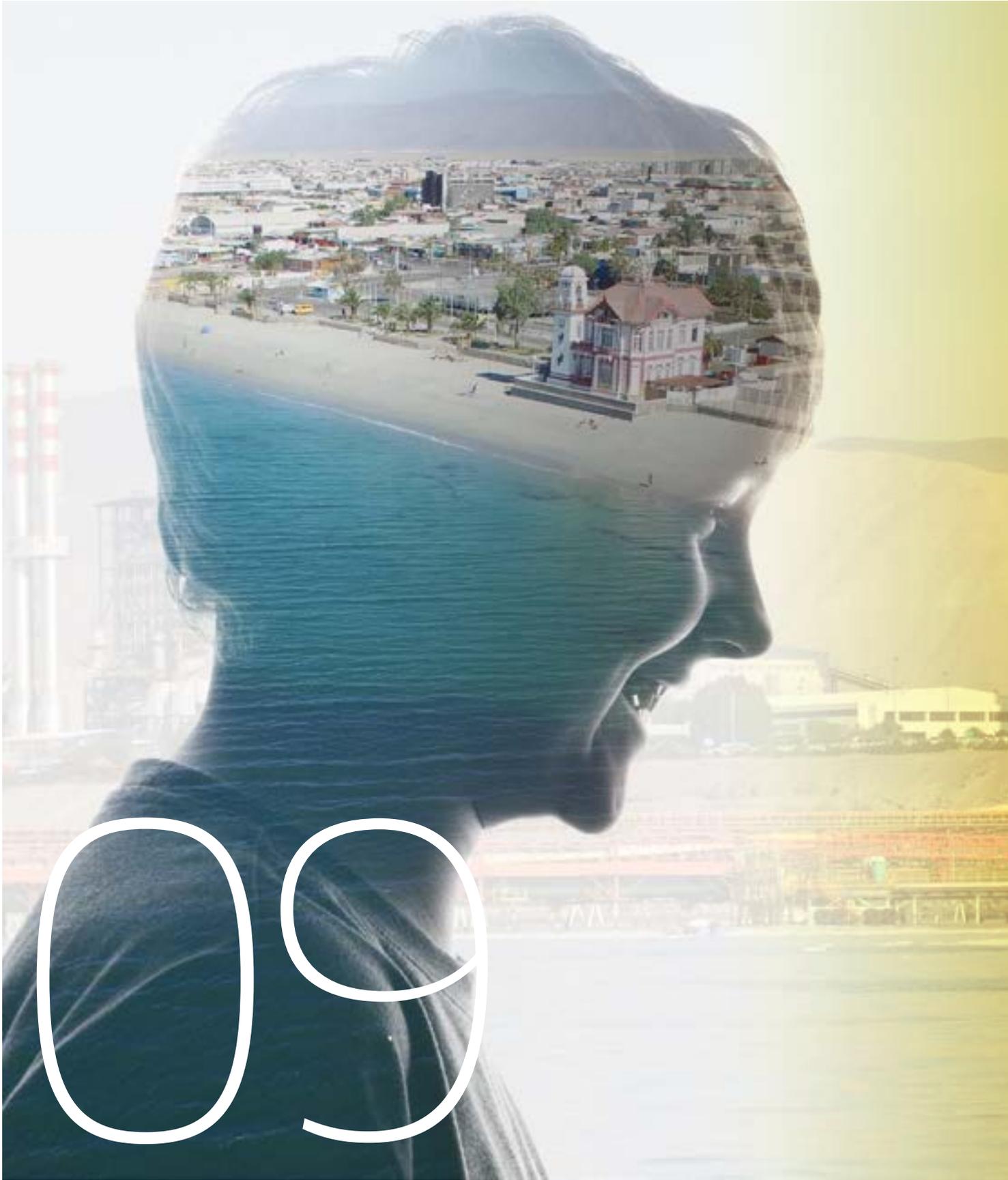
Los proyectos poseen seguro de Todo Riesgo de Construcción incluyendo daños consecuenciales por atraso en las obras (DSU), Responsabilidad Civil, Responsabilidad Civil Empleador y Transporte incluyendo, asimismo, daños consecuenciales por atraso en las obras (DSU).

CLASIFICACIÓN DE RIESGO

- El 6 de agosto de 2015, la agencia de clasificación de riesgo Fitch Ratings ratificó la clasificación de deuda de largo plazo de la Compañía en BBB, con perspectiva estable en la escala internacional y en A+ en la escala nacional.
- El 04 de noviembre de 2015, Standard & Poors ratificó la calificación de la deuda de largo plazo de la Compañía en BBB, con perspectiva estable.

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	n.a.
ICR	A+	Estable	1° Clase Nivel 2





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, en junio 2015, para las unidades generadoras de Central Tocopilla, de los límites de emisión de dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y mercurio estipulados en el DS 13/2011 “Norma de Emisiones para Centrales Termoeléctricas”.

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

Durante el año 2015, la Superintendencia del Medio Ambiente junto a otros organismos con competencia ambiental realizaron un total de 20 fiscalizaciones a las principales resoluciones de calificación ambiental (RCA) y otras normativas ambientales aplicables a la Compañía. En todas las inspecciones ambientales efectuadas no se identificaron observaciones en terreno y solo se debió complementar documentación.



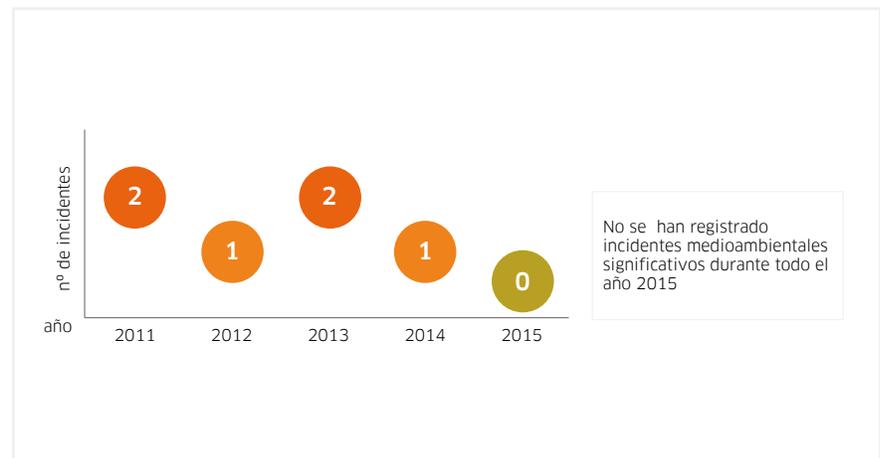
Por otra parte, producto del examen de información para verificar el cumplimiento de los requisitos de emisión del DS 13/2011, se inició un proceso de sanción por superación de la Normativa de Emisiones para Centrales Termoeléctricas durante el año 2014, respecto de las Unidades de Generación Eléctrica N°1 y 2 de la Central Térmica de Mejillones Una vez completado el proceso administrativo la empresa logró demostrar la inexistencia de la señalada infracción, por lo cual, la

autoridad mediante la Resolución Exenta N°919 del 02 de Octubre del 2015, absolvió a E.CL del cargo formulado. Los informes de fiscalización son públicos y están disponibles en la página web de la Superintendencia de Medio Ambiente. En definitiva, durante el año 2015 no hubo ninguna multa ni sanción ambiental para la organización.

En 2015 no se registraron incidentes ambientales significativos.

FIGURA N°1

Muestra el número de incidentes ambientales significativos para e los últimos cinco años:



Emisiones y calidad del aire

Todas las unidades generadoras de E.CL cuentan con sistemas de monitoreo continuo de emisiones (Cems) certificados por la Superintendencia del Medio Ambiente. Durante 2015 se efectuaron los ensayos anuales de recertificación de acuerdo a los protocolos de validación establecidos por la autoridad ambiental, logrando su revalidación por un nuevo año.

Asimismo, el monitoreo continuo de emisiones, efectuados a través de los

Cems, no reportó valores de material particulado, dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno sobre los límites establecidos en el año 2015.

Por otra parte, respecto del cumplimiento del Plan de Descontaminación Atmosférico de Tocopilla y su zona circundante para material particulado, este fue fiscalizado por la Superintendencia del Medio Ambiente mediante inspecciones presenciales y, posteriormente, a través de exámenes de información, encontrándose, a la



fecha, pendiente la emisión del informe final. No se identificaron observaciones durante las inspecciones de terreno.

Las emisiones de material particulado respirable estimadas utilizando factores de la Agencia Ambiental de Estados Unidos (US EPA) para el año 2015 alcanzaron las 49,8 ton/año, valor muy inferior al límite actualmente vigente (879 ton/año). Lo anterior obedece a la implementación, operación y mantención en todas las unidades carboneras de los

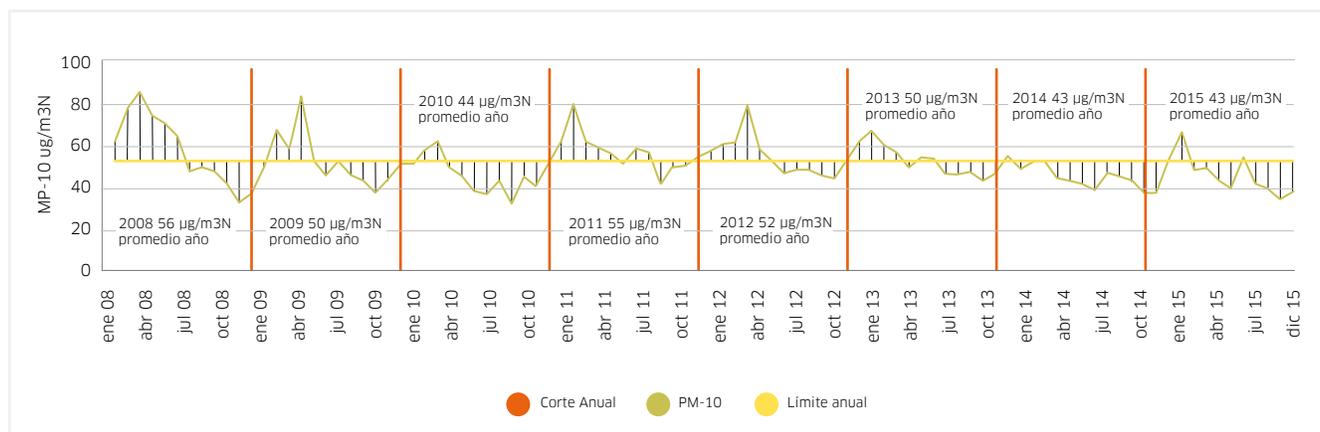
sistemas de abatimiento de material particulado (filtros de mangas) y a todas las mejoras efectuadas para el control de las emisiones fugitivas de material particulado. Las principales actividades operacionales para el control de emisiones de fuentes fugitivas de material particulado son el tratamiento del carbón con productos supresores de polvo, el confinamiento y mantención de las correas transportadoras y el programa 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 2015, presentan un comportamiento similar a las medidas durante el año anterior. El promedio anual de PM10 para el 2015 corresponde a 43 $\mu\text{g}/\text{m}^3\text{N}$.

La Figura N°2 muestra la evolución de las concentraciones promedio mensual de PM10 para el periodo entre enero de 2008 y diciembre de 2015.

FIGURA N° 2

Concentraciones Promedio Mensual PM10 ($\mu\text{g}/\text{m}^3\text{N}$)
Enero 2008 a Diciembre 2015



Respecto del cumplimiento de la norma trianual de PM10 en Tocopilla, para el periodo enero 2013 a diciembre 2015 (últimos 36 meses), presenta un valor de 45,5 $\mu\text{g}/\text{m}^3\text{N}$, el cual se encuentra bajo el límite normado de 50 $\mu\text{g}/\text{m}^3\text{N}$, debido al cumplimiento de las medidas definidas en el Plan de Descontaminación y a los límites de emisión establecidos en la norma para centrales termoeléctricas. De acuerdo a estos valores, la ciudad de Tocopilla y su zona circundante deja de ser una zona saturada por material particulado y se clasifica como "zona latente".

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 concentración promedio del año 2015 corresponde a 34 $\mu\text{g}/\text{m}^3\text{N}$ y la concentración trianual para el periodo enero de 2013 a diciembre de 2015 corresponde a 27 $\mu\text{g}/\text{m}^3\text{N}$. Todos los valores medidos se encuentran por debajo de los límites normados.

CALIDAD DEL MEDIO AMBIENTE ACUÁTICO

Durante 2015, 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 establecidos en el DS N° 90/00.

Los programas de monitoreo del medio ambiente marino realizados en las bahías de Tocopilla y Mejillones



durante el 2015, no muestran cambios significativos en las distintas matrices ambientales analizadas, manteniéndose las mediciones de los parámetros 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 ejecutaron 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.

Durante el 2015 se incorporó dentro de los programas de vigilancia ambiental, el monitoreo del Río Laja en el área de influencia de la Central Hidroeléctrica Laja.

GENERACIÓN DE RESIDUOS

El principal residuo generado por las operaciones de E.CL corresponde a las cenizas y escorias de la combustión del carbón. Durante 2015 se efectuaron

nuevas caracterizaciones físico - químicas de ambos materiales con laboratorios de ensayos autorizados, de modo de actualizar las resoluciones sanitarias que lo clasifican como un residuo industrial no peligroso.

PROYECTOS SUSTENTABLES

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

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 ha sido la activa participación de la empresa, la comunidad y emprendedores locales en las distintas etapas de desarrollo de estas iniciativas

El ciclo de vida de los proyectos en desarrollo implica una etapa de piloto experimental, una de factibilidad técnica y finalmente una fase de evaluación comercial para determinar si es posible desarrollar el proyecto a escala industrial, con apoyo de socios estratégicos en la inversión.

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

Piscicultura Cobia del Desierto de Atacama

Esta una iniciativa de un emprendedor que, con financiamiento de E.CL, partió en el año 2012 gestándose bajo el concepto de creación de valor compartido dentro del Ecosistema



Industrial y consiste en aprovechar la recirculación de agua de enfriamiento de las centrales Térmicas en Mejillones para el cultivo del pez Cobia, dadas las condiciones favorables de temperatura y calidad del agua.

- Etapas del proyecto

La primera etapa consideró la factibilidad técnica del proyecto piloto, obteniendo durante 2012 los permisos respectivos de las autoridades competentes, que permitieron la construcción y operación de la planta de piscicultura experimental, así como también la importación, desde Estados Unidos, de ovas para la primera generación de Cobias en Chile.

La segunda etapa, desarrollada entre el 2013 y 2014, consideró el desarrollo del know-how para operar una piscicultura en una zona donde este tipo de industria no está presente, capacitando a pescadores artesanales locales para hacerse cargo de una actividad totalmente nueva, enfocada en la producción de recursos naturales y no en su extracción desde el mar. Durante esta etapa fue posible la obtención de las primeras ovas embrionadas naturalmente in-situ, que han permitido prescindir de la importación de éstas para mantener el ciclo productivo en esta piscicultura.

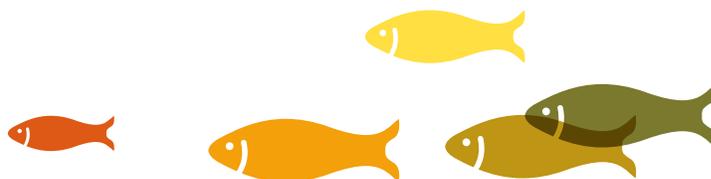
Durante el 2015 se realizaron mejoras técnicas y operativas, que permitieron optimizar los recursos, establecer los mejores parámetros de cultivo y desarrollar técnicas y protocolos de reproducción, a la vez que fue posible testear, de forma satisfactoria, el producto en el mercado regional.

Durante el 2016 se pretende buscar un socio estratégico que permita escalar la

planta a un nivel comercial de 500 ton/año aproximadamente o desarrollar una Unidad Tecnológica de Investigación en Acuicultura en las instalaciones existentes.

La operación de la piscicultura se realiza en las filosofías de Bienestar Animal y Cero Desechos. La primera se traduce en un monitoreo permanente del estado de los peces y su medioambiente, evitando el stress, y el no empleo de productos químicos ni antibióticos durante su crecimiento.

Por otro lado, la filosofía de Cero Desechos ha permitido mantener una lombricultura y una pequeña plantación de Salicornias, al reutilizar los residuos sólidos y líquidos del proceso. La lombricultura permite generar abono orgánico para áreas verdes, mientras que las Salicornias son regadas con agua de mar, captando CO₂ para transformarlo en el oxígeno, que es liberado hacia la atmósfera.



CARACTERÍSTICAS DE LA COBIA

- Es un pez gourmet de carne blanca, de elevado valor comercial en mercados internacionales
- No se pesca industrialmente, pues no forma cardumen
- Tiene altos contenidos de Omega 3, incluso mayores al salmón
- Es rústico, resistente a enfermedades y con capacidad de reproducción en cautiverio
- Puede alcanzar un peso de cuatro kg en ocho meses
- A nivel mundial se proyecta al 2017 un mercado de 800 millones de dólares

Proyecto producción de Biomasa

Desde el 2011, E.CL realizó la etapa de factibilidad técnica y económica de un proyecto de producción de biomasa, en un módulo productivo único en el mundo, en el desierto más árido del planeta: el Desierto de Atacama.

Este proyecto contempla la producción de biomasa para ser combustionada junto con carbón (co-combustión), en las centrales de CTA-CTH. Esta producción, busca ser autosustentable energética y productivamente, ya que se riega con agua de descarte del proceso térmico, se abona con bio-fertilizante que proviene del mismo biodigestor, el cual, a la vez, provee energía.



El año 2015, la etapa de factibilidad llegó a su fin, teniendo como principales resultados la gestión final de terrenos con BBNN para su escalamiento, buenos resultados productivos y de mitigación de CO₂ importantes.

Por otro lado, se realizaron las pruebas de co-combustión a escala piloto en la planta de lecho fluidizado de la Universidad de Concepción, validándose los buenos resultados esperados desde el punto de vista operacional y ambiental.

Paralelamente a esto, el año 2015 se constituyó la empresa de servicios agrícolas Valdebenito S.A., cuyo dueño se formó y trabajó como capataz del proyecto en los años anteriores. La idea fue consolidar a un nuevo emprendedor, que naciera de esta iniciativa, en un rubro nuevo en la zona, y capacitarlo en múltiples temas de la industria agrícola y a tópicos empresariales en general.

El proyecto biomasa se encuentra en revisión de todos los pasos a seguir y en las respectivas validaciones para poder concretar su escalamiento hasta 350 hectáreas en seis años, desde su inicio.

Paralelamente, se está gestionando la entrada de este proyecto, en términos de mitigación de CO₂, a las nuevas oportunidades y mecanismos nacientes de la Cumbre de Cambio climático en París (COP 21), ya que el secuestro de CO₂, en lugares donde no existen sumideros de este compuesto como son los desiertos, es de suma relevancia a nivel regional, nacional y como empresa.

Biogás

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, y que la Compañía lleva a cabo desde el año 2014.

Estos residuos provienen del mismo proceso de generación de energía, del casino de la central térmica Mejillones (residuos orgánicos), de la cal de rechazo (insumo utilizado en el proceso de generación) y también del agua industrial.

Este proyecto 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, dado que sin ellos la producción de biomasa, sería muy baja.

Relevante en esta iniciativa sustentable es que el 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 15 meses de puesta en marcha se han reciclado 60 toneladas





de residuos orgánicos y se han evitado la emisión de 24 toneladas de CO₂.

I+D

Interiorizar la investigación y desarrollo en E.CL, es uno de los objetivos más relevantes para la empresa y el grupo controlador.

Por ello la búsqueda de proyectos de I+D, alineados al giro principal de la Compañía, es una de los quehaceres diarios, más aún si se puede vincular con el gobierno a través de proyectos de investigación.

En ese contexto, el proyecto fabricación de Zeolitas, a partir de cenizas y escorias de las centrales de generación, como también el proyecto de Torrefacción de biomasa como sustituto del carbón mineral apuntan a este relevante objetivo.

Esta iniciativa, utiliza residuos propios del proceso de generación térmica, como son la ceniza y la escoria, para transformarlos en materiales de alto valor. Estos elementos son un filtrante

para la industria minera (que es utilizado a gran escala) y también un sustrato agrícola que permite la retención de agua y aporta materia orgánica.

El proyecto, es desarrollado en conjunto con la Universidad de Santiago de Chile, en un plazo de tres años y finaliza el 2017. Es financiado por Corfo, la Universidad de Santiago y E.CL.

El proyecto torrefacción de biomasa, en tanto, se desarrolla en conjunto con forestal Calle Calle y la Universidad de Concepción y finaliza el 2017. Este tiene como objetivo valorizar residuos agrícolas o forestales con potencial energético, mediante un proceso llamado torrefacción, el cual aumenta la densidad energética del combustible y lo deja apto para ser utilizado en las centrales de carbón pulverizado, como sustituto del carbón mineral. Este combustible en co-combustión, posee ventajas ambientales similares a la biomasa sin tratar, pero permite ser utilizada en más tecnologías de calderas, sin problemas logísticos ni técnicos en altos porcentajes de reemplazo.

Planta Piloto Co-Combustión en Coronel

La planta piloto de lecho fluidizado, ha apoyado la creciente búsqueda de combustibles y aditivos que apoyen a la generación térmica sustentable.

Esta planta juega un rol preponderante en este aspecto, ya que, al emular las características operacionales de las calderas industriales, puede simular el comportamiento de lo estudiado bajo condiciones reales.

Se han probado aditivos, residuos, biomasa forestal tratada y no tratada, biomasa de nopales producida en Mejillones entre otros.

Junto con lo anterior, la vinculación con la universidad, ha permitido tener más información de problemas y contingencias operacionales, las cuales por ejemplo han sido estudiadas en una tesis de doctorado co- financiada por E.CL, denominada: "Estudio y modelación de la co-combustión con formación de depósitos en un reactor de lecho fluidizado burbujeante".

Los principales objetivos de esta tesis son:

- Analizar el efecto de la composición de las mezclas de carbón-biomasa, características propias de los combustibles, variables operacionales en la formación de depósitos de ceniza, la formación de contaminantes y la eficiencia de la combustión, a partir de ensayos a escala piloto
- Estudiar el comportamiento dinámico de un reactor al co-combustionar carbón con biomasa forestal.
- Desarrollar un modelo de formación de depósitos de cenizas, a partir de la velocidad de formación de depósitos en función de: parámetros operacionales, composición de la ceniza y el índice de fusibilidad.
- Estudiar y modelar el comportamiento de los componentes inorgánicos en la co-combustión de carbón con biomasa forestal en un reactor de lecho fluidizado burbujeante/turbulento.
- Determinar el efecto de las características físico-químicas de la biomasa en la formación de escoria sobre superficies intercambiadoras de calor a escala piloto.

Materiales Elaborados con Cenizas (MEC)

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 plantas 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 calificados como no peligrosos, pero de complejo almacenamiento, dadas las cantidades que se generan y la volatilidad propia de este tipo de material.

En este contexto E.CL ha cofinanciado, junto a InnovaChile de Corfo y la empresa Bejos, el desarrollo de un proyecto piloto de utilización de las cenizas en la elaboración de 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 y, a la vez, crear una nueva industria en la región.

Si bien la producción 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 de Materiales Elaborados con Cenizas (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.

Este proyecto se ha desarrollado desde el año 2012, logrando demostrar que es posible elaborar materiales de construcción (ladrillos, adoquines, enchapes y otros preformados) en forma estándar a un bajo costo unitario y con excelentes propiedades técnicas, incluso muy superiores a las exigidas por la actual normativa y sin necesidad de horneado. Adicionalmente, se realizaron pruebas de separación de la cal desde las cenizas, obteniendo una metodología de separación probada.

Durante el año 2015 se testearon diferentes muestras de cenizas, de diferentes unidades generadoras; se realizaron mejoras técnicas y operacionales, que permitieron aumentar la calidad y resistencia de los diferentes productos elaborados y se amplió la gama de productos para incluir características adicionales como diferentes colores y formas. En forma paralela, se desarrollaron procesos para la elaboración de otros materiales para la construcción, tales como hormigón geopolímero, hormigón vibrado, hormigón espuma y áridos livianos.

Durante el año 2016 se espera recibir las certificaciones que permitirán demostrar la confiabilidad y seguridad en el uso de este producto de calidad y resistencia superior a los materiales actuales en el mercado, mientras se trabaja en los estudios de preinversión que harán posible diseñar y construir una planta de producción a nivel industrial, junto a un socio estratégico.

Utilización de cenizas como materia prima del cemento

Se ha comprobado, además, la factibilidad de 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.



Tras un largo proceso de desarrollo y pruebas, desde marzo de 2014 las cenizas que son captadas por filtros desde las unidades generadoras de la Central Térmica Andina (CTA) y la Central

Térmica Hornitos (CTH) en Mejillones y están siendo utilizadas como insumo del proceso de fabricación de cemento de las empresas Cementos Bío Bío (Inacesa) y Polpaico.

VOLÚMENES ANUALES DE GENERACIÓN DE CENIZAS Y VENTA A CEMENTERAS

2013

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

215.616 toneladas de cenizas volantes se generaron en CTA y CTH

36.348 toneladas fueron vendidas a cementeras.

2014

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

131.400 toneladas cenizas volantes se generaron en CTA y CTH

49.920 toneladas fueron vendidas a cementeras.

2015

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

184.729 toneladas cenizas volantes se generaron en CTA y CTH

69.651 toneladas fueron vendidas a cementeras.

Para el 2016 E.CL mantiene su compromiso de seguir en la búsqueda de usos alternativos de las cenizas, para minimizar el volumen de este material que queda como pasivo ambiental en las comunas donde opera.

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 iniciativa, entre los años 2011 y 2012, se conformaron dos grandes consorcios que contaron con el apoyo financiero y técnico de InnovaChile de Corfo, el Ministerio de Energía, empresas privadas y universidades, para desarrollar los proyectos de investigación por un período de cinco años. Estos son:





Consortio “Desert Bioenergy” en Tocopilla

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

Consortio “Algae Fuels” en Mejillones

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 sistemas cerrados de cultivo (fotobiorreactores) y en sistemas abiertos (piscinas tipo raceways) de distintos volúmenes de producción, de modo que es posible capturar el CO₂ producido por las centrales en el proceso de generación, para ser utilizado por las microalgas en su proceso de crecimiento.

Estos sistemas de cultivo utilizan agua de mar como medio y el proceso de producción involucra diversos procedimientos y técnicas de laboratorio para extraer de la microalgas los lípidos que serán utilizados para su conversión a biodiesel, pero también distintos tipos de proteínas, carbohidratos, biopolímeros y pigmentos para la producción de subproductos, tales como biofertilizantes, productos para alimentación animal y aplicaciones para la industria nutracéutica y farmacéutica.

El biodiesel producido en las plantas pilotos es utilizado para realizar pruebas en motores, mezclándolo previamente con diésel en un porcentaje que varía entre un 5% y 10%.

Durante el año 2015 se cumplieron los hitos técnicos del Consorcio Desert

Bioenergy, el cual ha concluido la etapa de investigación. Por su parte, a mediados del año del 2016, el Consorcio Algae Fuels finalizará su etapa de investigación y evaluará la forma de darle continuidad al proyecto en los siguientes años, con el objeto de seguir estudiando cómo mejorar las limitaciones tecnológicas del proceso de cosecha y el alto costo de los sistemas de cultivo y, por otro lado, como mejorar los costos de operación.

Inventario de Emisiones y Huella de carbono

Por primera vez E.CL verificó el cálculo y la metodología efectuada para el cálculo de la huella de carbono e inventario de emisiones, para el año operacional 2015.

La huella de carbono (HC) se define como el conjunto de emisiones de gases de efecto invernadero producidas, directa o indirectamente, por personas, organizaciones, productos, eventos o regiones geográficas, en términos de CO₂ equivalentes.

Esta es una herramienta útil de gestión para conocer las conductas o acciones que están contribuyendo a aumentar las emisiones, cómo se puede mejorar y realizar un uso más eficiente de los recursos, como también para poder medir la contribución al cambio climático global. Se calcula para un período determinado de tiempo, normalmente un año y requiere de un trabajo conjunto de las diferentes estructuras de la empresa.

Para la apropiada gestión, la Huella de Carbono Corporativa agrupa las emisiones de gases de efecto invernadero en tres alcances, siendo el de principal interés el que se calcula



por el tipo de industria, el Alcance 1 – Emisiones Directas, que se definen como emisiones de gases GEI que provienen de fuentes que son propiedad o son controladas por la empresa.

El cálculo de la Emisiones Directas se basa en la metodología propuesta por el Ministerio de Energía y las recomendaciones presentes en la norma ISO 14064.

- Se consideran las emisiones durante el período 2014, tomando como base toneladas de dióxido de carbono.
- Se reconoce como fuentes de emisión directa de la Compañía: Centrales térmicas y sistemas de apoyo, vehículos de la Compañía y fugas de gases GEI.
- Se realiza un levantamiento de la información disponible de todas las fuentes de emisión de la Compañía y la potencia bruta/neta generada por la Compañía durante el 2014.
- Se utilizaron los factores de emisión propuestos en la Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) para determinar las toneladas de CO₂ y la equivalencia de gases GEI (SF₆, NOX, SO₂) a toneladas de CO₂ de aquellas fuentes de emisión de las que no se obtuvieron información de planta.
- La verificación fue realizada por la empresa Ernst and Young, empresa auditora especialista en la verificación de estos indicadores en la industria energética.
- La verificación del inventario de emisiones de GEI, se efectuó de

acuerdo a la norma de verificación internacional para auditorías de información no financiera ISAE 3.000, y siguiendo los lineamientos del GHG Protocol y las especificaciones de la norma ISO 14.064 sobre Gases de Efecto Invernadero.

- La empresa realizó una validación del procedimiento, herramientas y de los datos entregados, acompañado de visita terreno y entrevistas a todos los involucrados en la cadena de valor de la energía.
- Como resultado, se obtuvo que para el año operacional 2014, la Compañía posee una tasa de generación de 9 millones de Toneladas de CO₂ equivalentes y una Intensidad de Emisión de 0.97 [TonCO₂/MWh], valor que se encuentra por debajo de la Intensidad de emisión del sector eléctrico nacional (1.2 [TonCO₂/MWh]).
- El proceso de medición, cálculo y verificación de las emisiones de gases de efecto invernadero, en conjunto con otras actividades que estamos desarrollando, constituyen el plan de mitigación de impactos ambientales que llevamos a cabo en la Compañía, y que su espíritu es sobrepasar el cumplimiento de la ley, en post de un futuro sostenible en sus tres pilares, ambiental, social y económico

Responsabilidad Social Participativa

La activación de las comunidades, a través de proyectos participativos que permitan alcanzar un desarrollo sustentable a los habitantes de las comunas donde E.CL mantiene operaciones, son el eje central de

las políticas de Sostenibilidad y Responsabilidad Social Corporativa de la Compañía.

Trabajar bajo el concepto de la asociatividad, involucrando a todos los actores relevantes de cada comuna en decisiones que los impacten positiva y directamente, haciéndolos partícipes de su propio crecimiento, a través de iniciativas que aporten valor y que dejen huellas en la ciudad y en la ciudadanía, son acciones claves para sostener que existe un relacionamiento exitoso entre E.CL y sus vecinos de Tocopilla y Mejillones.

Haberse adelantado a las exigencias de la Ley de Emisiones para Centrales Termoeléctricas, iniciando hace más de una década un Plan de Mitigación de las emisiones, posicionan hoy a E.CL como una de las empresas más responsable en materia ambiental del Norte Grande, lo que es, sin duda alguna, el reflejo del compromiso que existe con las comunidades donde opera la empresa.

E.CL es la Compañía con mayor generación de empleo en las comunas donde opera, y la que más aporta a la activación económica de ellas.

En el 2015, se reafirmó el compromiso social, a través de la renovación de los convenios con las municipalidades de Tocopilla y Mejillones, con la ejecución, en ambas comunas, de las Mesas Comunitarias de Trabajo, con la entrega de becas, con el apoyo a la formación y desarrollo de los proveedores locales y de potenciales nuevos proveedores. También se dio inicio en Tocopilla a una Mesa de Diálogo y Trabajo con el gremio de pescadores y buzos mariscadores, y

en Mejillones se renovó la existente, entre otras importantes iniciativas sociales.

Las Mesas de trabajo

Las mesas de trabajo son herramientas de aporte transversal a las comunidades, donde opera la Compañía y que han permitido beneficiar a decenas de agrupaciones, las que por medio de los Fondos Concursables y Proyectos Especiales, han podido materializar anhelos de años que, por falta de recurso, se veían entrapados en su desarrollo.

En Tocopilla, en tres años de ejecución, la Mesa ha beneficiado a 140 agrupaciones sociales, adjudicándose 210 millones de pesos, recursos que se han utilizado en iniciativas culturales, deportivas, recreativas, de infraestructura comunitaria, entre otros beneficios, que aportan valor a la labor social que cada uno de los grupos realiza, en el afán de aportar también valor a la comuna.

La Mesa está integrada por los principales referentes de la comunidad de Tocopilla, la Municipalidad y la Unión Comunal de Juntas de Vecinos, además de representantes de la Compañía.

El 2015, la instancia integró, como parte oficial, a una segunda Unión Comunal de Juntas de Vecinos (Unión Nueva Tocopilla), que se sumó a la Unión Comunal de Juntas de Vecinos, otorgándole así una completa representatividad a la ciudadanía.

En todos estos años de ejecución, la participación del municipio ha sido clave debido al alcance transversal de este actor en la Mesa y su aporte a la conservación de la identidad y pertenencia dentro de la toma de decisiones.

Fondos Concursables

N°	Agrupación Postulante	Nombre de Proyecto	Monto Solicitado
1	Junta Vecinal Eduardo Frei	Cierre Perimetral para Nuestra Sede	\$ 2.000.000
2	Junta Vecinal José Francisco Vergara	Mejorando Nuestra Salud con Actividades Deportivas	\$ 1.899.170
3	Baile Religioso Chunchu Chileno	Pampa de Tamarugal, abrigaditos estamos más calentitos los chunchitos	\$ 1.759.200
4	Junta de Vecinos Paseo del Mar	Gimnasio y bodega mueve tu barrio	\$ 2.000.000
5	Junta de Vecinos Alto Covadonga II	Mejorando y preservando nuestra junta de vecinos	\$ 1.203.230
6	Agrupación de Ayuda al Enfermo de Cáncer Adaec	Protección y seguridad a los voluntarios y pacientes	\$ 1.500.000
7	Junta de Vecinos Eduardo Martínez	Mejorando nuestro acceso comunitario para discapacitados	\$ 2.000.000
8	Unión Comunal de Clubes Adulto Mayor	Adquisición de implementos ortopédicos de apoyo	\$ 906.870
9	Junta de Vecinos Arturo Prat	Protegiendo nuestra sede vecinal	\$ 1.000.000
10	Junta de Vecinos Pacífico Sur	Implementación para nuestra sede vecinal, un piso para nuestra cocina	\$ 1.800.000
11	Club Deportivo Milán	Con perseverancia los sueños se hacen realidad	\$ 1.000.000
12	Junta de Vecinos Luis Cruz Martínez	Mejorando nuestra sede social para una mejor participación	\$ 2.000.000
13	Junta de Vecinos Las Tres Marías	La esperanza de un nuevo amanecer	\$ 1.921.000
14	Consejo Vecinal de Desarrollo Alto Norte	MotivArte en tu barrio carnaval	\$ 1.597.536
15	Junta de Vecinos Valero Cebrian	Talleres de huertos y jardines urbanos para mejoramiento de espacios públicos y potenciación del espacio	\$ 402.580
16	Junta de Vecinos La Patria	Creando seguridad para nuestra sede vecinal	\$ 2.000.000
17	Baile Moreno Cóndor	Implementando nuestro Moreno	\$ 779.540
18	Junta de Vecinos Punta Ampa Caleta Indígena	Un gabinete de primeros auxilios para caleta Punta Ampa	\$ 974.608
19	Junta de Vecinos El Cobre	Tenemos derecho a vivir seguros	\$ 1.500.000
20	Junta de Vecinos Manuel Rodríguez	Protegiendo la plaza de todos	\$ 1.801.606
21	Central de Baile Valero Cebrian	María es el camino	\$ 1.980.000
22	Club Deportivo y Social Juventus	Todos uniformados para jugar	\$ 1.153.940
23	Junta de Vecinos Villa Norte	Reparación Techumbre Sede Social	\$ 1.890.000
24	Junta de Vecinos Bernardo O'Higgins	Implementación de talleres de manualidades a través de distintas técnicas	\$ 1.800.000
25	Sociedad N°1 Indios Tobas San Lorenzo Tocopilla	A finalizar nuestros sueños	\$ 1.014.300
26	Junta de Vecinos Cardenal Caro	Implementando bodega y reparación eléctrica	\$ 1.988.000
Total			\$ 39.871.580

Proyectos Especiales

N°	Agrupación Postulante	Nombre de Proyecto	Monto Solicitado
1	Amigas y amigos del patrimonio cultural de Tocopilla	Terminaciones centro comunitario parroquia Sagrado Corazón	\$ 4.000.000
2	Comunidad cristiana nube de gloria	Centro abierto "un espacio para la conciliación de la vida laboral y familiar"	\$ 2.171.000
3	Nuestra parroquia señora del Carmen	Habilitación acceso discapacitados y personas con movilidad reducida	\$ 4.000.000
4	Cuerpo Bomberos Tocopilla	Implementación equipos de comunicación Cuerpo Bomberos Tocopilla	\$ 4.000.000
5	Unión Comunal Asociación de Béisbol de Tocopilla	Sueños de Campeones	\$ 2.250.000
6	1 era Compañía de Bomberos	Implementando a nuestros bomberos	\$ 2.100.000
7	Unidad de Discapacidad Municipal	Por el derecho a jugar de todas y todas	\$ 4.772.340
8	Centro de Padres y Apoderados Escuela F-6	Construcción de sombrilla patio kínder	\$ 2.121.000
9	Unión Comunal de Juntas de Vecinos	Protegiendo nuestro patrimonio a través de una techumbre digna	\$ 4.585.660
Total			\$ 30.000.000

La Mesa de Trabajo E.CL Comunidad Mejillones, por su parte, reafirmó los lazos con la comunidad a través de una alianza estratégica con el municipio local, actor que determinó y organizó los focos de apoyo que se otorgan a partir de la conformación de comités, que priorizan diversos frentes tales como el deporte, la educación y la actividad pesquera.

N°	AGRUPACIÓN POSTULANTE	PROYECTO	MONTO ASIGNADO (\$)
1	Junta de vecinos N°1 Juan Panades Bandera	Sin drogas se vive mejor	\$ 1.472.440
2	Tercera Compañía de Bomberos de Mejillones	Adquisición uniforme de parada 3° Compañía de Bomberos de Mejillones	\$ 1.499.400
3	Alianza Deportiva Integral de Mujeres "Libre Esperanza"	Ven y únete al deporte en Mejillones	\$ 1.498.900
4	Club Social y Deportivo Estibadores de Génova	Implementación e indumentaria deportiva Club Génova	\$ 632.200
5	Junta de vecinos N°5 Salvador Allende	Cine en nuestro barrio	\$ 1.260.250
6	Club Náutico de Mejillones	Veleristas mejilloninos con proa puesta en el nacional de escuelas de vela	\$ 1.500.000
7	Club Deportivo Juventus Mejillones	Fomentando el deporte en los niños de Mejillones	\$ 1.322.600
8	Agrupación X Skate Mejillones	Talleres infantiles de skate para Mejillones	\$ 1.491.548
9	Junta de Vecinos N°9 Renacer Mejillones	Carnaval de verano	\$ 1.499.000
10	Agrupación Colectivo Músico - Cultural de Mejillones	Entre ensayos y tocatas. Memoria, tiempo y música	\$ 1.364.000
11	Junta de Vecinos Conjunto Habitacional Sur N°1	Fomentando el deporte en las mujeres, niños y jóvenes de la junta vecinal N°7	\$ 1.439.450

Beca E.CL Tocopilla - Mejillones

La Beca E.CL a la Excelencia Académica, que se entrega hace 20 años, busca premiar a aquellos jóvenes talentosos, pero que muchas veces transitan por difíciles caminos para poder acceder a la educación media, evitando así la deserción escolar en la enseñanza básica, para dedicarse a aportar al sustento de sus hogares.

El beneficio consiste en el apoyo económico durante los cuatro años de Enseñanza Media a los mejores estudiantes de sus promociones, la mayoría de ellos de escasos recursos.

Beca E.CL a la Excelencia Académica

Nombre del Estudiante	Beca de Excelencia Académica
Yanina Rodríguez Pozo	Tocopilla
Pablo Sanhueza Figueroa	Tocopilla
Pamela Rojas Úbeda	Tocopilla
Leonardo Valdebenito Bahamondes	Tocopilla
Génesis Vega Arce	Tocopilla
Wilson Choque López	Tocopilla
Thiaren Flores Pizarro	Tocopilla
Nicole Juica Hidalgo	Tocopilla
Nicolás Contreras Zamora	Mejillones
Mackarena González Moreira	Mejillones
Alex López Rivera	Mejillones
Dante Cortés Pizarro	Mejillones
Olguita Díaz Martínez	Mejillones
Cristhofer Mariaca Lea	Mejillones
Matías Riquelme Portilla	Mejillones
Luis Matamala Tapia.	Mejillones

Mesa Sindicato de Pescadores y Buzos Mariscadores Tocopilla

Esta nueva iniciativa tiene como objetivo impulsar el desarrollo del sector y diversificar la actividad productiva del gremio, a través de una asesoría

permanente para la gestión de proyectos que permitan levantar en Tocopilla a los hombres de mar y sus familias.

Esta Mesa de Trabajo, busca fomentar actividades paralelas a la labor extractiva tradicional, agregándole valor y dando herramientas para propiciar en este gremio escenarios sostenibles, competitivos y formativos.

En septiembre del 2015 partieron las acciones conjuntas entre E.CL y los pescadores artesanales y buzos mariscadores del Sindicato Independiente de Tocopilla.

En este tiempo, se han logrado una serie de beneficios para este sector, como capacitaciones profesionales para los socios y sus familias y el mejoramiento de la infraestructura del muelle fiscal donde se reúnen.

Se ha generado, además, una alianza que les permite resolver sus emergencias de salud y de estancamiento de su actividad por los embates de la naturaleza.

Ciudad Color Tocopilla

E.CL ejecuta en Tocopilla el proyecto de activación social denominado "Ciudad Color Tocopilla", que tiene por objetivo recuperar los espacios afectados por un aluvión que azotó a la comuna en agosto del año 2015. Los esfuerzos se enfocaron en la zona más devastada por los embates de la naturaleza, denominada "zona 0", que integra a cuatro poblaciones emblemáticas de la comuna: 5 de octubre, 21 de octubre, Valero Cebrián y José Santos Ossa.

Para el óptimo desarrollo del proyecto, se generó un fondo de emergencia, que

permitirá levantar tres espacios destruidos por el aluvión, los que fueron escogidos por los propios vecinos del sector, quienes a través de un proceso participativo, decidieron recuperar una plaza de ejercicios, una escalera que conecta las cuatro poblaciones y un mirador que se encuentra ubicado en el corazón de la zona 0 y que le han llamado "el mirador de la esperanza" y que materializará el primer Circuito Patrimonial Cultural en un barrio de Tocopilla.

Fútbol Calle Mejillones

Con el objetivo de fomentar el deporte y la vida sana en Mejillones, E.CL organizó el primer campeonato nacional de Fútbol Calle, que congregó a los máximos exponentes de este deporte de la región. La alianza público-privada, que unió a E.CL y la Corporación de Deporte y Recreación de Mejillones, para el fomento del deporte en esta comuna, apunta a generar instancias de participación ciudadana a través del deporte.

Mejillones es un polo importante de desarrollo para el país y patrocinar iniciativas que lo den a conocer en todo Chile, le aporta valor a la comuna, instancia que pretende propiciar la Compañía.

Convenios Municipalidades de Tocopilla y Mejillones

Con el objetivo de apoyar iniciativas que van en directo beneficio de las comunidades, E.CL en distintos años, concretó convenios de colaboración con los municipios de Tocopilla y Mejillones, destinados a apalancar instancias emblemáticas de cada comuna, enfocadas en los pilares de apoyo que la Compañía definió en sus políticas de sostenibilidad y responsabilidad social corporativa,





que son educación, cultura, deporte y recreación e infraestructura comunitaria.

En más de cinco años de ejecución, ambos convenios han permitido que E.CL sea reconocida como un buen vecino al aportar en el financiamiento de actividades municipales de beneficio comunitario.

En Tocopilla, el convenio financia actividades que aportan a la identidad y a la pertenencia de la comuna, como el aniversario de la ciudad, el carnaval de verano, la celebración del día de las madres y la fiesta de Navidad de los niños y niñas del puerto.

Por su parte, en Mejillones este convenio tiene un alcance directo a iniciativas que fomenten la cultura, el deporte y la educación.

Programa de Desarrollo de Proveedores

El objetivo del Programa de Desarrollo de Proveedores (PDP) de E.CL es

producir 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 el 2015, se culminó este programa con la certificación de más de 50 proveedores de las comunas de Tocopilla y Mejillones.

Educación Ambiental para la Sustentabilidad

La iniciativa surge 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 para 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 Tocopilla y Mejillones.

La idea es concientizar a los estudiantes desde los primeros niveles de formación y generar una cultura que apunte al cuidado del medio ambiente y propicie escenarios para un desarrollo sustentable en ambas comunas.

En el 2015, este programa finalizó con éxito para las escuelas de Tocopilla y

Mejillones y le permitió a muchas de ellas, obtener la certificación para la excelencia ambiental.

Convenio Infraestructura Energética Mejillones

Durante el 2015 E.CL firmó un convenio con la Municipalidad de Mejillones, en el marco de la construcción del proyecto Infraestructura Energética Mejillones (IEM), que contempla acciones destinadas

a procurar y promover un desarrollo socioeconómico sustentable de la comuna, sus habitantes y grupos organizados.

La inversión acordada es de US\$1.500.000 en el lapso de tres años, recursos que ayudarán a la comuna a avanzar en materias de educación general y politécnica, el fortalecimiento de proveedores locales, el desarrollo de capacidades laborales en la comunidad y el apoyo al sistema de salud pública.

los estudiantes de Mejillones tengan a futuro mejores opciones laborales en la industria regional.

El curso tiene como fin aportar conocimientos transversales en el ámbito de operación de plantas de generación eléctrica, con asignaturas como termodinámica, combustión, mecánica de fluidos y tratamiento de químicos, sistemas eléctricos de potencia, electrónica de potencia y convertidores, además de electrónica industrial y monitoreo.

Presupuesto Anual Convenio Marco IEM	USD
Educación General Politécnica	117.500
Fortalecimiento Proveedores y Subcontratistas de la Comuna	100.000
Desarrollo de Capacidades Locales:	
Proyecto(s) Emblemático(s)	334.500
Implementación Recintos	150.000
Sistema de Salud Pública Local	300.000
Comité de Trabajo para el Desarrollo y Fortalecimiento de los Sectores Deportivo, Cultural y Comunitario de la Comuna:	
Club Municipal Mejillones	100.000
Proyectos Culturales	75.000
Proyectos Bomberos	50.000
Proyectos Adultos Mayores	33.000
Proyectos Oficina de Jóvenes	40.000
Comité de Trabajo para el Desarrollo y Fortalecimiento del Sector Pesca Artesanal de la Comuna de Mejillones	100.000
Fondo para Casos Especiales	100.000
TOTAL	1.500.000

Los contenidos fueron impartidos por profesionales de la Universidad Central de Chile.

Programa Educación Dual

El Programa Dual es una metodología educativa dirigida a estudiantes de 3º y 4º medio del Complejo Educativo Juan José Latorre de Mejillones, 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.

E.CL recibió a un total de 20 estudiantes del establecimiento para aprender- haciendo en las instalaciones del Complejo Térmico Mejillones, desempeñándose en los talleres de mecánica, electricidad e instrumentación.

Los estudiantes también tienen la posibilidad de realizar sus prácticas profesionales una vez finalizada la enseñanza media.

El convenio apoya fuertemente al sector pesca artesanal de Mejillones, con quienes la Compañía mantiene una mesa técnica de trabajo, permitiendo entregar importantes recursos para su desarrollo y aporta fondos para casos especiales, que dicen relación con satisfacer necesidades de carácter comunitario.

Se hace hincapié también en compromisos adquiridos para la contratación de mano obra local para el proyecto, velar por el cumplimiento responsable de las empresas que participan de la construcción de IEM, y

asegurar el cumplimiento ambiental y de seguridad del proyecto, para lo cual se elaboró un “Protocolo de Buenas Prácticas” para las empresas que participan de la construcción.

Capacitación profesional para jóvenes

En el marco del convenio IEM, el 2015 se concretó, por segundo año consecutivo, una capacitación intensiva para 45 alumnos de 3º y 4º año medio del Complejo Educativo Juan José Latorre. La finalidad es entregarles nuevas herramientas técnicas para que





Seguridad y Salud Ocupacional

Para E.CL la Prevención de Riesgos y la Salud Ocupacional forman parte de la actividad diaria desarrollada en cada una de sus instalaciones, a través de capacitaciones, campañas y difusiones que comprometen la participación e integración del personal propio y de las empresas colaboradoras.

Por ello en el 2015 se implementó un programa de gestión de Seguridad y Salud Ocupacional, basado en la mejora continua, liderazgo de las líneas de mando a través de caminatas de seguridad y el análisis de lecciones aprendidas, las cuales son compartidas junto al personal.

Lo anterior se reforzó con un programa de capacitaciones con un total de 3.169 horas de personal E.CL y 3.291 horas de personal contratista, lo cual ha permitido

disminuir la accidentabilidad del 2015 respecto al periodo anterior, logrando un índice de frecuencia de 0,66 para E.CL y de 1,79 para las empresas colaboradoras, obteniendo un índice de frecuencia consolidado total de 1,29.

Durante el 2015 se trabajó en el reforzamiento de los protocolos de la Seremi de Salud, enfocándose en las herramientas de medición y funcionamiento del Departamento de Salud Ocupacional para cada uno de los sitios, dando énfasis al control efectivo de agentes ocupacionales, contando con el apoyo de un protocolo de trabajo y apoyo con nuestro Organismo Administrador de la Ley de Accidentes del Trabajo (ACHS).

Finalmente, el 2015 se destacó por realizar una revisión integral a nuestra cultura en Seguridad, trabajo desarrollado en conjunto

con Dupont, líderes internacionales en seguridad, verificando la conducta individual, colectiva y los procesos que contribuyen al logro de las metas en prevención de riesgos, permitiendo reforzar conceptos de autocuidado y cultura preventiva independiente e interdependiente, que forman parte de los desafíos de la empresa.

El área de Control Interno reporta directamente a la Gerencia Corporativa de Finanzas 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 (i) la mejora continua en la efectividad y optimización de las operaciones; (ii) la confiabilidad de la información financiera, y (iii) el cumplimiento de las políticas, reglamentos y normas externas e internas.

Origen



2006

Desde sus orígenes se cuenta con un Sistema de Control Interno.



2009

Sistema de Gestión Integrado para formalizar y documentar en una plataforma web, sus políticas, reglamentos, procedimientos, códigos, guías e instructivos.



2010

Programa InCoME (Internal Control Management 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.

2011



2012

Se incorporan subprocesos clave de Gobierno Corporativo, Contabilidad y Sistema de Información.



2013

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.





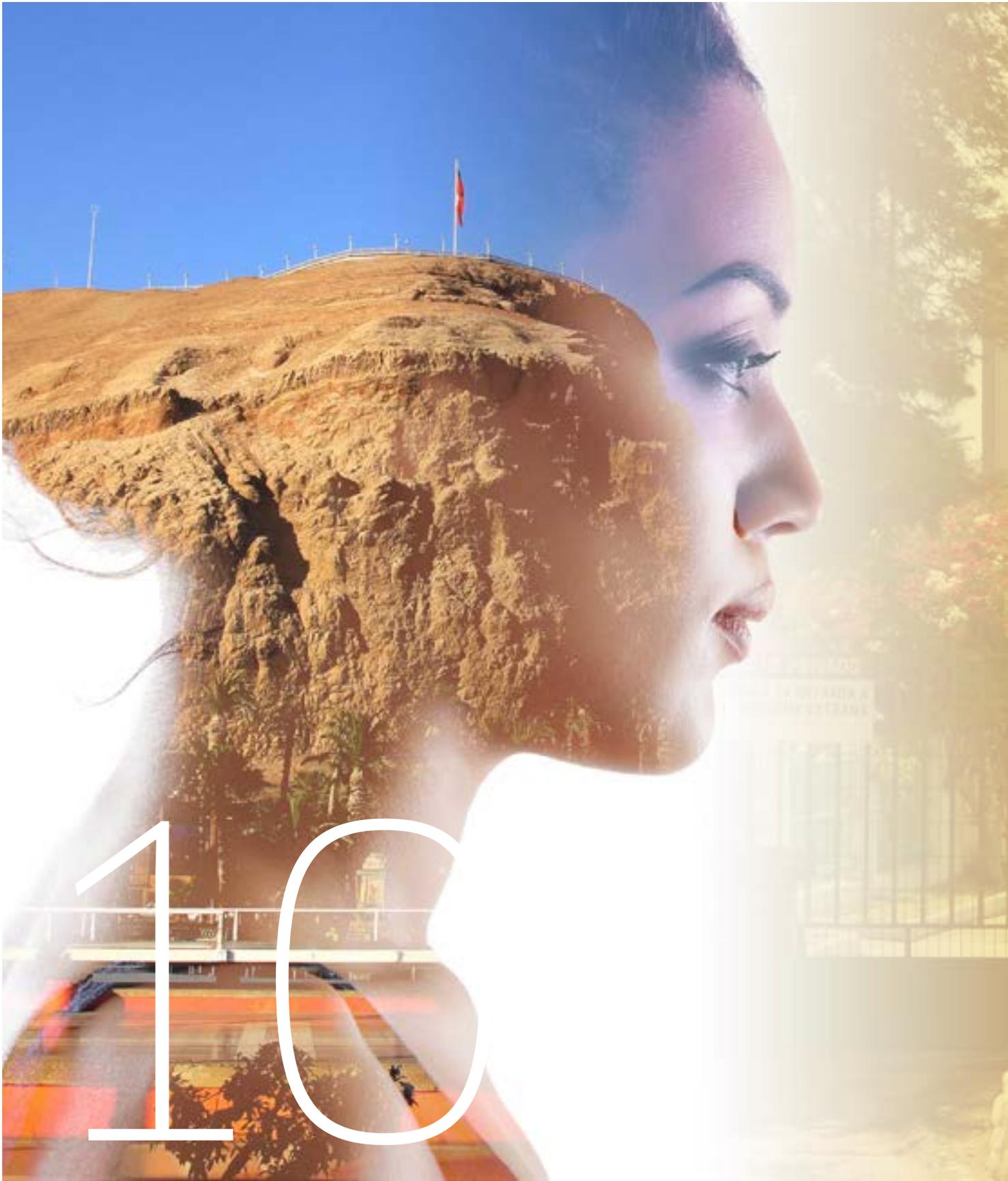
En 2015 se incluyeron en el plan de trabajo los controles de procesos relativos a la operación con seguridad de los sistemas industriales, proyectos industriales y excelencia operacional.

Manteniendo el foco en el mejoramiento continuo, se siguió con el empoderamiento de los dueños de procesos (“BPOs”) quienes por segunda vez hicieron su autoevaluación (Self Assessment) de Controles.

Otro hito importante en 2015 fue la capacitación que se realizó gracias a especialistas del “Grupo de Excelencia Operacional” en el marco de la implementación de las actividades de control InCoME relacionadas al tema.

PRIORIDADES 2015

- Implementar (levantamiento, diseño y operatividad) los controles definidos por la Administración para 2015 en los siguientes tópicos: Seguridad de los Sistemas de Control Industrial, Grandes Proyectos Industriales, Procesos de Seguridad en la Operación y Mantenimiento.
- Implementación de las políticas definidas por la Administración.
- Actualizar la descripción de los Controles de Activos - Mejora Continua.
- Apoyar a los dueños de procesos (“BPOs”) y monitorear las respuestas y el cumplimiento de los planes de acción estipulados en las Auditorías Externas e Internas.
- Proseguir con la mejora continua del ambiente de control interno de E.CL a través del desarrollo e implementación de nuevos procedimientos y guías.
- Completar la auto-evaluación de todos los BPOs.



HITOS 2015

CENTRAL DIESEL ARICA



SOCIO EN TEN:

Con fecha 4 de diciembre, E.CL acordó con Red Eléctrica Chile SpA -sociedad filial de Red Eléctrica Internacional S.A.U. y controlada por Red Eléctrica Corporación S.A.- la venta del 50% de las acciones emitidas por Transmisora Eléctrica del Norte S.A. ("TEN"), conservando E.CL el 50% restante. El cierre de la operación quedó condicionado a la aprobación de la Comisión Europea. El precio de las acciones vendidas fue de US\$ 217.560.000. Adicionalmente, la Compañía se obligó a vender y ceder a Red Eléctrica SpA el 50% de los créditos de que sea titular contra TEN a la fecha del cierre de la operación. La incorporación del socio tendrá un impacto esperado para E.CL en los resultados netos después de impuestos del año 2016 en el rango de US\$ 120 a US\$ 150 millones. La Comisión Europea aprobó la operación el día 21 de enero de 2016, y el cierre de la transacción se produjo el día 27 de enero de 2016.

ARBITRAJE CON CODELCO:

Con fecha 11 de mayo, se dictó sentencia en el juicio arbitral seguido por Codelco en contra de E.CL, en relación al cálculo y cobro de tarifas de suministro eléctrico en el período entre el 1 de enero 2010 y 30 de septiembre 2012, en el cual Codelco solicitaba reliquidar US\$ 42,8 millones más reajustes e intereses. La sentencia acogió parcialmente la demanda de Codelco condenando a E-CL al pago de la cantidad de US\$ 10 millones. No obstante, Codelco interpuso un recurso de queja contra la referida sentencia arbitral ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el cual fue acogido. La sentencia emitida por la corte dictaminó que E.CL deberá emitir notas de crédito a la demandante por la suma de US\$ 16,1 millones, más los intereses respectivos. Sin embargo, E.CL interpuso un recurso de queja disciplinaria ante la Corte Suprema. Con fecha 30 de diciembre de 2015, el pleno de la Corte Suprema rechazó el recurso interpuesto por E.CL. Esto resultó en una disminución de US\$ 11,1 millones en el resultado operacional de E.CL en el ejercicio 2015, puesto que ya se habían efectuado provisiones por US\$ 5 millones en ejercicios anteriores.

ESTADO DE AVANCE DE LOS PROYECTOS:

IEM:

El 20 de enero de 2015, E.CL dio orden de proceder a la empresa coreana, S.K. Engineering and Construction, para la construcción del proyecto Infraestructura Energética Mejillones 1, una planta de

generación de electricidad con capacidad instalada bruta de 375 MW. El proyecto considera una inversión aproximada de US\$ 1.066 millones incluyendo la inversión asociada en infraestructura portuaria. Al 31 de diciembre de 2015, el proyecto Infraestructura Energética Mejillones se encontraba avanzando de acuerdo al calendario estimado. El terreno se encontraba nivelado, se colocaron las órdenes de compra de los principales equipos de la central, tales como turbina, caldera y generador, se completaron los estudios geotécnicos, se contrató a Salfa como subcontratista de obras civiles y se continúa avanzando en la ingeniería de detalle. El comité directivo de SK E&C y E.CL se reunió en Seúl, chequeando además el progreso y calidad para secciones de presión y estructuras de acero que se enviarán en enero de 2016. Se vertieron las primeras fundaciones de concreto de la caldera, junto con el refuerzo de las mismas. SK E&C oficializó la Compañía que levantará la caldera Seil, también de origen coreano. Se espera que esta planta entre en operaciones en julio de 2018, con una inversión estimada de US\$ 945 millones (sin el puerto), de los cuales se han desembolsado un total de US\$ 95 millones.

Nuevo puerto en Mejillones:

El día 10 de junio, E.CL dio orden de proceder a la empresa chilena, Belfi, para la construcción de un nuevo puerto mecanizado en la comuna de Mejillones, el que forma parte del proyecto Infraestructura Energética Mejillones ("IEM"). El puerto dará servicios de

descarga de combustibles a las plantas de generación existentes en Mejillones además de la nueva central del proyecto IEM. El nuevo puerto tiene como fecha de entrega agosto de 2017. Su inversión estimada es de US\$ 122 millones, de los cuales se han desembolsado un total de US\$ 14 millones. En lo concerniente a adquisiciones, se avanza en la compra de grúas (con ZPMC) y se firmó la orden de compra de la correa tubular con FLSmith. Además se inició la fabricación de pilotes en China. Por otra parte, Belfi realizó la segunda prospección off shore para estudios geotécnicos y se inició la construcción del camino de acceso al muelle auxiliar.

TEN:

En enero de 2015 Alumini (ex Alusa), contratista que estaba llevando adelante la construcción de la línea de interconexión SING - SIC, notificó que su matriz había entrado en un proceso de reestructuración judicial por insolvencia en Brasil. Debido a esto se procedió a acordar con Alumini la división y traspaso del correspondiente EPC a Alstom (que se hizo cargo de las subestaciones) y a Ingeniería y Construcción Sigdo Koppers (que se hizo cargo de la construcción de líneas de transmisión). Alumini se mantuvo involucrado en el proyecto como subcontratista de Ingeniería y Construcción Sigdo Koppers. En cuanto al proyecto TEN, al 31 de diciembre de 2015 las obras continuaban en construcción, encontrándose en la fase de trabajos físicos en terreno. Finalizaron las actividades de nivelación para la



subestación TEN-GIS y la subestación Cumbres. La nivelación para la subestación Changos llevaba 90% de avance. Se encontraban en terreno las primeras torres de suspensión, actualmente en etapa de montaje. El proyecto considera una inversión en activos fijos del orden de US\$ 776 millones, de los cuales a diciembre de 2015 ya se habían invertido US\$ 160 millones y se espera que entre en operaciones en el tercer trimestre de 2017. El proyecto cuenta con estudio de impacto ambiental y declaraciones de impacto ambiental posteriores aprobadas. Al 31 de diciembre de 2015 aproximadamente 88% de las servidumbres ya se encontraban acordadas con los propietarios de los terrenos, con un 10% adicional de derechos temporales de ocupación. Las concesiones eléctricas se encuentran ingresadas y en trámite de aprobación. Para financiar el proyecto, la Compañía está estructurando, en coordinación con los equipos de TEN y Red Eléctrica de España, un financiamiento bancario de largo plazo del tipo "Project Finance" con asesoría de Banco Santander. Cabe recordar además que en diciembre de 2015, el Servicio de Evaluación Ambiental aprobó el EIA del Proyecto Cardones-Polpaico (500 kV) de Interchile, filial de ISA.

Cambio Directorio:

Con fecha 29 de septiembre el Directorio tomó conocimiento de la renuncia presentada por el director titular y presidente del Directorio don Juan Clavería Aliste, así como de su suplente

respectivo, Julien Pochet. Se designó como director reemplazante a Pierre Devillers. En tanto, el directorio acordó designar a Philip de Cnudde como presidente del Directorio de la Compañía.

Plan financiero:

Con fecha 30 de junio de 2015 E.CL celebró un contrato de línea de crédito comprometida de largo plazo con cinco instituciones bancarias (Mizuho, BBVA, Citibank, Caixabank y HSBC), el que permitirá a la Compañía girar de manera flexible préstamos por un monto total de US\$ 270 millones, pagaderos en hasta cinco años. La celebración del referido contrato se enmarca dentro del plan financiero de la Compañía, que tiene como objeto otorgarle los fondos y la flexibilidad necesarios para financiar los diversos proyectos que lleva adelante.

Temporal en el norte de Chile:

A fines de marzo, la zona norte de Chile fue impactada por un fuerte temporal el que no provocó mayores daños al personal ni a las instalaciones de generación y transmisión de E.CL. Debido a lo anterior, E.CL S.A. pudo entregar el suministro requerido por el sistema y sus clientes una vez superados los efectos de dicho evento. En esos momentos, la demanda del sistema bajó hasta un 40% a alrededor de 1.200 MW debido a que algunas empresas mineras debieron interrumpir sus faenas. La demanda de clientes no regulados se recuperó gradualmente después del temporal. Los consumos regulados se mantuvieron en niveles prácticamente normales.





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:	Carlos Ferruz Bunster, Axel Levêque, Anibal Prieto Larraín, Enzo Quezada Zapata, Demián Andrés Talavera y Carlos Boquimpani de Freitas.
Gerente General:	Axel Levêque
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:	Carlos Ferruz Bunster, Axel Levêque, Anibal Prieto Larraín, Enzo Quezada Zapata, Demián Andrés Talavera,yCarlos Boquimpani de Freitas.
Gerente General:	Axel Levêue
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:	Luc Imschoot, Manlio Alessi Remedi, Pablo Villarino Herrera, Pierre Devillers, Dante Dell'Elce, Mauricio Ortiz Jara, Nicolás Caussade Coudeu, Pablo Ribbeck Hormaeche y Felipe Cabezas Melo.
Gerente General:	Axel Levêque
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 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:	US\$ 71.126.312,04
Tipo de Entidad:	Sociedad Anónima
Participación:	E.CL S.A. 100% (*)
Directorio:	Axel Levêque, Pierre Devillers, Enzo Quezada Zapata, Demián Talavera, Carlos Boquimpani de Freitas, Luc Imschoot, Aníbal Prieto Larrain y Alejandro Lorenzini.
Gerente General:	Gabriel Marcuz.
Objeto Social:	Transmisión y transporte de energía eléctrica, pudiendo al efecto explotar y desarrollar sistemas eléctricos de su propiedad o de terceros, sean estos instalaciones propias de sistemas de transmisión adicional o aquellas que forman parte del sistema troncal o del sistema de sub-transmisión; comercializar la capacidad de transporte de las líneas de transmisión y de transformación de las subestaciones eléctricas y activos, equipos e instalaciones asociadas a dichas líneas y subestaciones, tales como activos de sub-transmisión; obtener y ejercer las condiciones, servidumbres y permisos necesarios para llevar a cabo el objeto social; como también efectuar la prestación de servicios en el área de ingeniería eléctrica y mantención de sistemas eléctricos.

(*) Con fecha 4 de diciembre de 2015, E.CL y Red Eléctrica Internacional llegaron a un acuerdo para la venta del 50% del capital social de Transmisora Eléctrica del Norte S.A. a Red Eléctrica Chile SpA, sujeto a que la transacción obtuviera la aprobación de la dirección general de competencia de la Comisión Europea. Dicha autorización fue obtenida el 21 de enero de 2016.

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 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, Carlos Boquimpani de Freitas, Aníbal Prieto Larrain, Bernardita Infante De Tezanos -Pinto, Demián Talavera y Carlos Ferruz Bunster.
Gerente General:	Axel Levêque
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 SPA.

Gasoducto del Norte Grande Norgas Chile y Compañía Ltda. fue constituido con fecha 4 de marzo de 1997. 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"). Posteriormente, con fecha 30 de noviembre de 2015, Gasoducto Nor Andino S.A. se transformó en Sociedad por Acciones, pasando a denominarse, en consecuencia, Gasoducto Nor Andino SpA.

Razón Social:	Gasoducto Nor Andino SpA.
Rol ÚnicoTributario:	78.974.730-K
Capital Pagado:	MUS\$ 92.610
Tipo de Sociedad:	Sociedad por Acciones
Participación:	E.CL S.A. 100%
Directorio:	Nicky Vanlommel; David Liste; Axel Levêque; Aníbal Prieto Larrain; Enzo Quezada Zapata; Demián Andrés Talavera; Carlos Boquimpani de Freitas y Gabriel Marcuz
Gerente General:	Axel Levêque
Objeto Social:	a) El diseño, construcción, dominio, operación, explotación, comercialización, financiamiento, mantención, expansión, modificación, directamente o a través de terceros, de un gasoducto emplazado entre la República Argentina y la República de Chile. b) La compra, venta, comercialización, importación y exportación de gas natural, la prestación de servicios de transporte de dicho combustible desde la República de Chile a otros países de la región y viceversa y la exportación de servicios relacionados con las actividades antes indicadas. c) Realizar toda clase de actos y celebrar toda clase de contratos, incluyendo la formación y participación en sociedades y la obtención de permisos, derechos y concesiones que sean necesarias para el mismo

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 Levêque, Dante Dell'Elce, Ricardo Iglesias, Gustavo Schettini y 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 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:	Roberto Zazzali Sánchez, Lorenzo Gazmuri Schleyer, Gloria Lederman Enríquez, Anselmo Palma Pfozter, Fernando Delfau Vernet y María Loreto Massanés Vogel.
Gerente General:	Juan Claudio Ilharreborde
Objeto Social:	Implementación, ejecución y desarrollo de programas de investigación, desarrollo, e innovación relacionados a la producción de biocombustibles a partir de micro algas, entre otros asociados a este objeto principal.

DESERT BIOENERGY S.A.

Desert Bioenergy S.A. es una filial constituida por escritura pública de fecha 28 de septiembre de 2010, otorgada en la notaría de Santiago de 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 y 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 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.-L 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.

TIERRA ÁRIDA S.A.

Es una filial constituida por escritura pública de fecha 30 de julio de 2009 en la notaría de Santiago de Iván Torrealba Acevedo. Un extracto de dicha escritura se inscribió a fojas 36146 N° 24727 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 2009 y se publicó en el Diario Oficial el día 5 de agosto de 2009.

Razón Social:	Tierra Árida S.A.
Rol Único Tributario:	76.065.385-3
Capital Acordado:	\$ 1.000.000
Tipo de Sociedad:	Sociedad Anónima Cerrada
Participación:	E.CL S.A. indirectamente a través de TEN en un 99% y Electroandina S.A. en un 1%.
Directorio:	Fernando Bravo Valdés, Alejandro Ruiz Fabres y José Andrés Pascual Moreno.
Objeto Social:	a) Prestar todo tipo de servicios y asesorías profesionales a empresas b) Adquirir y enajenar a cualquier título toda clase de bienes raíces y derechos constituidos en ellos; explotarlos en cualquier forma, por cuenta propia o ajena, e invertir en toda clase de bienes corporales e incorporeales, incluyendo derechos en sociedades, acciones, valores mobiliarios, títulos de créditos y efectos de comercio. c) Las demás actividades relacionadas que acuerden los socios.







DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Los suscritos, en calidad de Directores y Gerente General, en su caso, de E.CL S.A., declaramos bajo juramento la veracidad de la totalidad de la información contenida en esta Memoria Anual correspondiente al ejercicio 2015.



PHILIP DE CNUDDE
Presidente
Rut 24.667.863-4



PIERRE DEVILLERS
Director
Rut 24.671.366-9



HENDRIK DE BUYSERIE
Director
Extranjero, Pasaporte: EJ838811



MANLIO ALESSI REMEDI
Director
Rut 14.746.419-3



KAREN PONIACHIK POLLAK
Director
Rut 6.379.415-5



CRISTIÁN EYZAGUIRRE JOHNSTON
Director
Rut 4.773.765-6



EMILIO PELLEGRINI RIPAMONTI
Director
Rut 4.779.271-1



AXEL LEVÊQUE
Gerente General
Rut 14.710.940-7



ESTADOS FINANCIEROS





INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

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

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de E.CL S.A. y afiliadas, que comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2015 y 2014 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas 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 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 nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías 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 no con 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/acercade 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 2015 y 2014 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas 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 el Oficio Circular N° 856 instruyendo a las entidades fiscalizadas, registrar en el ejercicio 2014 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.

Sin embargo, no obstante que fueron preparados sobre las mismas bases de contabilización, los estados consolidados de resultados integrales y la conformación de los correspondientes estados consolidados de cambios en el patrimonio por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, en lo referido al registro de diferencias de activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos, no son comparativos de acuerdo a lo explicado en el párrafo anterior y cuyo efecto se explica en Nota 2.



Enero 26, 2016



Arturo Platt
R.U.T. 8.498.077-3

Estados de Situación Financiera Consolidados Clasificado,

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014,
EXPRESADOS EN MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

ACTIVOS	Nota	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	145.371	268.497
Otros activos financieros corrientes	7	3.083	1.936
Otros activos no financieros corrientes	8	24.167	60.150
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	9	120.814	122.989
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	10	5.059	3.651
Inventarios corrientes	11	173.496	181.056
Activos por impuestos corrientes, corriente	12	39.069	41.700
Activos corrientes distintos de los activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		511.059	679.979
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	13	247.879	0
Activos Corrientes, Total		758.938	679.979
Activos No Corrientes			
Otros activos financieros no corrientes	7	54	0
Otros activos no financieros no corrientes	14	20.828	38.343
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	9	17	564
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	289.857	307.157
Plusvalía	16	25.099	25.099
Propiedades, planta y equipo	17	1.972.680	1.881.650
Activos por impuestos diferidos	18	43.120	32.959
Activos No Corrientes, Total		2.351.655	2.285.772
ACTIVOS, TOTAL		3.110.593	2.965.751

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Pasivos Corrientes			
Otros pasivos financieros corrientes	19	19.001	11.964
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	22	154.716	139.070
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	10	16.219	20.476
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	12	22.195	23.405
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	23	18.111	11.531
Otros pasivos no financieros corrientes	24	7.977	3.311
Pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		238.219	209.757
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	13	35.289	0
Pasivos Corrientes, Total		273.508	209.757
Pasivos No Corrientes			
Otros pasivos financieros no corrientes	19	741.146	723.703
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	10	1.008	1.227
Otras provisiones no corrientes	25	9.503	10.131
Pasivo por impuestos diferidos	18	254.739	236.001
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	26	292	433
Otros pasivos no financieros no corrientes	24	5.026	3.739
Pasivos, No Corrientes, Total		1.011.714	975.234
TOTAL PASIVOS		1.285.222	1.184.991
Patrimonio			
Capital Emitido		1.043.728	1.043.728
Ganancias (pérdidas) acumuladas		377.081	311.163
Otras Reservas	27	308.237	326.971
Patrimonio Neto Atribuible a los Propietarios de la Controladora		1.729.046	1.681.862
Participaciones No Controladoras	28	96.325	98.898
Patrimonio Total		1.825.371	1.780.760
PATRIMONIO Y PASIVOS, TOTAL		3.110.593	2.965.751

Estados de Resultados Integrales Consolidados por Función

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014, EXPRESADOS EN MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

Estado Consolidado de Resultados Integrales por Función	Nota	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Ingresos de actividades ordinarias	29	1.142.697	1.241.159
Costo de ventas	30	(924.712)	(1.021.604)
Ganancia bruta		217.985	219.555
Otros ingresos	31	10.716	7.688
Gastos de administración	32	(52.087)	(50.745)
Otros gastos, por función	33	(64)	(3.968)
Ganancia por actividades de operación		176.550	172.530
Ingresos financieros	34	2.540	1.907
Costos financieros	35	(37.223)	(53.944)
Diferencias de cambio	36	(7.790)	1.392
Ganancia, antes de Impuesto		134.077	121.885
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	18	(33.539)	(27.051)
GANANCIA PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS		100.538	94.834
Ganancia, atribuible a			
Ganancia, atribuible a los propietarios de la controladora		94.169	88.938
Ganancia, atribuible a participaciones no controladoras	28	6.369	5.896
Ganancias por Acción			
Ganancia		94.169	88.938
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	37	US\$ 0,089	US\$ 0,084
Otro resultado integral			
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos			
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		(22.780)	6.013
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	18	4.046	(1.263)
OTRO RESULTADO INTEGRAL		(18.734)	4.750
Resultado Integral atribuible a:			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		75.435	93.688
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		6.369	5.896
RESULTADO INTEGRAL TOTAL		81.804	99.584

Estados de Flujo de Efectivo - Directo

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014, EXPRESADOS EN MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

Estado Consolidado de Flujo de Efectivo - Directo	Nota	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		1.337.473	1.473.801
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		5.671	11.145
Otros cobros por actividades de operación		24.463	34.311
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(888.104)	(1.115.193)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(65.477)	(71.707)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(18.711)	(17.318)
Otros pagos por actividades de operación		0	(619)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones			
Intereses pagados, clasificados como actividades de operación		(35.534)	(35.261)
Intereses recibidos, clasificados como actividades de operación		907	213
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(21.106)	(19.397)
Otras entradas (salidas) de efectivo, clasificados como actividades de operación		(47.462)	(35.314)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		292.120	224.661
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios		0	20.534
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios		(210)	(13.926)
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades, clasificados como actividades de inversión		695.427	1.522.777
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades, clasificados como actividades de inversión		(699.119)	(1.431.428)
Préstamos a entidades relacionadas		0	0
Importes procedentes de ventas de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		42	170
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(356.812)	(79.257)
Interese recibidos		1.166	304
Otras entradas (salidas) de efectivo		(13.645)	1.123
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(373.151)	20.297
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		0	350.000
Préstamos de entidades relacionadas		0	200
Pagos de Préstamos		0	(385.059)
Dividendos Pagados		(45.258)	(66.584)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(45.258)	(101.443)
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(126.289)	143.515
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		3.163	3.465
Incremento (disminución) de efectivo y equivalentes al efectivo		(123.126)	146.980
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	268.497	121.517
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO	6	145.371	268.497

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado Neto

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015, EXPRESADO EN MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto al 31 de Diciembre de 2015	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\$
	Cambios en Capital Emitido Acciones Ordinarias MUS\$	Acciones Propias en Cartera MUS\$	Otras Reservas Varias MUS\$	Reservas de Conversión MUS\$				
Patrimonio al 01/01/2015	1.043.728	0	326.971	0	311.163	1.681.862	98.898	1.780.760
Ganancia (Pérdida)	0	0	0	0	94.169	94.169	6.369	100.538
Otros Resultados Integrales	0	0	(18.734)	0	0	(18.734)	0	(18.734)
Total Resultados Integrales	0	0	(18.734)	0	94.169	75.435	6.369	81.804
Dividendos	0	0	0	0	(28.251)	(28.251)	(8.942)	(37.193)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	0	0	0	0	0	0	0	0
Cambios en Patrimonio	0	0	(18.734)	0	65.918	47.184	(2.573)	44.611
SALDO FINAL EJERCICIO ACTUAL 31/12/2015	1.043.728	0	308.237	0	377.081	1.729.046	96.325	1.825.371

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado Neto

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014, EXPRESADO EN MILES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto al 31 de Diciembre de 2014	Cambios en Capital Emitido Acciones Ordinarias MUS\$	Acciones Propias en Cartera MUS\$	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\$					
Patrimonio al 01/01/2014	1.043.728	0	312.488	0	327.142	1.683.358	123.865	1.807.223	
Incremento (disminución) del patrimonio por correcciones de errores	0	0	9.733	0	(9.733)	0	0	0	
Patrimonio al 01-01-2014, Re expresado	1.043.728	0	322.221	0	317.409	1.683.358	123.865	1.807.223	
Ganancia (Pérdida)	0	0	0	0	88.938	88.938	5.896	94.834	
Otros Resultados Integrales	0	0	4.750	0	0	4.750	0	4.750	
Total Resultados Integrales	0	0	4.750	0	88.938	93.688	5.896	99.584	
Dividendos	0	0	0	0	(54.390)	(54.390)	(26.563)	(80.953)	
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	0	0	0	0	(40.794)	(40.794)	(4.300)	(45.094)	
Cambios en Patrimonio	0	0	4.750	0	(6.246)	(1.496)	(24.967)	(26.463)	
SALDO FINAL EJERCICIO ANTERIOR 31/12/2014	1.043.728	0	326.971	0	311.163	1.681.862	98.898	1.780.760	

NOTA 1

INFORMACION GENERAL

1.1 INFORMACIÓN CORPORATIVA

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

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

El 30 de septiembre de 1983, E.CL S.A. se transformó en una Sociedad Anónima Abierta de duración indefinida, transada en la Bolsa Chilena y como tal se encuentra inscrita, con fecha 23 de julio de 1985, en el Registro de Valores con el número 0273 y sujeto a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros. Para efectos de tributación el rol único tributario (RUT) es el N° 88.006.900-4.

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.

La Sociedad es controlada por el Grupo Engie 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.

Los Estados Financieros Consolidados de E.CL S.A. al 31 de diciembre de 2015 fueron aprobados en el Directorio de la Sociedad el 26 de Enero de 2016. 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.

Estos Estados Financieros Consolidados se presentan en miles de dólares de los Estados Unidos (salvo mención expresa) por ser esta la moneda funcional de la Sociedad.

NOTA 2

BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

2.1 BASES DE PREPARACIÓN

Los presentes Estados Financieros Consolidados de E.CL S.A. y Filiales se encuentran de acuerdo a Instrucciones y Normas de preparación y presentación de información financiera emitida por la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS) que consideran las Normas Internacionales de Información Financiera, emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), más instrucciones específicas dictadas por la SVS.

De existir discrepancias entre las NIIF y las instrucciones específicas de la SVS, priman estas últimas sobre las primeras. La única instrucción de la SVS que contraviene las NIIF se refiere al registro particular de efectos sobre impuestos diferidos, que durante el ejercicio 2014 señaló a través del Oficio Circular N° 856 del 17 de Octubre de 2014 (Ver Nota 3.12).

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de E.CL S.A. al 31 de diciembre de 2015 y 2014, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014.

Los estados financieros consolidados de E.CL S.A. por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015 han sido preparados de acuerdo a Instrucciones y Normas de preparación y presentación de Información financiera emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros y aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 26 de enero de 2016.

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.

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 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

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 2018
NIIF 16, Arrendamiento	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Beneficios a los empleados (IAS 19)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Propiedades, Planta y Equipo (IAS 16)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Activos Intangibles (IAS 38)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Agricultura (IAS 41)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Acuerdos Conjuntos (IFRS 11)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Estados Financieros Separados (IAS 27)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos (IAS 28)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Estados Financieros Consolidados (IFRS 10)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta y Operaciones Discontinuas (IFRS 5)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Instrumentos Financieros: Información a Revelar (IFRS 7)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Información Financiera Intermedia (IAS 34)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2016
Información a Revelar sobre Participaciones en Otras Entidades (IFRS 12)	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 tendrían un impacto significativo en los estados financieros.

2.3 RESPONSABILIDAD DE LA INFORMACIÓN, JUICIOS Y ESTIMACIONES REALIZADAS

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 2015, que ha aplicado las normativas de la SVS incluyendo el Oficio Circular N° 856 de la Superintendencia de Valores y Seguros.

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.

2.4 ENTIDADES FILIALES

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 de 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 SpA", "Gasoducto Nor Andino Argentina SA", "Inversiones Hornitos SA", "Edelnor Transmisión SA" y "Transmisora Eléctrica del Norte SA", 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. (Ver Anexo 1)

2.5 PRINCIPIOS DE CONSOLIDACIÓN

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:

1. En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad filial son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en las NIIF. Si el valor razonable de la contraprestación transferida más el valor razonable de cualquier participación no controladora excede el valor razonable de los activos netos adquiridos de la filial, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de una compra a bajo precio, la ganancia resultante se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir el valor razonable de estos montos.
2. Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, la Compañía informará los valores provisionales registrados. Durante el período de medición, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores provisionales reconocidos y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento.
3. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales se presenta, respectivamente, en los rubros "Patrimonio Total: Participaciones no controladoras" del estado de situación financiera consolidado y "Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras" y "Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras" en el estado de resultados integrales consolidado.
4. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.
5. Los cambios en la participación en las sociedades filiales que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad filial. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

2.6 CAMBIO POLÍTICAS CONTABLES

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, explícito 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° 18.5).

La compañía ha detectado que el ejercicio 2014 contenía una omisión o inexactitud en los estados financieros publicados, al no revelar algunas transacciones con empresas relacionadas, las que han sido agregadas en la Nota 10.6 Transacciones con Entidades Relacionadas.

Para el ejercicio 2014 fueron reclasificadas partidas del Estado de Flujo de Efectivo, para una adecuada comparación con el presente ejercicio.

2.7 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\$).

2.8 PERIODO CONTABLE

Los presentes Estados Financieros Consolidados, cubren el siguiente período:

- Estados de Situación Financiera Consolidada, por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015 y de 2014.
- Estados de Cambios en el Patrimonio, por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014.
- Estados de Resultados Integrales Consolidados, por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014.
- Estados de Flujos de Efectivo Directo, por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014.

2.9 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	31-12-2015 US\$ 1	31-12-2014 US\$ 1
Peso chileno	710,1600	606,7500
Euro	0,9168	0,8221
Yen	120,5900	119,3500
Peso Argentino	12,9720	8,5489
Libra esterlina	0,6744	0,6426

NOTA 3

CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

Los principales criterios contables aplicados en la elaboración de los estados financieros consolidados adjuntos, han sido los siguientes:

3.1 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:

1. 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.
2. 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.

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.

Las siguientes son las principales clases de Propiedades, plantas y equipos junto a sus respectivos intervalos de vidas útiles estimadas:

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

El Grupo revisa la vida útil de las Propiedades, Plantas y Equipos al final de cada ejercicio anual sobre el cual se informe.

3.2 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.

3.3 OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS NO CORRIENTES

La Sociedad incluye dentro de otros activos no financieros no corrientes, aquellos que no clasifican como activos tangibles, activos intangibles y activos financieros, y que por su naturaleza son de largo plazo.

La Sociedad clasifica aquí todos los proyectos en desarrollo relevantes que se están ejecutando, hasta que comienzan a tener actividades o elementos tangibles, momento en el cual pasan a ser clasificados en Propiedades, Plantas y Equipos.

3.4 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 por parte de Codelco Chile a ECL S.A, 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, se realiza el análisis de recuperabilidad de forma sistemática al cierre de cada ejercicio.

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

Para estimar el valor en uso, E.C.L.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 Administración de E.C.L.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.

3.5 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

3.6 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.

En el caso de los arrendamientos operativos, las cuotas se reconocen como gasto en caso de ser arrendatario, y como ingreso en caso de ser arrendador, de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto.

3.7 INSTRUMENTOS FINANCIEROS

Un instrumento financiero es cualquier contrato que dé lugar, simultáneamente, a un activo financiero en una entidad y a un pasivo financiero o a un instrumento de patrimonio en otra entidad.

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.

3.7.1 JERARQUÍAS DE VALOR RAZONABLE

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).

3.7.2 ACTIVOS FINANCIEROS

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.

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".

3.7.3 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.

3.7.4 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 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.

En caso de atrasos o cambios en los flujos de pagos, que puedan producir descalces entre los flujos de la cobertura y de la partida cubierta. Para reducir el impacto de estos descalces sobre la efectividad de la cobertura contable se complementaran los instrumentos principales de cobertura con otros instrumentos tomados en sus fechas de vencimiento, tales como: (a) depósitos a plazo en UF, (b) pactos de retrocompra, (c) prórrogas de los contratos forward o (d) nuevos contratos forward en sentido contrario

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 estructura. 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.

3.8 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.

3.9 ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA Y ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS

La Sociedad clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta las Propiedades, Plantas y Equipos, los intangibles, las inversiones en asociadas, los negocios conjuntos y los grupos sujetos a desapropiación (grupo de activos que se van a enajenar junto con sus pasivos directamente asociados), para los cuales en la fecha de cierre del estado de situación financiera se han iniciado gestiones activas para su venta y se estima que es altamente probable que la misma se concrete durante el período de doce meses siguientes a dicha fecha.

Estos activos o grupos sujetos a desapropiación se valorizan por el menor del monto en libros o el valor estimado de venta deducidos los costos necesarios para llevarla a cabo, y dejan de amortizarse desde el momento en que son clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta.

Los activos que dejen de estar clasificados como mantenidos para la venta, o dejen de formar parte de un grupo de elementos enajenables, son valorados al menor de su valor contable antes de su clasificación, menos las depreciaciones, amortizaciones o revalorizaciones que se hubieran reconocido si no se hubieran clasificado como tales, y el valor recuperable en la fecha en la que van a ser reclasificados a Activos no corrientes.

3.10 PROVISIONES

Una provisión se reconoce si:

- Como resultado de un suceso pasado, el Grupo ECL 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.

3.10.1 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 otros resultados integrales. 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 26)

3.11 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.

3.12 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.

3.13 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 de la Compañía 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.

3.14 GANANCIA (PÉRDIDA) POR ACCIÓN

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del ejercicio atribuible a la Sociedad Matriz y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder de alguna sociedad filial, si en alguna ocasión fuere el caso.

3.15 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.

En cuanto a las utilidades que no se distribuyan como dividendos provisorios, se podrá proponer 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.

3.16 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.

3.17 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.

3.18 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.

NOTA 4

REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

4.1 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 SpA." 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 2015, E.CL S.A. posee una capacidad instalada de 2.108 MW en el SING, conformando cerca del 49% del total de ese Sistema. La Sociedad cuenta con 2.328 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.

4.2 INFORMACIÓN DE REGULACIÓN Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El sector eléctrico en Chile se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos, contenida en el DFL N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. N° 327 de 1998. Tres entidades gubernamentales tienen la responsabilidad en la aplicación y cumplimiento de la Ley; La Comisión Nacional de Energía (CNE), que posee la autoridad para proponer las tarifas reguladas (precios de nudo), así como para elaborar planes indicativos para la construcción de nuevas unidades de generación; la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), que fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas para la generación, transmisión y distribución eléctrica, combustibles líquidos y gas; y el Ministerio de Economía, que revisa y aprueba las tarifas propuestas por la CNE y regula el otorgamiento de concesiones a compañías de generación, transmisión y distribución eléctrica, previo informe de la SEC. La ley establece un Panel de Expertos, que tiene por función primordial resolver las discrepancias que se produzcan entre empresas eléctricas.

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

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

4.3 TIPOS DE CLIENTES

a) Clientes regulados: Corresponden a aquellos consumidores residenciales, comerciales, pequeña y mediana industria, con una potencia conectada igual o inferior a 5.000 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 5.000 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 5.000 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.

4.4 PRINCIPALES ACTIVOS

El parque de la generación de ECL y sus Filiales está conformado principalmente por centrales térmicas de ciclo combinado y carboneras, que en suma aportan 2.108 MW en el SING (49%) de la potencia bruta total aportada en el sistema interconectado del norte grande.

Las centrales carboneras y ciclo combinado 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 1.770 MW y otras centrales de menor tamaño que suman 336 MW, que se ubican en Arica e Iquique principalmente.

4.5 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 ECL.

Se encuentra en etapa de construcción la Planta Solar Fotovoltaica Pampa Camarones que tendrá una potencia instalada de 6 MW.

NOTA 5

COMBINACION DE NEGOCIOS

ADQUISICIÓN DE SUBSIDIARIAS Y PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS

COMBINACIÓN DE NEGOCIOS

Con fecha 29 de Diciembre de 2009, compañías del Grupo GDF Suez ("SEA") y Codelco, firmaron un acuerdo para fusionar la Compañía (entidad continuadora), con Inversiones Tocopilla 1. Inversiones Tocopilla 1 fue un vehículo creado para efectos de la fusión, que consideró las inversiones que SEA y Codelco tenían en Electroandina S.A., Central Termoeléctrica Andina S.A., Inversiones Hornitos S.A., Gasoducto Nor Andino SpA. y Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.

Como consecuencia de la fusión, la Compañía pasó a ser controladora de Central Termoeléctrica Andina S.A., Gasoducto Nor Andino SpA. y Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. Además es 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.

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.

NOTA 6

EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO

La composición del efectivo y equivalentes al efectivo al 31 de diciembre de 2015 y 2014, clasificado por tipo de efectivo es el siguiente:

Clases de Efectivo y Equivalente de Efectivo (Presentación)	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Efectivo en Caja	92	2.827
SalDOS en Bancos	2.938	6.917
Depósitos a corto plazo, clasificados como equivalentes al efectivo	142.341	258.753
TOTAL DE EFFECTIVO Y EQUIVALENTE DE EFFECTIVO	145.371	268.497

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:

6.1 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.

6.2 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	31-12-2015		31-12-2014	
				MUS\$	Tasa %	Vencimiento	MUS\$
Banco Consorcio	US\$	0,55%	22-01-2016	4.500	0,50%	08-01-2015	6.016
Banco Consorcio	US\$	0,50%	04-02-2016	5.001	0,50%	12-01-2015	2.006
Banco Citibank	US\$	0,10%	04-01-2016	1.570		-	0
Banco Corpbanca	US\$	0,50%	04-01-2016	5.001	0,36%	06-01-2015	10.003
Banco Corpbanca	US\$	0,40%	11-01-2016	5.002	0,40%	26-01-2015	8.001
Banco Santander	US\$	0,36%	04-01-2016	15.006	0,40%	12-01-2015	15.006
Banco Santander	US\$	0,35%	05-01-2016	5.000	0,16%	06-01-2015	14.600
Banco Santander	US\$	0,32%	11-01-2016	3.001	0,36%	20-01-2015	15.004
Banco Santander	CLP	0,30%	05-01-2016	984		-	0
Banco Estado	US\$	0,20%	04-01-2016	7.000	0,12%	12-01-2015	35.500
Banco Estado	US\$	0,22%	04-01-2016	5.000		-	0
Banco Estado	US\$	0,25%	08-01-2016	3.500	0,10%	05-01-2015	500
Banco Estado	CLP		-	0	0,10%	13-01-2015	9.500
Banco ABN NY	US\$		-	0	0,18%	05-01-2015	50
Banco Chile	US\$	0,40%	28-01-2016	5.000	0,35%	05-01-2015	10.003
Banco Chile	US\$	0,40%	29-01-2016	1.000	0,25%	28-01-2015	25.002
Banco Chile	US\$	0,25%	21-10-2015	5.001	0,35%	21-01-2015	5.001
Banco Chile	US\$	0,35%	15-01-2016	5.001		-	0
Banco Chile	CLP	0,28%	05-01-2016	1.479		-	0
Banco Itaú	CLP		-	0	0,20%	26-01-2015	10.001
Banco Itaú	US\$	0,11%	05-01-2016	6.000		-	0
Banco Itaú	US\$	0,30%	15-01-2016	5.001		-	0
Banco Itaú	US\$	0,52%	29-01-2016	5.002		-	0
Banco BBVA	US\$	0,35%	04-01-2016	7.000	0,18%	05-01-2015	10.547
Banco BBVA	US\$	0,45%	11-01-2016	5.002	0,35%	23-01-2015	20.004
Banco BBVA	US\$	0,25%	04-01-2016	595		-	0
Banco BCI	CLP	0,68%	10-03-2016	491	0,15%	13-01-2015	10.000
Banco BCI	CLP		-	0	0,30%	31-01-2015	5.000
Banco BCI	US\$	0,36%	11-01-2016	10.003	0,37%	20-01-2015	30.009
Banco BCI	US\$	0,40%	21-01-2016	5.001		-	0
Banco Bice	US\$	0,25%	04-01-2016	5.001	0,15%	13-01-2015	17.000
Banco Bice	US\$	0,15%	28-10-2015	2.000		-	0
Banco Bice	US\$	0,27%	07-01-2016	3.001		-	0
Banco Bice	US\$	0,30%	11-01-2016	10.004		-	0
Banco J.P.Morgan	US\$	0,21%	04-01-2016	194		-	0
TOTAL CONSOLIDADO				142.341			258.753

NOTA 7

OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

CORRIENTE

Detalle de Instrumentos	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Fondos Mutuos	1.585	365
Forward ⁽¹⁾	1.498	1.571
TOTAL OTROS ACTIVOS FINANCIEROS	3.083	1.936

(1) Ver detalle en Nota 20 – Derivados y Operaciones de Cobertura

NO CORRIENTE

Detalle de Instrumentos	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Forward ⁽¹⁾	54	0
TOTAL OTROS ACTIVOS FINANCIEROS	54	0

(1) Ver detalle en Nota 20 – Derivados y Operaciones de Cobertura

7.1 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	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Banco Santander Río	US\$	1.585	321
The Bank of New York Mellon	US\$	0	44
TOTAL FONDOS MUTUOS		1.585	365

NOTA 8**OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS CORRIENTES**

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

Tipos de Pagos	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Seguros pagados por anticipado ⁽¹⁾	6.179	6.423
IVA crédito fiscal ⁽²⁾	2.623	6.024
Pago anticipado Contrato TGN (GNAA) ⁽³⁾	2.800	2.680
Anticipos a proveedores	12.528	43.783
Otros pagos anticipados ⁽⁴⁾	37	1.240
TOTAL	24.167	60.150

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

(2) Corresponde principalmente al IVA generado en las compras asociadas al proyecto en construcción de la filial Central Termoeléctrica Andina S.A.

(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) Mayoritariamente incluye anticipos de GNL y repuestos.

NOTA 9**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° 21 "Gestión de Riesgos"

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

La Sociedad 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:

9.1 CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR CORRIENTES

Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Facturas por Cobrar	110.878	111.148
Deudores Varios Corrientes	609	718
Leasing por Cobrar	543	2.032
Pagos Anticipados Corrientes	25	169
Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	8.759	8.922
TOTAL	120.814	122.989

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

Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Otros Deudores Varios	17	21
Leasing por Cobrar	0	543
TOTAL	17	564

Los saldos de deudores brutos de la sociedad al 31 de diciembre de 2015, estratificados por morosidad son los siguientes:

	Número Clientes	Saldos al 31 de Diciembre de 2015										Total 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	92	107.284	3.177	119	2	0	0	0	0	0	3.002	113.584
Estimación incobrables	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(2.706)	(2.706)
Deudores varios corrientes	21	626	0	0	0	0	0	0	0	0	0	626
Estimación incobrables		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Leasing por Cobrar	5	543	0	0	0	0	0	0	0	0	0	543
Estimación incobrables		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pagos anticipados Corrientes	2	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25
Estimación incobrables		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otras cuentas por cobrar corrientes	902	8.759	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8.759
Estimación incobrables		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL		117.237	3.177	119	2	0	0	0	0	0	296	120.831

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 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
Estimación incobrables	18	0	0	0	0	(1)	(24)	0	0	0	(7.517)	(7.542)
Deudores varios corrientes	27	739	0	0	0	0	0	0	0	0	0	739
Estimación incobrables		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Leasing por Cobrar	5	2.575	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.575
Estimación incobrables		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
Estimación incobrables		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
Estimación incobrables		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL		118.764	3.411	504	182	15	65	59	6	273	274	123.553

Tramos de Morosidad al 31 de diciembre de 2015	Cartera Repactada		Cartera No Repactada		Total Cartera Bruta	
	N° Clientes	Monto MUS\$	N° Clientes	Monto MUS\$	N° Clientes	Monto MUS\$
Al día	-	0	1.002	117.237	1.002	117.237
Entre 1 y 30 días	-	0	37	3.177	37	3.177
Entre 31 y 60 días	-	0	4	119	4	119
Entre 61 y 90 días	-	0	2	2	2	2
Entre 91 y 120 días	-	0	0	0	0	0
Entre 121 y 150 días	-	0	0	0	0	0
Entre 151 y 180 días	-	0	0	0	0	0
Entre 181 y 210 días	-	0	0	0	0	0
Entre 211 y 250 días	-	0	0	0	0	0
Superior a 251 días	1	2.288	3	714	4	3.002
TOTAL		2.288		121.249		123.537

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	118.764	942	118.764
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	5.503	30	7.791
TOTAL		2.288		128.807		131.095

Provisiones y Castigos	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Saldo Inicial	7.542	7.098
Provisión cartera no repactada	62	1.152
Castigos del periodo ⁽¹⁾	(4.367)	(4)
Recuperos del periodo	(303)	(553)
Otros	(228)	(151)
SALDO FINAL	2.706	7.542

(1) Del total, MUS\$ 4.358 corresponden a un juicio arbitral que E.CL S.A. mantenía con SQM S.A. producto de diferencias en la fijación tarifaria del contrato de suministro de energía eléctrica. En abril de 2015, se dictó sentencia, negándose el árbitro a acoger los argumentos de E.CL.

NOTA 10

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

10.1 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 antes referidas dietas no fueron modificadas en la correspondiente Junta Ordinaria del año 2015.

No existen otras remuneraciones pagadas distintas a las que perciben por el desempeño de su función de Director en la Sociedad.

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. Durante el presente periodo este comité ha utilizado con cargo a este presupuesto MUS\$ 19.

Remuneraciones del Directorio	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Juan Clavería A., Presidente **	112	149
Jan Flachet, Presidente *	0	14
Philip De Cnudde, Presidente	73	54
Manlio Alessi R., Director	93	81
Rik Debuysere, Director	19	33
Karen Poniachik, Director	98	108
Cristian Eyzaguirre, Director	73	88
Emilio Pellegrini, Director	98	101
Pierre Devillers, Director	18	0
Pablo Villarino, Director Suplente	48	47
Dante Dell' Elce, Director Suplente	18	20
Felipe Cabezas, Director Suplente	6	13
Julien Pochet, Director Suplente	0	13
TOTAL HONORARIOS POR REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO	656	721

* 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.

** Con fecha 29 de septiembre de 2015, el Directorio de la Sociedad aceptó la renuncia a los cargos de director y Presidente a don Juan Clavería Aliste y designó como Presidente del Directorio y de la Sociedad al director don Philip De Cnudde.

E.CL S.A., en el ejercicio 2015, no pagó asesorías adicionales a ningún miembro del Directorio de la Sociedad, y registra gastos por un monto de MUS\$ 139 por concepto de gastos generales del Directorio en el mismo periodo.

Remuneración de Gerentes y Ejecutivos Principales	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Remuneraciones de Gerentes y Ejecutivos Principales y Dietas ⁽¹⁾	4.137	3.896
TOTAL	4.137	3.896

(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. Además incluye indemnizaciones por años de servicios

10.2 PERSONAL CLAVE DE LA GERENCIA

Gerentes y Ejecutivos Principales

Nombre	Cargo
Axel Levêque	Gerente General
Aníbal Prieto Larraín	Gerente Corporativo Jurídico
Enzo Quezada Zapata	Gerente Corporativo Comercial
Demián Talavera	Gerente Corporativo de Desarrollo
Carlos Boquimpani De Freitas	Gerente Corporativo de Finanzas
Nicky Vanlommel	Gerente Corporativo de Personal, Procesos y Tecnología
Beatriz Monreal	Gerente Corporativo de Asuntos Corporativos

10.3 CUENTAS POR COBRAR A ENTIDADES RELACIONADAS, CORRIENTE

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:

Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Matriz Común	UF	1.690	17
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	613	395
76.134.397-1	Solgas S.A. *	Chile	Matriz Común	US\$	1.417	2.593
96.885.200-0	GDF SUEZ Energy Chile S.A.	Chile	Matriz	UF	29	63
0-E	GDF SUEZ Trading	Francia	Matriz Común	US\$	817	0
0-E	GDF SUEZ Suply	Francia	Matriz Común	US\$	493	0
96.896.290-6	Distrinor S.A. *	Chile	Matriz Común	US\$	0	425
96.896.290-6	Distrinor S.A. *	Chile	Matriz Común	CLP	0	155
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	Peso Argentino	0	3
CUENTAS POR COBRAR A ENTIDADES RELACIONADAS, CORRIENTE					5.059	3.651

10.4 CUENTAS POR PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS, CORRIENTES

Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
96.885.200-0	GDF SUEZ Energy Chile S.A.	Chile	Matriz	US\$	7.783	10.390
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	4.718	2.976
76.134.397-1	Solgas S.A. *	Chile	Matriz Común	US\$	250	0
96.896.290-6	Distrinor S.A. *	Chile	Matriz Común	US\$	0	236
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	0	234
77.292.170-5	Inversiones Punta Rieles Ltda.	Chile	Accionista	US\$	3.428	6.563
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	Peso Argentino	30	77
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	10	0
CUENTAS POR PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS, CORRIENTES					16.219	20.476

10.5 CUENTAS POR PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS, NO CORRIENTES

Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
76.134.397-1	Solgas S.A. *	Chile	Matriz Común	US\$	1.008	0
96.896.290-6	Distrinor S.A. *	Chile	Matriz Común	US\$	0	1.227
CUENTAS POR PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS, NO CORRIENTES					1.008	1.227

* Durante el año 2015 Distrinor S.A. fue absorbida por Solgas S.A., pasando a ser titular de todas las obligaciones y derechos mantenidos por Distrinor S.A.

10.6 TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS

Rut	Sociedad	País	Relación	Moneda	Descripción de la Transacción	Entidad		Entidad	
						31-12-2015	31-12-2014	31-12-2015	31-12-2014
						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	14.906	0	14.078	0
96.885.200-0	GDF SUEZ Energy Chile S.A.	Chile	Matriz	UF	Servicios	0	0	3.540	(3.540)
96.885.200-0	GDF SUEZ Energy Chile S.A.	Chile	Matriz	UF	Arriendos	337	337	374	374
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Venta de Energía, Potencia y Servicios	1.869	1.869	2.425	2.425
76.775.710-7	Sociedad GNL Mejillones S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Servicio de Regasificación de gas	45.480	(45.480)	60.058	(60.058)
76.019.239-2	Eólica Monte Redondo S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Servicios	2.572	2.572	2.307	2.307
0-E	Energy Consulting Services S.A.	Argentina	Coligada de Accionista	Peso argentino	Servicios	430	(430)	474	(474)
76.134.397-1	Solgas S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	14	14	0	0
76.134.397-1	Solgas S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios	705	705	2.660	2.660
76.134.397-1	Solgas S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Venta de Gas	6.287	6.287	20.314	20.314
96.896.290-6	Distrinor S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Venta de Gas	5.938	5.938	2.155	2.155
96.896.290-6	Distrinor S.A.	Chile	Matriz Común	UF	Arriendos	13	13	32	32
96.896.290-6	Distrinor S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Compra Gas	2	(2)	10	(10)
96.896.290-6	Distrinor S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Servicios	130	130	17	(17)
0-E	GDF SUEZ LNG Supply S.A.	Luxemburgo	Matriz Común	US\$	Compra de GNL	63.191	0	83.321	0
0-E	Laborelec	Bélgica	Matriz Común	US\$	Servicios	51	(51)	153	(153)
77.292.170-5	Inversiones Punta Rieles Ltda.	Chile	Accionista	US\$	Dividendos	8.942	0	6.563	0
0-E	Tractebel Engineering S.A.	Italia	Matriz Común	US\$	Servicios	1.143	0	383	0
76.058.076-7	Tractebel Engineering S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Servicios	5.514	0	3.717	0
0-E	GDF SUEZ Trading	Francia	Matriz Común	US\$	Instrumentos de Derivados (compra)	8.182	(6.227)	0	0
0-E	GDF SUEZ Trading	Francia	Matriz Común	US\$	Instrumentos de Derivados (venta)	4.457	4.457	0	0
76.108.126-8	IMA Automatización Ltda	Chile	Matriz Común	US\$	Servicios	43	(43)	0	0
0-E	GDF SUEZ University	Francia	Matriz Común	US\$	Capacitación	351	(351)	13	(13)

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.

La compañía ha detectado que el ejercicio 2014 contenía una omisión o inexactitud en los estados financieros publicados, al no revelar las transacciones con Empresas Relacionadas, las que han sido agregadas en esta nota.

NOTA 11

INVENTARIOS CORRIENTES

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

Clases de Inventarios	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Materiales y Suministro Operación	140.931	133.828
Materiales y Suministro Operación asociados a indemnización (Nota 24)	5.026	3.739
Provisión Obsolescencia	(18.804)	(16.465)
Carbón	23.535	36.768
Petróleo Bunker N° 6	3.280	3.864
Petróleo Diesel	3.763	3.105
Cal Hidratada ⁽¹⁾	6.327	0
Caliza - Biomasa - Arena Silice	833	2.358
GNL	8.417	13.643
Lubricantes	188	216
TOTAL	173.496	181.056

(1) A contar del presente ejercicio para cumplir normas de emisiones la compañía comenzó a utilizar Cal hidratada para el control de la emisión de dióxido de azufre.

Los movimientos de la provisión de obsolescencia son los siguientes:

Provisión Obsolescencia Inventarios⁽¹⁾	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Saldo Inicial	16.465	15.096
Aumento (disminución) provisión	2.339	1.369
SALDO FINAL	18.804	16.465

(1) Ver criterios de provisión en Nota 3.5 (Deterioro de Activos)

NOTA 12

IMPUESTOS CORRIENTES

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:

A) IMPUESTOS POR RECUPERAR

Impuestos por Recuperar	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Crédito SENCE	0	236
PPM	32.747	37.582
PPUA	3.078	3.882
Crédito Fuente Extranjera	2.546	0
Donaciones	37	0
Crédito Activo Fijo 4% tope 500 UTM	32	0
Otros Impuestos por Recuperar	629	0
TOTAL IMPUESTOS POR RECUPERAR	39.069	41.700

B) IMPUESTO A LA RENTA

Impuestos a la Renta	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Gasto Tributario Corriente (Provisión Impuesto)	21.953	23.288
Impuesto Único Artículo 21	242	117
TOTAL IMPUESTOS POR PAGAR	22.195	23.405

NOTA 13

ACTIVOS NO CORRIENTES O GRUPOS DE ACTIVOS PARA SU DISPOSICION CLASIFICADOS COMO MANTENIDOS PARA LA VENTA

Durante el mes de diciembre de 2015, E-CL S.A. acordó vender a Red Eléctrica Chile SpA el 50% de las acciones de Transmisora Eléctrica del Norte S.A. ("TEN"), conservando E-CL el 50% restante. Con fecha 21 de enero de 2016 la Comisión Europea ha declarado compatible la operación, por lo que las partes han decidido suscribir con fecha 27 de enero de 2016 los contratos y demás documentos necesarios para su materialización (Ver Nota 43).

De acuerdo con NIIF 5.32 la inversión en TEN no representa un segmento de negocio o área geográfica, ni una venta que corresponda a una disposición mayor de una línea de negocios ni es una subsidiaria adquirida exclusivamente para ser revendida. Por lo tanto su clasificación como disponible sólo incluye activos y pasivos presentados en una sola línea como Activos y Pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.

El objeto de la Sociedad es 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 los de terceros y la capacidad de transporte de las líneas y de transformación de las subestaciones y equipos asociados; como también efectuar prestación de servicios en el área de ingeniería eléctrica y mantención de sistemas eléctricos.

Transmisora Eléctrica del Norte S.A. es la encargada de llevar a cabo el desarrollo del proyecto consistente en la construcción de una línea de transmisión en corriente alterna de doble circuito de 500 kV, de una extensión aproximada de 580 kilómetros, que permitirá transmitir energía entre Mejillones, en el SING, y Copiapó, en el norte del SIC.

Tal como se describe en la nota 3.9, los activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta han sido registrados por el menor del monto en libros o el valor razonable menos los costos de venta.

A continuación se presentan los principales rubros de activos, pasivos y flujo de efectivo mantenidos para la venta al 31 de diciembre de 2015:

Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	Saldo al
ACTIVO	31-12-2015
Activos Corrientes	MUS\$
Efectivo y efectivo equivalente	13.644
Inventarios	19
Otros activos no financieros	26.274
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corriente	88
Total Activo Corriente	40.025
Activos No Corrientes	
Activos por Impuestos Diferidos	5.567
Total Propiedades, planta y equipo	202.287
Total Activo No Corriente	207.854
TOTAL ACTIVOS	247.879

PASIVOS	31-12-2015
Pasivos Corrientes	MUS\$
Otros pasivos financieros, corriente	4.182
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	28.903
Pasivos por Impuestos Corrientes	109
Provisiones por Beneficios a los empleados	91
Otros Pasivos No Financieros	11
Total Pasivo Corriente	33.296
Pasivos No Corrientes	
Otros pasivos financieros, no corriente	1.993
Total Pasivo No Corriente	1.993
TOTAL PASIVOS	35.289
FLUJO DE EFECTIVO NETO RESUMIDO	31-12-2015
	MUS\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(17.383)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(160.109)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	186.000
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	8.508
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(245)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	8.263
Efectivo y equivalentes al efectivo	5.382
EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERÍODO	13.645
OTRO RESULTADO INTEGRAL	
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	(6.175)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	1.389
OTRO RESULTADO INTEGRAL	(4.786)

NOTA 14

OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS, NO CORRIENTE

Otros Activos No Financieros	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Derecho sobre otros activos	2.161	2.161
Arriendo pagado por anticipado	76	95
Inversión en CDEC-SING Ltda. ⁽¹⁾	345	345
Aporte Consorcio Algae Fuels S.A. ⁽²⁾	2.055	1.851
Aporte Consorcio Desert Bioenergy S.A. ⁽²⁾	503	451
Aporte FONDEF ⁽²⁾	211	192
Pago anticipado Contrato TGN (GNAA) ⁽³⁾	6.201	8.716
Proyectos en Desarrollo ⁽⁴⁾	8.923	6.231
Proyectos en Desarrollo Línea TEN ⁽⁵⁾	0	17.934
Otros	353	367
TOTAL	20.828	38.343

(1) La inversión en el CDEC SING es reconocida a su costo histórico en pesos chilenos y no se realiza reconocimiento sobre dicha participación.

(2) Corresponde a los aportes a los consorcios cuyo objeto es la investigación y desarrollo de tecnología para la elaboración de biocombustible y biodiesel.

(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) La sociedad tiene como política registrar como Otros Activos No Financieros en el estado de situación financiera los costos de los proyectos en la fase de desarrollo siempre que su viabilidad técnica y rentabilidad económica estén razonablemente aseguradas.

(5) Corresponde al proyecto del Sistema de Transmisión 500 KV Mejillones-Cardones, de nuestra filial Transmisora Eléctrica del Norte S.A. Al 31 de diciembre de 2015 la filial se presenta como disponible para la venta, ver Nota 13.

NOTA 15

ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE PLUSVALIA

La Sociedad presenta los siguientes activos intangibles: movimiento y reconciliación al 31 de diciembre de 2015 y 2014.

Activos Intangibles Neto	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Intangibles, Relación Contractual Clientes, neto ⁽¹⁾	283.864	300.671
Servidumbres, neto	5.993	6.386
Otros Activos Intangibles identificables, neto	0	100
TOTAL NETO	289.857	307.157

(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 respectivamente. Ver criterios en Nota 3.4

Activos Intangibles Bruto	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 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	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Amortización, Intangibles, Relación Contractual Clientes	(78.270)	(61.463)
Amortización, Servidumbres	(6.829)	(6.436)
Amortización, Otros Activos Intangibles identificables	(2.002)	(1.902)
TOTAL AMORTIZACIÓN	(87.101)	(69.801)

Los activos intangibles por concepto presentan el siguiente movimiento durante el ejercicio 2015 y 2014.

Activos Intangibles	Saldo Bruto Inicial 01-01-2015 MUS\$	Adiciones (Bajas) Periodo MUS\$	Saldo Bruto Final al 31-12-2015 MUS\$	Amortización Acumulada al 31-12-2014 MUS\$	Amortización Periodo MUS\$	Amortización Acumulada al 31-12-2015 MUS\$	Saldo Neto al 31-12-2015 MUS\$
Intangibles, Relación Contractual Clientes (combinación de negocios)	362.134	0	362.134	(61.463)	(16.807)	(78.270)	283.864
Servidumbres	12.822	0	12.822	(6.436)	(393)	(6.829)	5.993
Otros Activos Intangibles Identificables	2.002	0	2.002	(1.902)	(100)	(2.002)	0
TOTALES	376.958	0	376.958	(69.801)	(17.300)	(87.101)	289.857

Activos Intangibles	Saldo Bruto Inicial 01-01-2014 MUS\$	Adiciones (Bajas) Periodo MUS\$	Saldo Bruto Final al 31-12-2014 MUS\$	Amortización Acumulada 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

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 16

PLUSVALIA

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 31-12-2015 MUS\$	Saldo al 31-12-2014 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

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

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 fue un vehículo creado para efectos de la fusión, que consideró 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 es controladora de Central Termoeléctrica Andina S.A., Gasoducto Nor Andino S.A. y Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. Además es 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 valoraron 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.

NOTA 17

PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS

Los movimientos registrados en Propiedades, Plantas y Equipos durante el ejercicio 2015 son los siguientes:

Movimientos Año 2015	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 MUS\$
Valor Bruto	133.184	34.117	169.599	2.486.155	20.238	385.971	9.653	129.217	3.368.134
Depreciación Acumulada	0	0	(49.049)	(1.114.184)	(15.200)	(212.813)	(6.566)	(88.672)	(1.486.484)
Saldo Inicial al 01-01-2015	133.184	34.117	120.550	1.371.971	5.038	173.158	3.087	40.545	1.881.650
Adiciones	203.487	0	81	413	261	68	209	5.064	209.583
Ventas	0	0	0	0	0	0	(14)	0	(14)
Gastos por Depreciación	0	0	(5.931)	(77.056)	(1.833)	(11.079)	(718)	(21.922)	(118.539)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, propiedades, planta y equipo	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cierre Obras en Curso	(149.211)	0	5.251	99.603	918	172	0	43.267	0
Cambios, Total	54.276	0	(599)	22.960	(654)	(10.839)	(523)	26.409	91.030
SALDO FINAL 31-12-2015	187.460	34.117	119.951	1.394.931	4.384	162.319	2.564	66.954	1.972.680

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 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	48.766	2.704	4.016	1.387	7.548	0
Cambios, Total	(32.300)	(64)	7.845	(23.912)	2.288	(8.989)	1.066	(8.454)	(62.520)
SALDO FINAL 31-12-2014	133.184	34.117	120.550	1.371.971	5.038	173.158	3.087	40.545	1.881.650

La composición del rubro Propiedades, Plantas y Equipos, al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Neto (Presentación)	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Construcción en Curso	187.460	133.184
Terrenos	34.117	34.117
Edificios	119.951	120.550
Planta y Equipos	1.394.931	1.371.971
Equipamiento de Tecnología de la Información	4.384	5.038
Instalaciones Fijas y Accesorios	162.319	173.158
Vehículos de Motor	2.564	3.087
Activos en Leasing	6.217	6.519
Otras Propiedades, Planta y Equipo	60.737	34.026
TOTAL PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPOS	1.972.680	1.881.650

Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Bruto (Presentación)	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Construcción en Curso	187.460	133.184
Terrenos	34.117	34.117
Edificios	174.912	169.599
Planta y Equipos	2.586.189	2.486.155
Equipamiento de Tecnología de la Información	21.397	20.238
Instalaciones Fijas y Accesorios	386.212	385.971
Vehículos de Motor	9.846	9.653
Activos en Leasing	9.540	9.540
Otras Propiedades, Planta y Equipos	168.004	119.677
TOTAL PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPOS	3.577.677	3.368.134

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Propiedades, Planta y Equipos (Presentación)	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Edificios	(54.961)	(49.049)
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Planta y Equipos	(1.191.258)	(1.114.184)
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Equipamiento de Tecnologías de la Información	(17.013)	(15.200)
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Instalaciones Fijas y Accesorios	(223.893)	(212.813)
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Vehículos de Motor	(7.282)	(6.566)
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Activos en Leasing	(3.323)	(3.021)
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor, Otras Propiedades, Planta y Equipos	(107.267)	(85.651)
TOTAL DEPRECIACIÓN ACUMULADA Y DETERIORO DE VALOR, PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPOS	(1.604.997)	(1.486.484)

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

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

COSTOS DE FINANCIAMIENTO CAPITALIZADOS

Proyecto	Tasa de interés	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Infraestructura Energética Mejillones	5,096%	2.760	0
TOTAL		2.760	0

NOTA 18

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.

18.1 LOS ACTIVOS POR IMPUESTOS DIFERIDOS AL CIERRE INCLUYEN LOS SIGUIENTES CONCEPTOS:

Activos por Impuestos Diferidos	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Provisiones	2.993	1.870
Activos por Impuestos Diferidos Relativos valor justo Propiedad, Planta y Equipos (no son al costo)	12.716	13.965
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Ingresos Pre Operativos	5.715	5.911
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Pérdidas Tributarias	5.212	0
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Intangibles	787	826
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Instrumentos de Cobertura	4.067	0
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Ingresos Diferidos	5.058	5.466
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	6.572	4.921
ACTIVOS POR IMPUESTOS DIFERIDOS	43.120	32.959

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.

18.2 LOS PASIVOS POR IMPUESTOS DIFERIDOS AL CIERRE INCLUYEN LOS SIGUIENTES CONCEPTOS:

Pasivos por Impuestos Diferidos	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Depreciaciones	92.322	85.136
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Obligaciones por Beneficios Post-Empleo	982	980
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Intangibles	87.389	82.337
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Intereses Capitalizables	16.271	17.942
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Diferencias de Costo de Propiedad, Planta y Equipos en Filiales	26.701	24.041
Pasivos por Impuestos Diferidos por Diferencia de Costo Histórico Propiedad, Planta y Equipos Filial Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	25.634	24.162
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	5.440	1.403
PASIVOS POR IMPUESTOS DIFERIDOS	254.739	236.001

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	2010-2015
Argentina	2011-2015

18.3 CONCILIACIÓN TASA EFECTIVA

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 la conciliación del gasto por impuesto es el siguiente:

18.3.1 CONSOLIDADO

Concepto	31-12-2015		31-12-2014	
	Impuesto 22,5% MUS\$	Tasa Efectiva %	Impuesto 21% MUS\$	Tasa Efectiva %
Impuesto teórico sobre resultado financiero	30.167	22,50	25.596	21,00
Gastos no aceptados	3.792	2,83	2.191	1,8
Otras diferencias permanentes (gastos ejercicio anterior)	(420)	(0,31)	(736)	(0,60)
Total Diferencias Permanentes	3.372	2,52	1.455	1,20
GASTO POR IMPUESTO A LA RENTA	33.539	25,02	27.051	22,20

18.3.2 ENTIDADES NACIONALES

Concepto	31-12-2015		31-12-2014	
	Impuesto 22,5% MUS\$	Tasa Efectiva %	Impuesto 21% MUS\$	Tasa Efectiva %
Impuesto teórico sobre resultado financiero	29.763	22,50	25.877	21,00
Gastos no aceptados	1.069	0,81	(112)	(0,09)
Otras Diferencias Permanentes	(420)	(0,32)	(736)	(0,60)
Total Diferencias Permanentes	649	0,49	(848)	(0,69)
GASTO POR IMPUESTO A LA RENTA	30.412	22,99	25.029	20,31

18.3.3 ENTIDADES EXTRANJERAS

Concepto	31-12-2015		31-12-2014	
	Impuesto 35% MUS\$	Tasa Efectiva %	Impuesto 35% MUS\$	Tasa Efectiva %
Impuesto teórico sobre resultado financiero, Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	404	35,00	(281)	(35,00)
Gastos No Aceptados	2.723	236,90	2.303	286,44
Otras Diferencias Permanentes	0	0	0	0
Total Diferencias Permanentes	2.723	236,90	2.303	286,44
GASTO POR IMPUESTO A LA RENTA	3.127	271,90	2.022	251,44

18.3.4 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	01-01-2015 31-12-2015 MUS\$	01-01-2014 31-12-2014 MUS\$
Impuesto a las ganancias relativos a inversiones en instrumentos de patrimonio de otro resultado integral	(4.046)	1.263

18.4 RESULTADO TRIBUTARIO DE LAS FILIALES NACIONALES AL TÉRMINO DEL PERIODO

Al 31 de diciembre de 2015 MUS\$ 81.197

Al 31 de diciembre de 2014 MUS\$ 90.709

18.5 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.

De acuerdo a lo indicado en la Nota 3.12 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 2.6

NOTA 19 OTROS PASIVOS FINANCIEROS

Préstamos que Devengan Intereses, Corrientes

Entidad Deudora		Entidad Acreedora								Hasta 90 días		90 días a 1 año		Total	Total
Rut	Nombre	País	Rut	Nombre	País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS	2015	2014
88006900-4	E.CLS.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	US\$	Bullet	6,015	5,625	9.638	9.721	0	0	9.638	9.721
88006900-4	E.CLS.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon	EEUU	US\$	Bullet	5,228	4,500	6.335	2.236	0	0	6.335	2.236
Préstamos que Devengan Intereses, Total										15.973	11.957	0	0	15.973	11.957
88006900-4	E.CLS.A.	Chile	96728120-4	Transmisora Abenor Ltda.	Chile	US\$	Mensual	12,830	12,830	0	2	0	5	0	7
Leasing Financiero, Total										0	2	0	5	0	7
Pasivos de cobertura (Forward)										575	0	2.453	0	3.028	0
TOTAL										16.548	11.959	2.453	5	19.001	11.964

Préstamos que Devengan Intereses No Corrientes

Entidad Deudora		Entidad Acreedora		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					Moneda	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 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	501.250	0	0	0	0	394.261	392.778	394.261	392.778
88006900-4	E.C.L.S.A. Chile	0-E	The Bank of New York Mellon ⁽²⁾	EEUU	US\$	Bullet	5,228	4,500	483.875	0	0	0	0	331.965	330.787	331.965	330.787
Préstamos que Devengan Intereses, Subtotal									0	0	0	0	726.226	723.565	726.226	723.565	
Pasivos de cobertura (Forward)									14.920	0	0	0	0	0	14.920	0	
Leasing financiero									0	14	0	13	0	111	0	138	
PRÉSTAMOS QUE DEVENGAN INTERESES, TOTAL									14.920	14	0	13	726.226	723.676	741.146	723.703	

- (1) Con fecha 17 de diciembre de 2010, ECL efectuó una emisión de bonos en el mercados internacionales, por un monto total de US\$ 400.000.000, conforme a las normas de la Regla "144-A" (Rule 144-A) y las Regulación "S" (Regulation S) ambas de la ley de valores de los Estados Unidos de América (U.S. Securities Act. Of 1933). Se solicitó su inscripción en la Lista Oficial de la Bolsa de Comercio de Luxemburgo (Official List of the Luxemburg Stock Exchange) y para ser transados en el Euro MTF Market de la Bolsa de Comercio de Luxemburgo. Los bonos contemplan un plazo de 10 años y una tasa de interés de 5,625%. Los intereses se pagarán semestralmente, comenzando el día 15 de julio de 2011 y el capital se amortizará en una sola cuota final el día 15 de enero de 2021.
- (2) 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 las Regulación "S" (Regulation S) ambas de la ley de valores de los Estados Unidos de América (U.S. Securities Act. Of 1933). Se solicitó su inscripción en la Lista Oficial de la Bolsa de Comercio de Luxemburgo (Official List of the Luxemburg Stock Exchange) y para ser transados en el Euro MTF Market de la Bolsa de Comercio de Luxemburgo. Los bonos contemplan un plazo de 10 años y una tasa de interés de 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

Año 2015

Entidad Deudora		Entidad Acreedora		País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Valor Nominal	0 a 1 año		1 a 3 años		3 a 5 años		Más de 5 años		Total
Rut	Nombre País	Rut	Nombre País							31-12-2015 MUS\$	31-12-2015 MUS\$	31-12-2015 MUS\$	31-12-2015 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	22.500	45.000	45.000	411.250	523.750				
88006900-4	E.C.L.S.A. Chile	0-E	The Bank of New York Mellon ⁽¹⁾	EEUU	US\$	Bullet	5,228	4,500	499.625	15.750	31.500	31.500	420.875	499.625				
TOTAL									1.023.375	38.250	76.500	76.500	832.125	1.023.375				

Año 2014

Entidad Deudora		Entidad Acreedora		País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Valor Nominal	0 a 1 año		1 a 3 años		3 a 5 años		Más de 5 años		Total
Rut	Nombre País	Rut	Nombre País							31-12-2014 MUS\$	31-12-2014 MUS\$	31-12-2014 MUS\$	31-12-2014 MUS\$					
88006900-4	E.C.L.S.A. Chile	0-E	The Bank of New York Mellon ⁽¹⁾	EEUU	US\$	Bullet	6,098	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	4,5	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				

NOTA 20

DERIVADOS Y OPERACIONES DE COBERTURA

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	31-12-2015				31-12-2014			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Cobertura Tipo de cambio								
Cobertura flujos de caja	1.498	54	3.028	14.920	1.571	0	0	0
TOTAL	1.498	54	3.028	14.920	1.571	0	0	0

A continuación se detallan los instrumentos derivados financieros de cobertura y subyacente asociado:

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre		Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
			31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$	
Forward	Tipo de cambio	Contratos de energía	65.000	75.000	Flujos de caja
Forward	Tipo de cambio	Proyectos de inversión	404.115	0	Flujos de caja

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015 y 2014, la Compañía no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

Los contratos de derivados han sido tomados para proteger la exposición al riesgo del tipo de cambio. En el caso de los Forwards 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 contratos de forwards que son calificados de cobertura de flujo de efectivo, se asocian con los pagos recibidos en virtud del contrato con EMEL y a los pagos de los contratos asociado al proyecto Infraestructura Energética Mejillones (IEM) y Contrato por compra y venta de combustible.

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 3.7.1

Instrumentos Financieros	31-12-2015 Valor Libro MUS\$	31-12-2015 Valor Justo MUS\$	31-12-2014 Valor Libro MUS\$	31-12-2014 Valor Justo MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo				
Efectivo en caja	92	92	2.827	2.827
Saldos en Bancos	2.938	2.938	6.917	6.917
Depósitos a corto plazo, clasificados como equivalentes al efectivo	142.341	142.341	258.753	258.753
Activos financieros				
Otros activos financieros	1.585	1.585	1.936	1.936
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, no corrientes	120.831	120.831	123.553	123.553
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	5.059	5.059	3.651	3.651
Pasivos financieros				
Otros pasivos financieros	760.147	812.633	735.667	814.688
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	154.716	154.716	139.070	139.070
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes, no corrientes	17.227	17.227	21.703	21.703

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.

NOTA 21

GESTION DE RIESGOS

La sociedad y sus filiales, como partícipes del mercado eléctrico del norte grande, se encuentran expuestas a factores de riesgo ligados al proceso de generación de electricidad, y además a riesgos financieros.

La compañía tiene establecido procedimientos de Gestión de Riesgos, donde se describen la metodología de evaluación y análisis de riesgos, incluyendo la construcción de la matriz de riesgos, adicionalmente existe formalizado un Comité de Riesgos y Seguros que es responsable por la revisión, análisis y aprobación de matriz de riesgos, además de proponer medidas de mitigación. La matriz de riesgos es actualizada y revisada trimestralmente y el monitoreo del avance de los planes de acción es realizado de forma permanente. Toda la gestión de riesgos es presentada al Directorio de la Compañía anualmente.

21.1 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:

21.1.1 RESTRICCIONES MEDIOAMBIENTALES

El aumento en las restricciones por emisiones ambientales a raíz de la publicación en el mes de junio de 2011 del Decreto N°13 que Establece Norma de Emisiones para Centrales Termoeléctricas, que contempla fuertes exigencias en los límites de emisión de material particulado y gases producto de la generación con combustibles sólidos y líquidos llevó a la Sociedad a implementar un nuevo sistema de reducción de emisiones de material particulado.

Respecto de la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas el 23 de diciembre del 2013 entró en vigencia el límite de material particulado en todo el país y, a partir del 23 de junio 2015 entró en vigencia los límites de emisión horaria para dióxido de azufre (SO₂) y óxidos de nitrógeno (NOx) para las unidades de Central Tocopilla debido a la existencia de un Plan de Descontaminación por Material Particulado en esta ciudad. Para asegurar el cumplimiento de la norma de emisión para gases, se han implementado y puesto en operación sistemas de abatimiento, los cuales complementan los ya existentes para el material particulado. A la fecha todas las unidades carboneras de Central Tocopilla cuentan con los siguientes sistemas de abatimiento de emisiones:

- Filtros de mangas para el control de las emisiones de material particulado
- Desulfurizadores para el control de las emisiones de dióxido de azufre mediante la incorporación de cal hidratada
- Quemadores de Baja emisión de NOx para las emisiones de óxidos de nitrógeno.

En la unidad 16 entró en vigencia el límite de emisión de NOx el cual se cumple ya que la unidad cuenta con Quemadores de Baja emisión de NOx. En relación a las unidades Turbogas de Tocopilla (unidades de respaldo) y dado su despacho discontinuo, se ha comunicado al CDEC-SING que estas unidades no operarán más del 10% de las horas del año para eximirse del cumplimiento del límite de emisión de NOx. No obstante, sus emisiones de determinan en forma horaria y se reportan a las autoridades ambientales.

Para las unidades carboneras de Mejillones (CTM1 y CTM2) ya han sido implementados los filtros de mangas, implementado el sistema de desulfurización y se está finalizando la implementación de los quemadores de baja emisión de NOx. Los límites de emisión horaria para gases en Mejillones entran en vigencia en junio del 2016. Las unidades CTA y CTH gracias a su proceso de lecho fluidizado presentan bajas emisiones de NOx y cuentan con sistemas de precipitadores electrostáticos, lo que les permite el cumplimiento de los límites para material particulado y para el cumplimiento de los límites de emisión de gases consideran la adición de cal en el proceso lo que les permite abatir el SO₂ y NOx.

21.1.2 DISPONIBILIDAD DE UNIDADES GENERADORAS

Las eventuales fallas en estas unidades podrá significar en el sistema 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 por la incorporación de nuevas centrales de generación de base, lo que ha reducido los costos marginales.

21.2 RIESGO DESASTRES NATURALES

Chile es uno de los países con más actividad sísmica en el mundo y ha sido severamente afectado en el pasado reciente por terremotos y tsunamis, incluyendo un terremoto de magnitud 8,8 (seguido por un tsunami) que afectó la parte central del país en febrero del 2010 y el terremoto de magnitud 8,2 con epicentro cercano a la costa de Iquique en abril del 2014. Aunque nuestras instalaciones y centrales no han sido afectadas por esos últimos eventos, en el futuro un terremoto, tsunami u otro desastre natural podría ocasionar un efecto significativo sobre nuestros activos, negocios y/o condiciones financieras. Para mitigar los potenciales efectos de este riesgo, la administración de la sociedad toma las medidas que considera pertinentes, como contratación de pólizas de seguros de propiedad y lucro cesante, preparación de planes de evacuación coordinados con las autoridades, simulacros, sitios de contingencias y otras medidas de business continuity.

21.3 OBJETIVOS Y POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGO FINANCIERO

La estrategia de gestión de riesgos financieros de la Compañía 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 exposiciones financieras de la sociedad son en pasivos financieros (sin considerar los productos derivados), que se componen de obligaciones con bancos y la emisión de dos Bonos 144-A Reg.S en el mercado internacional. Los objetivos principales de estas obligaciones fueron los de financiar proyectos en construcción, el prepago 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 y sus filiales se encuentran expuestas 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.

La sociedad no mantiene activos de negociación ni activos disponibles para la venta, sin embargo, ha entrado en contratos de productos para cubrir su exposición al riesgo de fluctuaciones en los tipos de cambio peso-dólar, euro-dólar y UF-dólar, asociados a los pasivos con nuestros principales proveedores de los proyectos más relevantes.

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 clasificaciones 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 de la Compañía, 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, ni la toma de posiciones especulativas.

Finalmente, el directorio revisa y acepta las políticas para administrar los riesgos financieros. A continuación se resume la gestión de riesgo de mercado de la sociedad y sus filiales.

21.4 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.

21.5 RIESGO REGULATORIO

E-CL S.A. y filiales se encuentran sujetas a la regulación vigente en Chile, los que pueden abarcar diversos aspectos del negocio. El riesgo regulatorio se relaciona a potenciales cambios en la

21.5.1 LAS ACTIVIDADES DEL GRUPO E-CL S.A. Y FILIALES ESTÁN SUJETAS A UN AMPLIO CONJUNTO DE NORMAS GUBERNAMENTALES, Y LOS CAMBIOS QUE SE INTRODUZCAN EN ELLAS PODRÍAN AFECTAR SUS ACTIVIDADES, SITUACIÓN ECONÓMICA Y RESULTADO DE LAS OPERACIONES.

Las operaciones del Grupo E-CL S.A. y filiales están sujetas a una amplia normativa sobre tarifas y otros aspectos que regulan sus actividades, en Chile. En consecuencia, la introducción de nuevas leyes o normas, como la modificación de las leyes o normas vigentes, podrían impactar sus actividades, situación económica y resultados de las operaciones. Estas nuevas leyes o normas, en ocasiones, modifican aspectos de la regulación que pueden afectar derechos existentes lo que, en su caso, podría tener efectos adversos sobre resultados futuros del grupo.

21.5.2 LAS ACTIVIDADES DEL GRUPO E-CL S.A. Y FILIALES ESTÁN SUJETAS A UNA AMPLIA REGLAMENTACIÓN MEDIOAMBIENTAL QUE SE CUMPLE DE MANERA PERMANENTE. EVENTUALES MODIFICACIONES QUE SE INTRODUZCAN EN ESTAS MATERIAS, PODRÍAN AFECTAR LAS ACTIVIDADES, SITUACIÓN ECONÓMICA Y EL RESULTADO DE LAS OPERACIONES.

E-CL S.A. y sus filiales están sujetas a la normativa medioambiental, que, entre otras cosas, exige la realización de estudios de impacto medioambiental para los proyectos en estudio, la obtención de licencias, permisos y otras autorizaciones preceptivas y el cumplimiento de todos los requisitos previstos en tales licencias, permisos y normas. Al igual que ocurre con cualquier empresa regulada, E-CL S.A. y filiales no puede garantizar que: Las autoridades públicas vayan a aprobar tales estudios de impacto medioambiental; La oposición pública no derive en retrasos o modificaciones de cualquier proyecto propuesto; Las leyes o normas no se modificarán ni interpretarán de forma tal que aumenten los gastos o se vean afectadas las operaciones, plantas o planes para las empresas del grupo E-CL S.A. y filiales.

21.6 RIESGO DE TASA 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 la Compañía acepta intercambiar, en forma periódica, un monto generado por las diferencias entre una tasa fija y una tasa variable calculadas sobre un notional acordado.

Al 31 de diciembre de 2015, la deuda financiera del grupo ECL se encuentra denominada en un 100% a tasa fija.

Posición neta:

	31-12-2015	31-12-2014
Tasa de interés fijo	100,00%	100,00%
Tasa de interés variable	0,00%	0,00%
TOTAL	100%	100%

21.7 RIESGO DE TIPO DE CAMBIO

El riesgo de tipo de cambio es el riesgo que el valor de un activo o pasivo (incluyendo 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, créditos impositivos mayoritariamente relacionados con créditos IVA, remuneraciones y proveedores locales. 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 ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015, E.CL mantiene 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.

En el período terminado al 31 de diciembre de 2015, ECL mantiene contratos de cobertura ("forward") con bancos con el fin de disminuir fluctuaciones de tipo de cambio dólar/euro y dólar/unidad de fomento, producto de la firma de contratos de construcción llave en mano con SK E&C y Belfi para el proyecto Infraestructura Energética Mejillones en tres monedas distintas, dólares, euros y unidades de fomento.

Con el fin de disminuir la exposición a la volatilidad del tipo de cambio, la Compañía 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 2015, un 96,52% de las cuentas corrientes e inversiones de corto plazo asociadas al manejo de caja estaban denominadas en dólares estadounidenses.

La exposición de la Compañía a otras monedas extranjeras no es material.

21.8 RIESGO DE PRECIO DE COMBUSTIBLES

La Compañía 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. La empresa adicionalmente ha tomado contratos de productos derivados para cubrir las exposiciones de sus resultados y flujos de caja ante la volatilidad de precios en las transacciones de compra y venta de combustible que ha efectuado.

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

21.9 RIESGO DE PRECIO DE ACCIONES

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, ECL y sus filiales no poseen inversiones en instrumentos de patrimonio.

21.10 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.

21.11 DEUDORES POR VENTA

El riesgo de crédito es administrado por cada unidad de negocio sujeto a la política, procedimientos y controles establecidos por la Compañía, 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. La Compañía ha evaluado que la concentración de riesgo con respecto a los deudores por venta califica como nivel aceptable, ya que los clientes son principalmente grandes compañías mineras y compañías generadoras y distribuidoras de electricidad de elevada solvencia.

21.12 ACTIVOS FINANCIEROS Y DERIVADOS

El riesgo de crédito al que se encuentra expuesta la Compañía, por las operaciones con bancos e instituciones financieras en cuentas corrientes, depósitos a plazo, fondos mutuos y derivados financieros, es administrado por la gerencia corporativa de finanzas de acuerdo con la política de la Compañía.

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.

21.13 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 firmando en diciembre de 2014 una línea de crédito comprometida con el Banco Chile por un monto de UF 1.250.000 y en junio 2015 una línea de crédito comprometida de largo plazo con los bancos Mizuho, BBVA, Citibank, Caixabank y HSBC que permite a la compañía girar préstamos por un monto total de hasta US\$270 millones con un plazo total de hasta cinco años. Debido a lo anterior, se considera que el riesgo de liquidez de la compañía actualmente es bajo.

21.14 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 6 de agosto de 2015, la agencia de clasificación de riesgo Fitch Ratings ratificó la clasificación de deuda de largo plazo de la compañía en BBB con perspectiva estable en la escala internacional y en A+ en la escala nacional. Con fecha 04 de noviembre de 2015, Standard & Poors ratificó la calificación de la deuda de largo plazo de la compañía en BBB con perspectiva estable.

21.15 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

1. 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.

2. 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.

3. 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.

4. 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 referencial 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 ajustes a valor justo 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.

5. Opciones financieras

Instrumentos financieros derivados respecto de 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.

6. Efectos de comercio

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

II. LÍMITES DE INVERSIÓN

Son aquellos límites fijado por la Sociedad para realizar inversiones en diferentes instrumentos financieros bajo la estructura de poderes aprobado por directorio

1. Tipos de inversión autorizados:

La Sociedad puede invertir su liquidez disponible en:

- Títulos emitidos por el Banco Central o la Tesorería General de la República con vencimientos de hasta 90 días
- Depósitos a plazo de instituciones financieras con vencimientos de hasta 90 días
- Pactos con compromiso de retro-compra de títulos emitidos por el Banco Central, depósitos a plazo emitidos por bancos y en custodia en el DCV con vencimiento máximo de 90 días
- Cuotas de Fondos Mutuos de Renta Fija de corto plazo con vencimientos máximos de hasta 90 días
- Fondos 'Money Market' con inversiones en instrumentos de deuda de corto plazo con vencimiento máximo de 90 días

2. Límites por Contraparte:

La Sociedad fija límites de exposición con emisores y contrapartes financieros en función de los siguientes criterios:

- El monto de patrimonios y clasificación de riesgo de la contraparte financiera
- Una exposición máxima por emisor y/o contraparte financiera no superior al 20% de la liquidez disponible de la Sociedad (esta restricción no aplica a la inversión en títulos emitidos por el Banco Central o por la Tesorería General de la República, en tanto para fondos mutuos aplica un límite adicional equivalente al 5% del patrimonio del fondo)
- Los emisores y/o contrapartes financieras deberán mantener clasificaciones de riesgo internacionales de al menos 'A-' o de 'A3', o para el caso de instituciones financieras locales o filiales locales de bancos extranjeros, de al menos Nivel 1 con Solvencia igual o superior a 'A' (se exigen clasificaciones de al menos AAfm y M2 para el caso de fondos mutuos de renta fija)

3. Límite por moneda:

- La Sociedad deberá mantener al menos un 80% de su liquidez en su moneda funcional, no pudiendo mantener sobre un 20% en moneda local u otras monedas.

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 20% 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.

21.16 CLASIFICACIÓN VALORES RAZONABLES

Activos Financieros Período al 31 de Diciembre de 2015	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	145.371	0	0	0	0	145.371
Otros activos financieros, corrientes	1.585	0	0	1.498	0	3.083
Otros activos financieros, no corrientes	0	0	0	54	0	54
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	0	120.814	0	0	0	120.814
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	0	5.059	0	0	0	5.059
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	0	17	0	0	0	17
TOTAL	146.956	125.890	0	1.552	0	274.398

Activos Financieros Año 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	268.497	0	0	0	0	268.497
Otros activos financieros, corrientes y no corrientes	365	0	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	268.862	127.204	0	1.571	0	397.637

Pasivos Financieros Período al 31 de diciembre de 2015	Otros Pasivos Financieros MUS\$	Derivados de Cobertura MUS\$	Mantenidos para Negociar MUS\$	Total MUS\$
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	742.199	17.948	0	760.147
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	154.716	0	0	154.716
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes, no corrientes	17.227	0	0	17.227
TOTAL	914.142	17.948	0	932.090

Pasivos Financieros Año 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

NOTA 22

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	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Facturas por Pagar a Proveedores Extranjeros	2.355	3.883
Facturas por Pagar a Proveedores Nacionales	81.156	64.631
Dividendos por pagar	6.968	9.297
Facturas por Recibir por compras Nacionales	41.369	35.170
Facturas por Recibir por compras Extranjeros	22.868	26.089
TOTAL	154.716	139.070

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 23**PROVISIONES CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS**

Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Provisión de Vacaciones	4.448	4.608
Provisión Bonificación Anual	7.971	5.574
Descuentos Previsionales y de Salud	734	707
Retención Impuestos	370	341
Otras Remuneraciones	4.588	301
TOTAL	18.111	11.531

NOTA 24**OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS**

Los Otros Pasivos No Financieros Corrientes se detallan a continuación.

Otros Pasivos no Financieros, Corrientes	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
IVA débito fiscal	6.983	2.160
Impuestos de retención	722	564
Ingresos anticipados	8	376
Ingreso anticipado contrato GTA con Solgas S.A. ⁽¹⁾	264	211
TOTAL	7.977	3.311

(1) Producto de la venta de la filial Solgas 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	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Ingresos Garantía ⁽¹⁾	5.026	3.739
TOTAL	5.026	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° 11)

NOTA 25

OTRAS PROVISIONES NO CORRIENTES

	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Otras Provisiones No Corriente		
Contingencia Tributaria Gasoducto Nor Andino S.A. ⁽¹⁾		
Saldo inicial	2.278	3.403
Movimiento	(777)	(1.125)
Subtotal	1.501	2.278
<small>(1) Ver Nota 37.5.1</small>		
Seguro Desgravamen		
Saldo inicial	19	21
Movimiento	(2)	(2)
Subtotal	17	19
Inspección General Unidades		
Inspección General CTA	3.099	3.099
Inspección General CTH	3.099	3.099
Subtotal	6.198	6.198
Contrato GTA		
Saldo Inicial	1.636	1848
Movimiento	151	(212)
Subtotal	1.787	1.636
TOTAL	9.503	10.131

NOTA 26

PROVISIONES NO CORRIENTES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

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

	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados		
Indemnización por Años de Servicio	292	433
TOTAL	292	433

Los cambios en la obligación por beneficio son los siguientes

Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Saldo Inicial	433	509
Costo por Intereses por Obligación de Beneficios Definidos	11	12
Costo Beneficio del Plan Definido	14	15
Pagos del Periodo	(84)	0
Indemnización por Años de Servicio Actuarial (valorización a tasa de cierre)	(82)	(103)
TOTAL	292	433

Gastos Reconocidos en el Estado de Resultados

Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$	Línea del Estado de Resultados en que se ha reconocido
Costo por Intereses por Obligación de Beneficios Definidos	11	26	Egresos ordinarios y gastos de administración
Costo beneficio del Plan Definido	14	29	Egresos ordinarios y gastos de administración
TOTAL	25	55	

Las hipótesis actuariales

Hipótesis Actuariales Utilizadas	31-12-2015	31-12-2014
Tasa de descuento nominal	1,63%	1,63%
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 27

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 2015.

Otras Reservas del Patrimonio	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Inversión filiales, combinación de negocios ⁽¹⁾	327.043	327.043
Cobertura flujo de efectivo neto de impuestos	(18.806)	(72)
TOTAL	308.237	326.971

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

27.1 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 2015 y 2014, fue de MUS\$ 94.169 y MUS\$ 88.938, respectivamente.

En cuanto a las utilidades que no se distribuyan como dividendos provisorios, se podrá proponer 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.

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.

El 28 de abril de 2015 nuestros accionistas aprobaron el reparto de dividendos por un monto equivalente al 30% de la utilidad neta del ejercicio fiscal 2014.

El 29 de septiembre de 2015 el directorio de E.CL S.A. aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio 2015 por la cantidad total de MUS\$ 13.500.

El 16 de diciembre de 2015 el directorio de E.CL S.A. aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio 2015 por la cantidad total de MUS\$ 8.000.

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 2015 y 2014, con cargo a las utilidades acumuladas la suma de MUS\$ 28.251 y MUS\$ 26.681 respectivamente.

Dividendos	31-12-2015 MUS\$
Reverso provisión 30% legal año 2014	19.681
Pago dividendo mayo 2015 (utilidad 2014)	(19.681)
Dividendo provisorio	(13.500)
Provisión dividendo provisorio *	(8.000)
Provisión 30% legal año 2015	(6.751)
TOTAL DIVIDENDOS	(28.251)

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

*Ver hecho esencial del 16 de diciembre de 2015

27.2 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 28

PARTICIPACION NO CONTROLADORAS

El siguiente es el detalle de las participaciones de la no controladora al 31 de diciembre de 2015 y 2014.

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	
			31-12-2015 %	31-12-2014 %	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
76.009.698-9	Inversiones Hornitos S.A.	Chile	40,00%	40,00%	96.326	98.888	6.380	5.895
76.248.882-5	Cobia del Desierto de Atacama SPA	Chile	30,00%	30,00%	(1)	10	(11)	1
TOTAL					96.325	98.898	6.369	5.896

Dividendos Participación no Controladora	31-12-2015 MUS\$
Total dividendos	22.356
Pago atribuible al controlador (E.CL S.A.)	(13.414)
TOTAL DIVIDENDOS ATRIBUIBLE A LA PARTICIPACIÓN NO CONTROLADORA	8.942

NOTA 29

INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

INGRESOS ORDINARIOS

Ingresos Ordinarios	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Ventas de energía y potencia	946.279	1.076.398
Venta y transporte de gas	104.870	78.418
Venta de Combustible	619	6.206
Venta de peajes	54.178	44.934
Arriendo instalaciones	2.887	1.001
Servicios Portuarios	10.578	10.459
Otras ventas	23.286	23.743
TOTAL	1.142.697	1.241.159

INGRESOS POR PRINCIPALES CLIENTES

Principales Clientes	31-12-2015 MUS\$	%	31-12-2014 MUS\$	%
Codelco	299.314	26,19%	344.234	27,73%
Grupo EMEL	237.644	20,80%	237.527	19,14%
Centinela	129.476	11,33%	148.910	12,00%
El Abra	90.938	7,96%	117.235	9,45%
Zaldívar	53.252	4,66%	61.293	4,94%
Lomas Bayas	38.781	3,39%	44.026	3,55%
SQM	11.215	0,98%	18.965	1,53%
Cerro Colorado	22.636	1,98%	28.611	2,31%
Xstrata	23.218	2,03%	24.929	2,01%
Michilla	13.075	1,14%	23.074	1,86%
AES Gener	90.645	7,93%	73.586	5,93%
Otros clientes	132.503	11,60%	118.769	9,57%
TOTAL VENTAS	1.142.697	100,00%	1.241.159	100,00%

Servicios	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Ventas de energía y potencia	946.279	1.076.398
Otros ingresos	196.418	164.761
TOTAL VENTAS	1.142.697	1.241.159

NOTA 30

COSTOS DE VENTA

COSTOS DE VENTA

Costos de Venta	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Costos de combustibles y lubricantes	367.886	431.792
Costos de energía y potencia	137.228	162.032
Sueldos y salarios	27.302	30.795
Beneficios anuales	10.676	9.663
Otros beneficios del personal	10.713	4.844
Obligaciones post empleo	11	22
Costo Venta Combustibles	68.006	49.046
Transporte de Gas	3.514	4.057
Servicio Muelle	17.681	16.713
Servicios de Mantenición y Reparación	18.732	19.819
Servicios de Terceros	19.068	30.016
Asesorías y Honorarios	1.565	1.402
Operación y Mantenimiento Gasoductos	4.945	5.679
Costo Peaje	33.760	38.933
Depreciación propiedad, planta y equipo	116.003	113.569
Depreciación repuestos	2.339	1.369
Amortización Intangibles	17.300	17.304
Contribuciones y patentes	3.922	4.885
Seguros	15.509	17.327
Otros egresos	48.552	62.337
TOTAL	924.712	1.021.604

NOTA 31

OTROS INGRESOS Y EGRESOS DE LA OPERACION

OTROS INGRESOS Y EGRESOS DE LA OPERACIÓN

Otros Ingresos y Egresos de la Operación	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Arriendos	367	405
Venta de agua	2.252	1.567
Venta de propiedades, planta y equipo	31	536
Venta de materiales	61	45
Ingresos por Créditos de Fuente Extranjera	1.692	0
Ajuste precio venta filial Distrinor S.A.	0	1.534
Otros Ingresos	6.313	3.601
TOTAL	10.716	7.688

NOTA 32

GASTOS DE ADMINISTRACION

GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

Gastos de Administración	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Sueldos y salarios	11.940	11.210
Beneficios anuales	3.756	3.367
Otros beneficios del personal	4.352	1.586
Obligaciones post empleo	14	33
Servicios de terceros	9.440	5.245
Asesorías	6.387	11.239
Honorarios	1.248	1.407
Depreciación propiedad, planta y equipo	2.536	1.857
Contribuciones y patentes	201	189
Seguros	76	80
Otros	12.137	14.532
TOTAL	52.087	50.745

GASTOS DEL PERSONAL

Gastos Personal	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Sueldos y salarios	39.242	42.005
Beneficios anuales	14.432	13.030
Otros beneficios del personal	15.065	6.430
Obligaciones post empleo	25	55
TOTAL	68.764	61.520

NOTA 33

OTROS GASTOS

OTROS GASTOS

Otros Gastos	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Provisión Incobrables	62	1.152
Venta de propiedades, planta y equipo	0	1.868
Multas Fiscales	2	744
Gastos varios	0	204
TOTAL OTROS GASTOS	64	3.968

NOTA 34

INGRESOS FINANCIEROS

INGRESOS FINANCIEROS

Ingresos Financieros	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Intereses financieros	1.957	1.520
Intereses financieros leasing	180	387
Intereses por operaciones Swap	403	0
TOTAL	2.540	1.907

NOTA 35

COSTOS FINANCIEROS

COSTOS FINANCIEROS

Costos Financieros	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Intereses Financieros	37.223	53.944
TOTAL COSTOS FINANCIEROS	37.223	53.944

NOTA 36

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 2015 y 2014.

Diferencias de Cambio	Moneda	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Activos			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	CLP	1.114	3.667
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	EUR	878	(17)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Peso Argentino	(222)	(185)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	CLP	(7.807)	(649)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	EUR	129	(1.119)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	GBP	(6)	(77)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	YEN	855	(223)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Corriente	UF	(108)	2
Activos por Impuestos Corrientes	CLP	24	(111)
Activos por Impuestos Corrientes	Peso Argentino	(1.103)	(372)
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, corriente	CLP	0	0
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, corriente	Peso Argentino	0	(101)
Otros Activos No Financieros	CLP	(1.324)	(1.946)
Otros Activos No Financieros	Peso Argentino	(381)	(291)
Otros Activos No Financieros	EUR	(669)	(118)
Otros Activos No Financieros	GBP	(4)	(5)
Otros Activos No Financieros	YEN	(192)	(62)
Otros Activos Financieros, Corriente	CLP	(3.960)	(1.700)
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, No Corriente	CLP	(3)	(8)
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No corriente	CLP	0	90
Otros Activos, No Corrientes	CLP	(32)	0
Otros Activos, No Corrientes	Peso Argentino	(5)	0
Total Activos		(12.816)	(3.225)
Pasivos			
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	CLP	2.064	(1.548)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	EUR	(60)	1.929
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	GBP	226	193
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	YEN	(306)	327
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	UF	(161)	(146)
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	Peso Argentino	82	131
Pasivos por Impuestos, Corriente	CLP	0	819
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	CLP	(37)	1.326
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	EUR	0	1
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corriente	CLP	0	(90)
Otros Pasivos No Financieros	CLP	942	327
Pasivo por Impuestos Diferidos	Peso Argentino	44	67
Provisiones por Beneficios a los empleados	CLP	1314	468
Provisión Beneficio Empleados (IAS)	CLP	128	17
Otras Provisiones	CLP	3	1
Otras Provisiones	Peso Argentino	787	795
Total Pasivos		5.026	4.617
TOTAL DIFERENCIAS DE CAMBIO		(7.790)	1.392

NOTA 37

GANANCIA POR ACCION

Informaciones a Revelar sobre Ganancias por Acción Básica	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora	94.169	88.938
Resultado Disponible para Accionistas Comunes, Básico	94.169	88.938
Promedio Ponderado de Acciones, Básico	1.053.309.776	1.053.309.776
GANANCIA POR ACCIÓN BÁSICA	US\$ 0,089	US\$ 0,084

ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD

Nombre de los Mayores Accionistas al 31/12/2015	Número de Acciones	Participación
GDF SUEZ Energy Chile S.A.	555.769.219	52,77%
Larrain Vial S.A. Corredora de Bolsa	28.944.780	2,75%
Moneda S.A. AFI para Pionero Fondo de Inversión	24.942.000	2,37%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo C	23.244.927	2,21%
AFP Cuprum S.A. Fondo Tipo A	20.513.195	1,95%
Banco de Chile por cuenta de terceros no residentes	18.567.108	1,76%
AFP Habitat S.A Fondo Tipo B	18.450.835	1,75%
Banco Itaú por cuenta de Inversionistas extranjeros	18.350.355	1,74%
AFP Provida S.A. Fondo Tipo B	18.248.613	1,73%
AFP Habitat S.A Fondo Tipo C	17.861.339	1,70%
AFP Cuprum S.A. Fondo Tipo C	17.796.825	1,69%
AFP Habitat S.A Fondo Tipo A	16.593.264	1,58%
Otros accionistas	274.027.316	26,00%
TOTAL	1.053.309.776	100,00%

NOTA 38**GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS****38.1 GARANTÍAS DIRECTAS**

Acreedor de la Garantía	Tipo de Garantía	Saldos Pendientes de Pago a la Fecha de Cierre de los Estados Financieros	
		2015 MUS\$	2014 MUS\$
IFC – KFW	Carta de Crédito	0	15.700
CGE Distribución S.A.	Boleta de Garantía	0	15
Transportadora de Gas	Boleta de Garantía	0	4.800
SQM S.A.	Boleta de Garantía	950	950
ENAP Refinerías S.A.	Boleta de Garantía	20.765	0
Innova Chile	Boleta de Garantía	37	111
Secretaría Regional Ministerial de Bienes Nacionales	Boleta de Garantía	17.165	16.986
IDE Technologies	Boleta de Garantía	0	2.459
Sierra Gorda	Boleta de Garantía	1.500	1.500
Ilustre Municipalidad de Mejillones	Póliza de Garantía	0	731
Director General del Territorio Marino	Póliza de Garantía	2.451	2.757
Director Regional de Vialidad	Boleta de Garantía	46	18
Soc. Contractual Minera Atacama Kozan	Boleta de Garantía	11	0
Goodyear de Chile SAIC	Boleta de Garantía	11	0
TOTAL		42.936	46.027

No se cuenta con activos comprometidos

38.2 GARANTÍAS INDIRECTAS

Al cierre de los estados financieros la Sociedad no tiene garantías indirectas

38.3 CAUCIONES OBTENIDAS DE TERCEROS

Nombre		31-12-2015 MU\$	31-12-2014 MU\$
A favor de E.CL S.A.			
Siemens S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	65	512
Fuel Tech	Garantía fiel cumplimiento contrato	2.876	872
Somacor S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	194	228
Mantenimiento Técnico Industrial Ltda.	Garantía fiel cumplimiento contrato	348	43
SK Engineering & Const.Co. Ltd.	Garantía fiel cumplimiento contrato	103.734	2.000
Alstom	Garantía fiel cumplimiento contrato	463	341
B.Bosch S.A.	Garantizar período de garantía	1.485	479
Construcciones y Montajes Com S.A.	Garantía propuesta	0	1.000
Empresa Constructora Belfi S.A.	Garantía propuesta	0	1.000
Copec	Garantía fiel cumplimiento contrato	1.804	0
Ing. y Contruc.Sigdo Koppers S.A.	Garantía fiel cumplimiento contrato	239	171
Puerto Mejillones S.A.	Garantía propuesta	0	1.000
Puerto Ventanas S.A.	Garantía propuesta	0	1.000
Acciona Energía Chile S.A.	Garantía propuesta	0	2.680
Servicios Marítimos y Transportes Ltda.	Garantía propuesta	0	386
Recycling Innovation and Technologies	Garantía fiel cumplimiento contrato	2.000	0
Varios	Cumplimiento de contratos en general	2.079	1.695
Sub total		115.287	13.407
A favor de Electroandina S.A.			
Soc.Marítima Somarco Ltda.	Contrato servicios cancha carbón y puerto	193	218
Copec	Garantía fiel cumplimiento contrato	400	0
Adecco Administración y Servicios Ltda.	Garantía fiel cumplimiento de contrato	139	162
Varios	Cumplimiento de contratos en general	8	4
Sub total		740	384
A favor de Central Termoeléctrica Andina S.A.			
Copec	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	144	0
Cobra Chile Servicios S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	3.000
Skanska	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	20
Asesorías Algoritmos Ltda.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	0	10
Emp. Constructora Belfi S.A.	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	24.429	0
Varios	Cumplimiento de contratos en general	96	8
Sub total		24.669	3.038
A favor de Inversiones Hornitos S.A.			
Copec	Garantizar fiel cumplimiento de contrato	144	0
Otros	Fiel cumplimiento del contrato	131	62
Sub total		275	62
A favor de Transmisora Eléctrica del Norte S.A.			
Alusa Ingeniería Ltda.	Fiel cumplimiento del contrato	0	1.000
Otros	Cumplimiento de contrato	0	4
Sub total		0	1.004
TOTAL		140.971	17.895

38.4 JUICIOS U OTRAS ACCIONES LEGALES EN QUE SE ENCUENTRA INVOLUCRADA LA SOCIEDAD

A) 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. El tribunal citó a las partes a oír sentencia dictada en el primer semestre de 2015. El día 30 de Abril de 2015 la compañía fue notificada de la sentencia definitiva en el juicio. En dicha sentencia se libera de responsabilidad a la Compañía en tres de los cuatro asuntos demandados, siendo condenada a pagar US\$ 10 Millones por uno de los cargos. CODELCO presentó un recurso de Queja contra dos de los tres árbitros y solicitó que la Compañía sea condenada a pagar un total de US\$18 Millones. Con fecha 27 de noviembre de 2015, la Corte de Apelaciones de Santiago falló en favor de CODELCO en lo referido al recurso de queja, estableciendo la obligación de pagar aproximadamente US\$16 Millones más intereses corrientes contados desde el día de notificación de la demanda. Con posterioridad E.CL presentó un recurso de Queja Disciplinaria ante la Corte Suprema contra los respectivos Ministros de la Corte de Apelaciones de Santiago. Con fecha 30 de diciembre de 2015, el pleno de la Corte Suprema rechazó el recurso interpuesto por E.CL.

38.5 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.

38.6 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.

B) OTRAS CONTINGENCIAS DE GASODUCTO NOR ANDINO ARGENTINA S.A.

1) CONTINGENCIA POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS

A partir del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2002, la Sociedad abonó y contabilizó el impuesto a las ganancias considerando que son aplicables las normas de actualización monetaria previstas por la Ley del Impuesto a las Ganancias y, además, el 18 de junio de 2003 inició una acción declarativa de certeza constitucional cuya finalidad es obtener un pronunciamiento judicial que declare que se encuentra vigente el régimen de ajuste por inflación previsto en la Ley de Impuesto a las Ganancias o, en su defecto, que declare la inconstitucionalidad de cualquier norma que impida la aplicación del mencionado ajuste. El 27 de octubre de 2008 el Juez de Primera instancia dictó sentencia, rechazando la demanda. La mencionada sentencia fue apelada por la Sociedad el 18 de noviembre de 2008 ante la Cámara Federal de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo, quien el 11 de agosto de 2009 admitió el recurso de apelación interpuesto, revocó la sentencia de primera instancia e impuso costas por su orden. De este modo, la Cámara convalidó la aplicación del ajuste por inflación respecto del periodo fiscal 2002.

La mencionada sentencia aún no se encuentra firme dado que el Fisco Nacional habría interpuesto un recurso ordinario de apelación ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación.

Por otra parte, el 27 de octubre de 2006, la AFIP-DGI dictó la Resolución 99/2006 mediante la cual impugnó la Declaración Jurada del Impuesto a las Ganancias del periodo fiscal 2002 presentada por la Sociedad y como consecuencia de ello, determinó de oficio un ajuste en concepto de Impuesto a las Ganancias de US\$ 3.728.682, liquidó intereses a esa fecha por US\$ 3.180.565 y aplicó una multa por omisión por US\$ 1.864.341. Con motivo de esta resolución la Sociedad presentó el 23 de noviembre de 2006 un recurso de apelación ante el Tribunal Fiscal de la Nación. Actualmente el expediente se encuentra en etapa probatoria.

Como es sabido, el ajuste por inflación es un tema que ha generado infinidad de causas judiciales y se han producido varios fallos favorables con sólidos fundamentos en distintos juzgados de primera instancia y cámaras federales.

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

En la sentencia la Corte sostuvo lo siguiente:

- Ratificó que la prohibición de ajustar por inflación es constitucionalmente válida, salvo que produzca un resultado confiscatorio.
- Consideró que se configuró la "confiscatoriedad" en el caso concreto y por ello permitió al contribuyente practicar el ajuste por inflación en el período fiscal 2002.
- Consideró que existía confiscatoriedad en el impuesto a las ganancias porque la diferencia entre el impuesto computado con y sin ajuste por inflación presentaba una desproporción de tal magnitud que permitía, razonablemente, concluir que la ganancia neta calculada conforme la ley vigente -sin ajuste- no representa adecuadamente la renta que pretende gravar la ley del impuesto.
- En ese caso concreto, consideró que la alícuota efectiva del impuesto, que representaba el 62% del resultado impositivo ajustado o el 55% de las utilidades contables ajustadas, insumía una porción sustancial de la renta, que excedía el límite razonable de imposición y que ello producía un supuesto de confiscatoriedad.
- Aclaró expresamente que tuvo en consideración que el ejercicio 2002 estuvo signado por un grave estado de perturbación económica, social y política, que dio lugar a una de las crisis más graves de la historia contemporánea, que se vio reflejada en índices de precios que tuvieron una variación del 117,96% (índice de precios nivel mayorista) y 40,90% (índice de precios consumidor final). Meritó también la existencia de cambios económicos, el abandono de la convertibilidad y la variación del poder adquisitivo de la moneda.

La Sociedad y sus asesores legales consideran que lo decidido en el caso "Candy" por la Corte Suprema de Justicia de la Nación es aplicable a las causas que Gasoducto Nor Andino Argentina S.A. tiene en trámite, puesto que las alícuotas efectivas del impuesto calculado sin ajuste por inflación, ya sea respecto del resultado impositivo ajustado, como de las utilidades contables, arrojan guarismos que exceden ampliamente el 55% y el 62% que el Máximo Tribunal considero confiscatorio (así se desprende de la pericia contable realizada en la acción declarativa y del informe de los peritos de parte presentados en el expediente del Tribunal Fiscal de la Nación). Así lo ha considerado también la Cámara Federal de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo, al aplicar la doctrina sentada en el caso "Candy" en la sentencia dictada el 11 de agosto de 2009 en la acción declarativa promovida por Gasoducto Nor Andino Argentina 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\$ 1.500.909 al 31 de diciembre de 2015 y US\$ 2.278.290 al 31 de diciembre de 2014.

2) 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 39

DOTACION

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, la Sociedad presenta el siguiente número de empleados

Dotación de la Empresa por Nivel Profesional y Área	Ingenieros	Técnicos	Otros Profesionales	Total Año 2015	Total Año 2014
Generación	167	424	4	595	588
Transmisión	35	75	1	111	106
Administración y Apoyo	121	82	2	205	151
TOTAL	323	581	7	911	845

NOTA 40

SANCIONES

En el ejercicio 2015 y año 2014, la Sociedad ni sus ejecutivos han sido objeto de sanciones por parte de la Superintendencia de Valores y Seguros.

NOTA 41

MEDIO AMBIENTE

La Sociedad y sus filiales cuentan con un vasto programa de monitoreo ambiental que incluye emisiones a la atmósfera, calidad del aire, emisiones a cuerpos de agua, 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 de recertificación realizada durante junio 2015.

La Sociedad participa en varias iniciativas de investigación y desarrollo de proyectos ERNC como eólicos solares, 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 2015 y 2014, la Sociedad ha hecho desembolsos por MUS\$ 94 y MUS\$ 249 respectivamente.

Los gastos asociados a este concepto se detallan a continuación:

Conceptos	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Asesorías Medioambientales	19	24
Filtros de Mangas en Unidades de Mejillones	3.173	4.129
Filtros de Mangas en Unidades 12-13-14 y 15 de Tocopilla	8.163	8.066
Otras Mejoras Medioambientales	1.232	2.219
TOTAL	12.587	14.438

La nueva norma de emisiones de centrales termoeléctricas fue aprobada mediante el Decreto 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.

Respecto de la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas el 23 de diciembre del 2013 entró en vigencia el límite de material particulado en todo el país y, a partir del 23 de junio 2015 entró en vigencia los límites de emisión horaria para dióxido de azufre (SO2) y óxidos de nitrógeno (NOx) para las unidades de Central Tocopilla debido a la existencia de un Plan de Descontaminación por Material Particulado en esta ciudad. Para asegurar el cumplimiento de la norma de emisión para gases, se han implementado y puesto en operación sistemas de abatimiento, los cuales complementan los ya existentes para el material particulado. A la fecha todas las unidades carboneras de Central Tocopilla cuentan con los siguientes sistemas de abatimiento de emisiones:

- Filtros de mangas para el control de las emisiones de material particulado
- Desulfurizadores para el control de las emisiones de dióxido de azufre mediante la incorporación de cal hidratada
- Quemadores de Baja emisión de NOx para las emisiones de óxidos de nitrógeno.

En la unidad 16 entró en vigencia el límite de emisión de NOx el cual se cumple ya que la unidad cuenta con Quemadores de Baja emisión de NOx. En relación a las unidades Turbogas de Tocopilla (unidades de respaldo) y dado su despacho discontinuo, se ha comunicado al CDEC-SING que estas unidades no operarán más del 10% de las horas del año para eximirse del cumplimiento del límite de emisión de NOx. No obstante, sus emisiones de determinan en forma horaria y se reportan a las autoridades ambientales.

Para las unidades carboneras de Mejillones (CTM1 y CTM2) ya han sido implementados los filtros de mangas, implementado el sistema de desulfurización y se está finalizando la implementación de los quemadores de baja emisión de NOx. Los límites de emisión horaria para gases en Mejillones entran en vigencia en junio del 2016. Las unidades CTA y CTH gracias a su proceso de lecho fluidizado presentan bajas emisiones de NOx y cuentan con sistemas de precipitadores electroestáticos, lo que les permite el cumplimiento de los límites para material particulado y para el cumplimiento de los límites de emisión de gases consideran la adición de cal en el proceso lo que les permite abatir el SO₂ y NOx.

A partir del año 2013 los sistemas de monitoreo continuo de emisiones (CEMS por sus sigla en inglés) deben ser validados y certificados anualmente de acuerdo a un Protocolo definido por la Superintendencia del Medio Ambiente. Actualmente, todas las unidades de generación de E-CL en Tocopilla y Mejillones cuentan con CEMS certificados por la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA), y han obtenidos o están en desarrollo sus certificaciones por un nuevo periodo anual. Sólo el CEMS de la unidad CTM3 está en proceso de certificación.

Finalmente, durante el año 2015, las instalaciones de los Complejos Termoeléctricos de Tocopilla y Mejillones han sido fiscalizadas por las autoridades ambientales, no identificando desviaciones en terreno ni estableciendo sanciones. Respecto de los tres procesos de sanción emitidos por la SMA, todos ellos han sido finalizados sin sanciones ni multas para E-CL.

NOTA 42

INFORMACION FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES

El detalle de la información financiera resumida al 31 de diciembre de 2015 y 2014, bajo Normas Internacionales de Información Financiera es el 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	100,00%	18.433	41.306	59.739	3.183	0	3.183	17.195	1.031
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino SpA	100,00%	75.229	128.833	204.062	21.960	42.474	64.434	71.400	35.821
0-E	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	100,00%	14.547	82.842	97.389	8.522	27.254	35.776	15.977	(1.973)
76.708.710-1	Central Termoeléctrica Andina S.A.	100,00%	76.628	652.828	729.456	45.905	463.404	509.309	127.585	8.290
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	100,00%	1.699	59	1.758	665	0	665	3.165	574
76.009.698-9	Inversiones Hornitos S.A.	60,00%	68.367	389.792	458.159	31.474	185.871	217.345	130.270	15.950
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A.	99,99%	40.024	202.094	242.118	187.190	1.993	189.183	0	2.215

La información financiera al 31 de diciembre de 2014 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	100,00%	11.985	95.073	107.058	1.830	0	1.830	18.247	7.647
78.974.730-K	Gasoducto Nor Andino S.A.	100,00%	112.063	124.612	236.675	21.203	44.822	66.025	82.747	39.035
0-E	Gasoducto Nor Andino Argentina S.A.	100,00%	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.	100,00%	52.929	658.501	711.430	111.977	387.688	499.665	134.938	(798)
76.046.791-K	Edelnor Transmisión S.A.	100,00%	1.220	79	1.299	608	0	608	3.736	987
76.009.698-9	Inversiones Hornitos S.A.	60,00%	75.624	409.435	485.059	59.045	178.793	237.838	154.559	14.738
76.787.690-4	Transmisora Eléctrica del Norte S.A. ⁽¹⁾	99,99%	6.859	13.932	20.791	21.286	0	21.286	0	(528)

(1) Con fecha 13 de marzo de 2014 se efectuó el pago de MUS\$4.035, correspondiente a un 100% de participación.

NOTA 43

HECHOS POSTERIORES

HECHO ESENCIAL DEL 25 DE ENERO DE 2016

De conformidad con la comunicación de hecho esencial remitida por E.CL S.A. con fecha 4 de diciembre de 2015, complementado mediante comunicación de 11 de diciembre de 2015, con fecha 4 de diciembre de 2015 la Sociedad alcanzó pleno acuerdo con Red Eléctrica Chile SpA –Sociedad filial de Red Eléctrica Internacional S.A.U. y controlada por Red Eléctrica Corporación S.A.- para la venta del 50% de las acciones emitidas por Transmisora Eléctrica del Norte S.A. ("TEN"), conservando la Sociedad el 50% restante. El cierre de la operación acordada se sujetó a la condición de que, dentro del plazo de seis meses, se obtuviera el visto bueno de la operación, desde la perspectiva de la libre competencia, por parte de la Comisión Europea.

Con fecha 21 de enero de 2016, la Comisión Europea ha comunicado a las partes su decisión de no oponerse a la referida operación, declarándola compatible con el Acuerdo de la European Economic Area, todo ello de conformidad con la denominada Merger Regulation del referido Acuerdo.

De esta forma, habiéndose cumplido la condición a que se sujetaba el cierre de la operación de venta del 50% de las acciones emitidas por TEN, las partes han decidido suscribir con fecha 27 de enero en curso los contratos y demás documentos necesarios para su materialización, los cuales consistirán principalmente en:

- El traspaso a Red Eléctrica Chile SpA del 50% de las acciones emitidas por TEN, en el precio total de US\$ 217.560.000.
- La cesión a Red Eléctrica Chile SpA del 50% de los créditos de E.CL S.A. contra TEN, en el precio de US\$ 52.113.477,30 y 940.507,70 Unidades de Fomento.
- El pacto de accionistas mediante el cual las partes regulan su relación como accionistas de TEN, así como la administración de esta última.

No han ocurrido otros hechos significativos entre el 1° de enero de 2016 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros que afecten la presentación de los mismos.

ANEXO 1 – SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO E.CL S.A.

Los estados financieros consolidados incluyen las siguientes sociedades

Rut	Nombre Sociedad	País de Origen	Moneda Funcional	Porcentaje de Participación Año 2015			Porcentaje de Participación Año 2014		
				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 SpA	Chile	Dólar estadounidense	100,0000	0,0000	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	0,0001	100,0000	99,9999	0,0000	99,9999

Ver nota 2.4 Entidades Filiales

ANEXO N° 2 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

El detalle de los activos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

Activos	Moneda	31-12-2015 MUS\$	31-12-2014 MUS\$
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	US\$	140.234	264.761
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ no reajutable	4.723	3.381
Efectivo y equivalentes al efectivo	Euro	0	3
Efectivo y equivalentes al efectivo	Peso Argentino	414	352
Activos por impuestos corrientes	\$ no reajutable	208	394
Activos por impuestos corrientes	US\$	38.861	41.306
Inventarios corrientes	\$ no reajutable	135.756	128.713
Inventarios corrientes	US\$	37.740	52.343
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	\$ no reajutable	0	155
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	UF	1.719	63
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	US\$	3.340	3.433
Otros activos no financieros	\$ no reajutable	2.490	6.626
Otros activos no financieros	US\$	15.345	37.367
Otros activos no financieros	UF	9	3
Otros activos no financieros	Peso Argentino	2.120	2.026
Otros activos no financieros	Euro	3.328	10.782
Otros activos no financieros	Otras Monedas	875	3.346
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	US\$	110.137	112.983
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	\$ no reajutable	10.589	9.373
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Euro	0	387
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	UF	74	225
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Peso Argentino	14	21
Otros activos financieros Corriente	US\$	3.083	1.936
Otros activos financieros Corriente	\$ no reajutable	0	0
Activos corrientes disponibles para la venta	US\$	247.879	0
Activos No Corrientes			
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	US\$	0	543
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	UF	17	21
Otros activos no financieros no corriente	\$ no reajutable	3.114	2.840
Otros activos no financieros no corriente	US\$	17.714	35.503
Activos por impuestos diferidos	US\$	43.120	32.959
Activos intangibles distintos de la plusvalía	US\$	289.857	307.157
Plusvalía	US\$	25.099	25.099
Propiedades, planta y equipo	US\$	1.972.680	1.881.650
Otros activos financieros no Corriente	US\$	54	0
	US\$	2.945.143	2.797.040
	\$ no reajutable	156.880	151.482
	Euro	3.328	11.172
	UF	1.819	312
	Peso Argentino	2.548	2.399
	Otras Monedas	875	3.346
Subtotal			
ACTIVOS TOTAL		3.110.593	2.965.751

El detalle de los pasivos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

Pasivos Corrientes		Hasta 90 días		90 días a 1 año	
		31-12-2015	31-12-2014	31-12-2015	31-12-2014
Pasivos Corrientes en Operación, Corriente	Moneda	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	\$ no reajutable	0	16	0	0
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	US\$	16.121	13.765	55	55
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	UF	0	6.563	0	0
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	Peso Argentino	0	77	0	0
Pasivos por Impuestos Corrientes	Peso Argentino	789	389	0	0
Pasivos por Impuestos Corrientes	US\$	21.406	0	0	23.016
Otros pasivos no financieros	\$ no reajutable	6.983	2.165	0	0
Otros pasivos no financieros	US\$	994	1.146	0	0
Pasivos corrientes disponibles para la venta	US\$	35.289	0	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Euro	11.374	18.664	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	\$ no reajutable	46.104	31.478	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Otras monedas	2.585	4.440	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Peso Argentino	118	338	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	US\$	85.438	80.243	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	UF	6.339	3.907	0	0
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Yen	2.801	0	0	0
Provisión corrientes por beneficios a los empleados	\$ no reajutable	18.111	11.531	0	0
Otros pasivos financieros	US\$	19.001	11.959	0	5
	US\$	178.249	107.113	55	23.076
	\$ no reajutable	71.198	45.190	0	0
	Euro	11.374	18.664	0	0
Subtotales	UF	6.339	10.470	0	0
	Yen	2.801	0	0	0
	Peso Argentino	907	804	0	0
	Otras Monedas	2.585	4.440	0	0
PASIVOS CORRIENTES, TOTAL		273.453	186.681	55	23.076

Pasivos, No Corrientes	Moneda	1 a 3 años		3 a 5 años		Más de 5 años	
		31-12-2015	31-12-2014	31-12-2015	31-12-2014	31-12-2015	31-12-2014
		MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Otros pasivos no financieros	US\$	5.026	3.739	0	0	0	0
Pasivo por impuestos Diferidos	US\$	17.523	31.661	17.523	29.502	219.693	174.838
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	US\$	660	531	348	440	0	256
Otros pasivos financieros no corrientes	US\$	14.920	14	0	13	726.226	723.676
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	\$ no reajutable	0	0	0	0	292	433
Otras provisiones no corrientes	\$ no reajutable	0	0	0	0	17	19
Otras provisiones no corrientes	US\$	6.705	6.672	507	422	773	740
Otras provisiones no corrientes	Peso argentino	1.501	2.278	0	0	0	0
	US\$	44.834	42.617	18.378	30.377	946.692	899.510
Subtotal	\$ no reajutable	0	0	0	0	309	452
	Peso argentino	1.501	2.278	0	0	0	0
PASIVOS NO CORRIENTES, TOTAL		46.335	44.895	18.378	30.377	947.001	899.962

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015

La siguiente sección tiene por objeto analizar y explicar las principales variaciones ocurridas en los Estados Financieros Consolidados de E.CL S.A. en el año 2015. 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 2015, E.CL mantenía un 49% 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 52,76% a ENGIE (anteriormente conocida como GDF SUEZ). El 47,24% 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 UN EBITDA DE US\$313 MILLONES Y UNA UTILIDAD NETA DE US\$94 MILLONES EN EL AÑO 2015.

EL EBITDA ALCANZÓ US\$64 MILLONES EN EL CUARTO TRIMESTRE DEL AÑO, CON UN AUMENTO INTERANUAL DE 2% DEBIDO A UNA LEVE MEJORA OPERACIONAL. EN TANTO, EL RESULTADO NETO DE ESTE TRIMESTRE ALCANZÓ LOS US\$22 MILLONES QUE SE COMPARA FAVORABLEMENTE CON IGUAL PERIODO DEL AÑO ANTERIOR.

- Los ingresos operacionales en el año 2015 alcanzaron los US\$1.142,7 millones, disminuyendo un 8% en comparación al año anterior. Esto se debió principalmente a un menor precio promedio monómico tanto para clientes libres como regulados, producto de la caída en los precios de los combustibles a los cuales están indexados.
- El EBITDA del cuarto trimestre alcanzó US\$64,2 millones, con un margen EBITDA de 23,5%. Esto representó un aumento interanual de 2% en el EBITDA influido por un mejor desempeño operacional de la compañía y por el efecto de la depreciación del peso chileno sobre los costos operacionales en moneda local.
- La utilidad neta acumulada en 2015 alcanzó US\$94,2 millones, lo que representa un alza de 6% respecto de 2014, en gran parte debido a la menor base de comparación en resultados no-operacionales, principalmente en el cuarto trimestre de 2014.

RESUMEN DE RESULTADOS
 (EN MILLONES DE US\$)

	4T14	4T15	Var%	12M14	12M15	Var %
Total ingresos operacionales	295,0	273,5	-7%	1.241,2	1.142,7	-8%
Ganancia operacional	27,8	29,2	5%	172,3	174,8	1%
EBITDA	62,6	64,2	2%	306,4	312,9	2%
Margen EBITDA	21,2%	23,5%	10%	24,7%	27,4%	11%
Total resultado no operacional	(19,0)	(6,2)	-67%	(50,4)	(40,7)	-19%
Ganancia después de impuestos	6,2	23,6	283%	94,8	100,5	6%
Ganancia atribuible a los controladores	3,8	21,8	474%	88,9	94,2	6%
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	2,4	1,8	-25%	5,9	6,4	8%
Ganancia por acción	0,00	0,02	474%	0,08	0,09	6%
Ventas de energía (GWh)	2.341	2.414	3%	9.123	9.381	3%
Generación neta de energía (GWh)	2.169	2.134	-2%	8.280	8.359	1%
Compras de energía al mercado spot (GWh)	260	329	27%	1.161	1.222	5%

HECHOS DESTACADOS

CUARTO TRIMESTRE DE 2015

- **Socio en TEN:** Con fecha 4 de diciembre, E.CL acordó con Red Eléctrica Chile SpA -sociedad filial de Red Eléctrica Internacional S.A.U. y controlada por Red Eléctrica Corporación S.A.- la venta del 50% de las acciones emitidas por Transmisora Eléctrica del Norte S.A. ("TEN"), conservando E.CL el 50% restante. El cierre de la operación quedó condicionado a la aprobación de la Comisión Europea. El precio de las acciones vendidas fue de US\$217.560.000. Adicionalmente, la sociedad se obligó a vender y ceder a Red Eléctrica SpA el 50% de los créditos de que sea titular contra TEN a la fecha del cierre de la operación. La incorporación del socio tendrá un impacto esperado para E.CL en los resultados netos después de impuestos del año 2016 en el rango de US\$120 a 150 millones. La Comisión Europea aprobó la operación el día 21 de enero de 2016, quedando la fecha de cierre de la transacción para el 27 de enero de 2016.
- **Dividendo provisorio:** El Directorio de E.CL S.A., en su sesión celebrada con fecha 15 de diciembre de 2015, aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio 2015 por la cantidad total de US\$ 8.000.000, lo que significa un dividendo de US\$ 0,0075951066 por acción, que se pagó, en su equivalente en pesos moneda nacional, el día 22 de enero de 2016, a los accionistas inscritos en el respectivo Registro de Accionistas a la medianoche del quinto día hábil anterior a esa fecha.
- **Codelco:** La Corte de Apelaciones de Santiago acogió el recurso de queja presentado por Codelco contra el fallo arbitral de abril del presente año, que concluía en el pago por parte de E.CL de US\$10 millones. La sentencia emitida por la corte dictaminó que E.CL deberá emitir notas de crédito a la demandante por la suma de US\$16,1 millones, más los intereses respectivos. Sin embargo, E.CL interpuso un recurso de queja disciplinaria ante la Corte Suprema, con la finalidad de invalidar dicha sentencia y rechazar el recurso de queja anteriormente acogido, o bien, disponer de medidas para poner pronto remedio al mal causado por la dictación de la sentencia. Con fecha 30 de diciembre de 2015, el pleno de la Corte Suprema rechazó el recurso interpuesto por E.CL. Esto resultó en una disminución de US\$11,1 millones en el resultado operacional de E.CL en el ejercicio 2015, puesto que ya se habían efectuado provisiones por US\$5 millones en ejercicios anteriores.
- **Proyecto de Ley:** La Cámara de Diputados de Chile aprobó el proyecto ingresado en agosto de 2015 que "Establece nuevos sistemas de transmisión de energía eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional". Las temáticas que aborda el proyecto son siete, a saber: i) Creación de un Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional: financiado por los clientes libres y regulados, con lo que se independiza de los actores del mercado; ii) Planificación Energética y de la Expansión de la Transmisión: compuesto por a) Sistemas de Transmisión Nacional (actualmente Troncal); b) Sistemas de Transmisión Zonal (actualmente Subtransmisión); c) Sistemas Dedicados (actualmente transmisión Adicional); d) Polos de Desarrollo y finalmente; e) Interconexión internacional; iii) Polos de Desarrollo: se formaliza la existencia de las zonas con altos potenciales de generación; iv) Definición de Trazados: se propone un nuevo Procedimiento de Estudio de Franja para determinados trazados de transmisión eléctrica, por parte del Ministerio de Energía; v) Acceso Abierto: se extiende el alcance del acceso abierto a todas las instalaciones de transmisión; vi) Remuneración del sistema: se unifica el proceso de calificación de las instalaciones de transmisión de cada segmento en un solo proceso. Además se transparenta el pago de la transmisión asignándolo directamente a los clientes finales (comúnmente llamado "estampillado") y; vii) Desarrollo Normativo, Regulación, Seguridad y Calidad de Servicio: Se precisa alcance de CNE respecto a sus facultades para todos los actores de la cadena eléctrica.
- **Estado de avance de los proyectos:** Al 31 de diciembre de 2015, el proyecto Infraestructura Energética Mejillones se encontraba avanzando de acuerdo al calendario estimado. El terreno se encontraba nivelado, se colocaron las órdenes de compra de los principales equipos de la central, tales como turbina, caldera y generador, se completaron los estudios geotécnicos, se contrató a Salfa como subcontratista de obras civiles y se continúa avanzando en la ingeniería de detalle. El comité directivo de SK E&C y E.CL se reunió en Seúl, chequeando además el progreso y calidad para secciones de presión y estructuras de acero que se enviarán en enero de 2016. Se vertieron las primeras fundaciones de concreto de la caldera, junto con el refuerzo de las mismas. SK E&C oficializó la compañía que levantará la caldera: SEIL, también de origen coreana. Se espera que esta planta entre en operaciones en julio de 2018, con una inversión estimada de US\$945 millones (sin el puerto), de los cuales se han desembolsado un total de US\$95 millones. El nuevo puerto, cuya construcción está a cargo de Belfi, tiene como fecha de entrega agosto de 2017, con una inversión estimada de US\$122 millones, de los cuales se han desembolsado un total de US\$14

millones. En lo concerniente a adquisiciones, se avanza en la compra de grúas (con ZPMC) y se firmó la orden de compra de la correa tubular con FLSmith. Además se inició la fabricación de pilotes en China. Por otra parte, Belfi realizó la segunda prospección off shore para estudios geotécnicos y se inició la construcción del camino de acceso al muelle auxiliar. En cuanto al proyecto TEN, las obras continúan en construcción, encontrándose actualmente en la fase de trabajos físicos en terreno. Finalizaron las actividades de nivelación para la subestación TEN-GIS y la subestación Cumbres. La nivelación para la subestación Changos lleva 90% de avance. Se encuentran en terreno las primeras torres de suspensión, ahora en etapa de montaje. El proyecto considera una inversión en activos fijos del orden de US\$776 millones, de los cuales a la fecha ya se han invertido US\$160 millones y se espera que entre en operaciones en el tercer trimestre de 2017. El proyecto cuenta con estudio de impacto ambiental y declaraciones de impacto ambiental posteriores aprobadas, aproximadamente 88% de las servidumbres ya se encuentran acordadas con los propietarios de los terrenos, con un 10% adicional de derechos temporales de ocupación. Las concesiones eléctricas se encuentran ingresadas y en trámite de aprobación. Para financiar el proyecto, la compañía está estructurando un financiamiento bancario de largo plazo del tipo "Project Finance" con asesoría de Banco Santander. Cabe recordar además que en diciembre de 2015, el Servicio de Evaluación Ambiental aprobó el EIA del Proyecto Cardones-Polpaico (500 kV) de Interchile, filial de ISA.

TERCER TRIMESTRE DE 2015

- **Cambio Directorio:** Con fecha 29 de septiembre el directorio tomó conocimiento de la renuncia presentada por el director titular y presidente del directorio don Juan Clavería Aliste, así como de su suplente respectivo, Julien Pochet. Se designó como director reemplazante a Pierre Devillers. En tanto, el directorio acordó designar a don Philip de Cnudde como presidente del directorio de la sociedad.
- **Dividendo provisorio:** El directorio de E.CL S.A., con fecha 29 de septiembre de 2015, aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio en curso por la cantidad total de US\$13.500.000, lo que significó un dividendo de US\$0,0128167423 por acción, que se pagó, en su equivalente en pesos moneda nacional, el día 23 de octubre de 2015.
- **Informe técnico del estudio de transmisión troncal:** Con fecha 31 de julio, la CNE publicó el Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal para el cuatrienio 2016-2019 ("ETT"). El 14 de agosto Transmisora Eléctrica del Norte ("TEN") y otras empresas del sector de transmisión eléctrica presentaron discrepancias frente al Panel de Expertos. La CNE recomendó acoger las discrepancias presentadas por TEN. El 20 de octubre, el Panel de Expertos publicó su Dictamen N°6-2015, fijando el valor de inversión ("VI") de TEN en US\$738,3 millones, lo que equivale a una anualidad ("AVI") de US\$74 millones. Esto, unido al reconocimiento de costos anuales de operación y mantención ("COMA") de US\$9,7 millones, resulta en un valor anual total ("VATT") de ingresos troncales de US\$83,7 millones. Estos valores se encuentran expresados con tipos de cambio de octubre de 2013. Dicho informe técnico también establece la composición de los ingresos por moneda y las fórmulas de indexación. De esta forma, un 59% del AVI se encuentra en dólares y se indexa al CPI de Estados Unidos, mientras que un 41% está en pesos indexado a la inflación chilena.
- **Bases de licitación para nuevas obras de transmisión:** En el mes de julio de 2015 la CNE aprobó las bases de licitación para la adjudicación de los derechos de explotación y ejecución de las obras nuevas contempladas en el decreto exento 158 del Ministerio de Energía acerca de la interconexión entre los sistemas SING y SIC. Estas obras incluyen una nueva línea 2x500 kV de 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Nueva Crucero Encuentro, bancos de autotransformadores 2x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Crucero Encuentro, banco de autotransformadores 750 MVA 500/220 kV en S/E Los Changos y una nueva línea 2x220 kV de 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Kapatur. La habilitación de esta última línea Changos-Kapatur, de aproximadamente 3 kilómetros, es condición necesaria para que el proyecto TEN comience a recibir los ingresos troncales descritos en el párrafo anterior. El calendario indicado en estas bases de licitación el cierre de recepción de propuestas para el 12 de enero de 2016, la adjudicación el día 14 de marzo de 2016 y el inicio estimado de ejecución del proyecto para abril de 2016.

SEGUNDO TRIMESTRE DE 2015:

- **Firma del Decreto de Interconexión:** Con fecha 16 de abril tuvo lugar el acto público donde se firmó el decreto 158 sobre el plan de expansión anual del sistema de transmisión troncal, formalizando la interconexión entre los sistemas SING y SIC mediante dos nuevas líneas de transmisión, Changos-Kapatur, de 3 kilómetros; y Changos-Nueva Crucero/Encuentro de 140 kilómetros, a ser licitadas (ver hechos del tercer trimestre), junto al proyecto TEN

que facilitaría dicha interconexión. La unión de ambos sistemas eléctricos, SING y SIC, busca además crear un único CDEC. El proyecto TEN de E.CL, que conectará Mejillones y Copiapó, se concretará en 2017. El ministro de energía, Máximo Pacheco, aseguró que esta interconexión permitirá tener un único sistema eléctrico con más de 20 mil MW de potencia instalada, y requerirá de una coordinación mediante un único Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC).

- **Dividendos:** En la Junta Ordinaria del día 28 de abril, los accionistas de la compañía aprobaron la propuesta del directorio de distribuir como dividendo el mínimo regulatorio de 30% de las utilidades netas del año 2014, en atención al fuerte plan de inversiones de la compañía. Descontando el dividendo provisorio de US\$7 millones pagado a los accionistas en septiembre de 2014, la compañía pagó a sus accionistas la cantidad de US\$19.681.396, o US\$0,0186852875 por acción el día 27 de mayo de 2015.
- **Codelco:** con fecha 11 de mayo E.CL publicó un hecho esencial informando que la Sociedad fue notificada de la sentencia dictada en el juicio arbitral seguido con la Corporación Nacional del Cobre de Chile (Codelco), y en el cual Codelco solicitaba declarar supuestos incumplimientos de E.CL en relación al cálculo y cobro de tarifas de suministro eléctrico en el período entre el 1 de enero 2010 y 30 de septiembre 2012, ordenando reliquidar en favor de Codelco las cantidad de US\$42,8 millones más reajustes e intereses. Transcurrido el plazo, se informa que se acogió parcialmente la demanda de Codelco condenando a E.CL al pago de la cantidad de US\$10 millones. No obstante, tomamos conocimiento que Codelco interpuso un recurso de queja contra la referida sentencia arbitral.
- La Comisión Nacional de Energía (CNE) emitió la Resolución N°316 con fecha 19 de junio que aprueba el informe técnico que establece el plan anual de valoración y la expansión de los sistemas de transmisión troncal del país para el período 2016-2019. Esta resolución confirmó a TEN como un proyecto de transmisión troncal que interconectará el SING y el SIC. Con fecha 31 de julio de 2015 la CNE publicó modificaciones a la Resolución # 316. El período contemplado por la ley para las partes afectadas para presentar discrepancias al Panel de Expertos se inició el 31 de julio.
- **Nuevo puerto en Mejillones:** El día 10 de junio, E.CL dio orden de proceder a la empresa chilena, Belfi, para la construcción de un nuevo puerto mecanizado en la comuna de Mejillones, el que forma parte del proyecto Infraestructura Energética Mejillones ("IEM"). El puerto dará servicios de descarga de combustibles a las plantas de generación existentes en Mejillones además de la nueva central del proyecto IEM. Se espera que este puerto comience operaciones en agosto de 2017.
- **Plan financiero:** con fecha 30 de junio de 2015 E.CL celebró un contrato de línea de crédito comprometida de largo plazo con cinco instituciones bancarias (Mizuho, BBVA, Citibank, Caixabank y HSBC), el que permitirá a la compañía girar de manera flexible préstamos por un monto total de US\$270 millones, pagaderos en hasta cinco años. La celebración del referido contrato se enmarca dentro del plan financiero de la compañía, que tiene como objeto otorgarle los fondos y la flexibilidad necesarios para financiar los diversos proyectos que lleva adelante.

PRIMER TRIMESTRE DE 2015:

- **Estudio de Transmisión Troncal:** El 6 de febrero de 2015, se dio a conocer el Estudio de Transmisión Troncal efectuado por el consultor independiente contratado por la Comisión Nacional de Energía el que concluyó que el proyecto de transmisión en corriente alterna de la filial de E.CL, TEN, representa actualmente la mejor alternativa de interconexión del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC) en tanto cumpla ciertas condiciones técnicas y de capacidad.
- **Proyecto Infraestructura Energética Mejillones:** El 20 de enero de 2015, E.CL dio orden de proceder a la empresa coreana, S.K. Engineering and Construction, a la construcción del proyecto Infraestructura Energética Mejillones 1, una planta de generación de electricidad con capacidad instalada bruta de 375 MW. El proyecto considera una inversión aproximada de US\$1.066 millones incluyendo la inversión asociada en infraestructura portuaria.
- **Proyecto de Transmisión TEN:** En enero de 2015 Alumini (ex Alusa), contratista que estaba llevando adelante la construcción de la línea de interconexión SING - SIC, nos notificó que su matriz había entrado en un proceso de reestructuración judicial por insolvencia en Brasil. Lo anterior aumentó sustancialmente

el riesgo del proyecto, por lo que se procedió a acordar con Alumini la división y traspaso del correspondiente EPC a Alstom (que se hará cargo de las subestaciones) y a Ingeniería y Construcción Sigdo Koppers (que se hará cargo de la construcción de líneas de transmisión). Alumini se mantiene involucrado en el proyecto como subcontratista de Ingeniería y Construcción.

- **Temporal en el norte de Chile:** A fines de marzo, la zona norte de Chile fue impactada por un fuerte temporal el que no provocó mayores daños al personal ni a las instalaciones de generación y transmisión de E.CL. Debido a lo anterior, E.CL S.A. pudo entregar el suministro requerido por el sistema y sus clientes una vez superados los efectos de dicho evento. En esos momentos, la demanda del sistema bajó hasta un 40% a alrededor de 1200 MW debido a que algunas empresas mineras debieron interrumpir sus faenas. La demanda de clientes no regulados se recuperó gradualmente después del temporal. Los consumos regulados se mantuvieron en niveles prácticamente normales.

ANTECEDENTES GENERALES

E.CL opera en el SING (Sistema Interconectado del Norte Grande), el segundo mayor sistema interconectado del país, el cual provee electricidad a la zona norte 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 creciente desarrollo de energías renovables, incluyendo energía solar y eólica.

Costo Marginal Crucero 220 kV (En US\$/MWh, excepto por porcentajes)			Costo Promedio de Operación (SING) (En US\$/MWh, excepto por porcentajes)				
	2014	2015	%Variación Año c/A		2014	2015	%Variación Año c/A
1T	88,0	49,3	-44%	1T	57,9	47,6	-18%
2T	89,8	58,4	-35%	2T	59,5	49,1	-17%
3T	73,3	55,9	-24%	3T	55,0	46,1	-16%
4T	56,9	65,2	15%	4T	51,0	39,7	-22%
AÑO	76,9	57,2	-26%	AÑO	55,9	45,6	-18%

Fuente: CDEC-SING

En el cuarto trimestre de 2015, se observa un alza interanual de 15% en el costo marginal, el cual promedió US\$65,2/MWh, alcanzando su mayor valor en el mes de noviembre. Sin embargo, los costos medios de operación del sistema, que corresponden al promedio ponderado del costo variable de las centrales, mostraron una sostenida tendencia a la baja, de dos dígitos, durante todo 2015. En el cuarto trimestre disminuyeron un 22% interanual.

Cabe notar que a partir del 29 de octubre de este año, el CDEC-SING instruyó a Endesa Chile a modificar el mínimo técnico (MT) y el tiempo mínimo de operación (TMO) de la central Gas Atacama. Hasta esa fecha, esas unidades estaban siendo despachadas frecuentemente en su mínimo técnico, sin la posibilidad de regular o de marcar el costo marginal; por lo tanto, su operación era remunerada como sobrecosto de acuerdo al DS130. (Ver párrafos siguientes referidos a los sobrecostos del sistema.) Como efecto de estas medidas, Atacama comenzó a marcar costo marginal y, por ende, este costo se incrementó con respecto al trimestre inmediatamente anterior, mientras que los sobrecostos del sistema cayeron un 40% interanual en el cuarto trimestre. Para el caso del costo promedio de operación, el efecto fue positivo, puesto que esto redundó en una caída en la generación con diésel, lo que unido a menores precios de combustibles, explicó la significativa caída interanual del costo promedio de la operación. En diciembre, se ajustaron nuevamente los parámetros técnicos de operación de la central Atacama, moderando los costos marginales en el último mes del año.

Para el año 2015, el costo marginal promedio fue de US\$57,2/MWh, representando una caída interanual de 26%. En tanto el costo promedio de operación en el SING disminuyó 18%. Cabe notar que hubo un aumento en la generación bruta entre 2015 y 2014 de 1.102 GWh (6,2%), siendo la mayor parte de esta alza cubierta por generación en base a gas, seguida por energías renovables.

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.

Índices de Precios Internacionales de Combustibles

	WTI			Brent			Henry Hub			Carbón Europeo (API 2)		
	(US\$/Barril)			(US\$/Barril)			(US\$/MMBtu)			(US\$/Ton)		
	2014	2015	% Variación Año c/A	2014	2015	% Variación Año c/A	2014	2015	% Variación Año c/A	2014	2015	% Variación Año c/A
1T	98,7	48,5	-51%	107,9	53,9	-50%	5,2	2,9	-44%	82,8	60,5	-27%
2T	103,1	57,8	-44%	109,8	62,1	-43%	4,6	2,7	-41%	81,2	57,8	-29%
3T	97,6	46,5	-52%	102,2	50,2	-51%	3,9	2,7	-30%	78,2	54,1	-31%
4T	73,2	42,0	-43%	76,1	43,3	-43%	3,8	2,1	-44%	71,3	46,8	-34%
AÑO	93,0	48,7	-48%	98,9	52,3	-47%	4,4	2,6	-40%	78,4	54,8	-30%

Fuente: Bloomberg

En el cuarto trimestre de 2015 los sobrecostos del sistema disminuyeron 40% interanual, principalmente por los nuevos factores operacionales de mínimo técnico y tiempo mínimo de operación de la central Atacama.

Para 2015, los sobrecostos totales del sistema ascendieron a US\$160,2 millones, con una caída interanual de 16%, influenciado además por los menores precios de combustibles líquidos. La participación de E.CL en la prorrata registró pequeñas variaciones, pues mantuvo una participación del orden de 50% de los sobrecostos totales. Sin embargo, en 2015 la prorrata fue inferior a la de 2014 debido a una leve disminución en la participación de mercado de la compañía y a que E.CL no se encontró afecta a los sobrecostos producto de las limitaciones de transmisión en el segmento Crucero-Encuentro que se produjeron en 2015. Los sobrecostos no traspasados a precios rondaron el 45% de los sobrecostos de E.CL en 2015.

Sobrecostos
(En millones de US\$, excepto por porcentajes)

	2014		2015		% Variación	
	Total	Prorrata E-CL	Total	Prorrata E-CL	Año c/A Total	Año c/A Prorrata E-CL
	1T	47,5	26,6	35,8	16,0	-25%
2T	47,3	27,0	52,3	27,6	11%	2%
3T	50,2	28,1	44,5	24,0	-11%	-14%
4T	45,8	22,4	27,6	14,4	-40%	-36%
AÑO	190,8	104,1	160,2	82,0	-16%	-21%

Durante el cuarto trimestre de 2015 se evidenció una caída en los precios internacionales de los combustibles en relación al trimestre inmediatamente anterior, cuya base ya estaba deprimida. La mayor caída interanual se observó en el petróleo, luego en el gas y finalmente en el carbón, aunque todos tuvieron descensos de dos dígitos.

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		12M 2014	
	GWh	% del total	GWh	% of total						
Carbón	3.482	81%	3.437	78%	3.486	80%	3.670	80%	14.076	80%
GNL	412	10%	568	13%	542	12%	470	10%	1.992	11%
Diesel / Petróleo pesado	312	7%	296	7%	221	5%	298	6%	1.126	6%
Renovable	83	2%	119	3%	134	3%	173	4%	509	3%
TOTAL GENERACIÓN BRUTA SING	4.290	100%	4.420	100%	4.382	100%	4.611	100%	17.703	100%

Tipo de Combustible	2015									
	1T 2015		2T 2015		3T 2015		4T 2015		12M 2015	
	GWh	% del total	GWh	% del total						
Carbón	3.549	78%	3.431	73%	3.458	73%	3.738	76%	14.176	75%
GNL	483	11%	605	13%	710	15%	746	15%	2.544	14%
Diesel / Petróleo pesado	305	7%	454	10%	322	7%	177	4%	1.257	7%
Renovable	188	4%	179	4%	216	5%	244	5%	828	4%
TOTAL GENERACIÓN BRUTA SING	4.525	100%	4.669	100%	4.706	100%	4.905	100%	18.805	100%

Fuente: CDEC-SING

Durante 2015, la potencia media bruta horaria fue de 2.147 MW, un 6,2% superior al año anterior, aunque el incremento del cuarto trimestre en forma interanual fue algo superior al crecimiento del año completo (+7,0%). En cuanto a la generación bruta del sistema, ésta también tuvo un crecimiento anual de 6,2%, influido por el incremento de demanda producto de faenas mineras que iniciaron su operación en el año. Además el aumento de la generación fue cubierto principalmente con una mayor participación de gas y en menor medida, por generación renovable.

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

Generación por Empresa (en GWh)										
2014										
Empresa	1T 2014		2T 2014		3T 2014		4T 2014		12M 2014	
	GWh	% del total	GWh	% del total						
Norgener / Angamos	1.528	36%	1.738	39%	1.564	36%	1.555	34%	6.385	36%
Celta	256	6%	169	4%	246	6%	245	5%	916	5%
GasAtacama	225	5%	213	5%	170	4%	298	6%	906	5%
E.CL (con CTH al 100%)	2.204	51%	2.183	49%	2.273	52%	2.348	51%	9.008	51%
Otros	77	2%	118	3%	129	3%	165	4%	489	3%
TOTAL GENERACIÓN BRUTA SING	4.290	100%	4.420	100%	4.382	100%	4.611	100%	17.703	100%

2015										
Empresa	1T 2015		2T 2015		3T 2015		4T 2015		12M 2015	
	GWh	% del total	GWh	% del total						
Norgener / Angamos	1.536	34%	1.532	33%	1.674	36%	1.864	38%	6.606	35%
Celta	267	6%	263	6%	244	5%	192	4%	966	5%
GasAtacama	276	6%	423	9%	384	8%	289	6%	1.372	7%
E.CL (con CTH al 100%)	2.267	50%	2.274	49%	2.195	47%	2.324	47%	9.060	48%
Otros	179	4%	177	4%	209	4%	236	5%	802	4%
TOTAL GENERACIÓN BRUTA SING	4.525	100%	4.669	100%	4.706	100%	4.905	100%	18.805	100%

Fuente: CDEC-SING

Durante el cuarto trimestre de 2015 se observó una leve disminución interanual de 1,1% en la generación de electricidad de E.CL. La compañía continuó liderando la generación en el sistema, aunque disminuyendo su participación a un 48% del total. En lo concerniente a mantenimientos mayores programadas, durante el 4T15 la unidad 14 (carbón, 136MW) del complejo de Tocopilla estuvo 58 días en mantención, mientras que en el 3T15 la unidad 13 (carbón, 86 MW) estuvo 24 días y CTM1 (carbón, 166 MW) 77 días fuera de servicio. En tanto, en 4T14 sólo la unidad 12 (carbón, 85MW) estuvo en mantención (29 días).

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

El siguiente análisis está basado en estados financieros consolidados auditados para los periodos finalizados al 31 de Diciembre de 2015 y 31 de Diciembre de 2014. 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).

RESULTADOS DE LAS OPERACIONES

Cuarto trimestre de 2015 comparado con el tercer trimestre de 2015 y cuarto trimestre de 2014

Ingresos operacionales

Ingresos de la operación	Información Trimestral (En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)							
	4T 2014		3T 2015		4T 2015		% Variación	
	Monto	% del total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A.
Ventas a clientes no regulados	206,0	78%	186,3	77%	166,5	76%	-11%	-19%
Ventas a clientes regulados	55,3	21%	50,8	21%	47,4	22%	-7%	-14%
Ventas al mercado spot	2,9	1%	6,3	3%	6,3	3%	-1%	113%
TOTAL INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA Y POTENCIA	264,3	90%	243,4	81%	220,1	80%	-10%	-17%
Ventas de gas	14,6	5%	30,3	10%	32,7	12%	8%	124%
Otros ingresos operacionales	16,2	5%	25,8	9%	20,7	8%	-20%	28%
TOTAL INGRESOS OPERACIONALES	295,0	100%	299,6	100%	273,5	100%	-9%	-7%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Ventas de energía a clientes no regulados ⁽¹⁾	1.845	79%	1.786	74%	1.839	76%	3%	0%
Ventas de energía a clientes regulados	461	20%	478	20%	477	20%	0%	3%
Ventas de energía al mercado spot	34	1%	109	5%	97	4%	-11%	182%
TOTAL VENTAS DE ENERGÍA	2.341	100%	2.414	100%	2.414	100%	0%	3%
PRECIO PROMEDIO MONÓMICO REALIZADO CLIENTES NO REGULADOS (U.S.\$/MWH)⁽²⁾	111,2		101,6		89,2	(4)	-12%	-20%
PRECIO PROMEDIO MONÓMICO REALIZADO CLIENTES REGULADOS (U.S.\$/MWH)⁽³⁾	119,9		106,2		99,3		-6%	-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.

(4) El valor tiene una distorsión en el trimestre debido a menores ventas por arbitraje con Codelco

Los ingresos por ventas de energía y potencia alcanzaron los US\$220,1 millones en el cuarto trimestre, mercedos por el registro en este trimestre de menores ventas a Codelco producto de la resolución del arbitraje (US\$16,1 millones). En cuanto a la composición de las ventas - libres, regulados y spot - se registró un leve aumento interanual en ventas al mercado spot. En cuanto a las tarifas promedio a clientes no regulados, rectificando el efecto de las menores ventas a Codelco debido al resultado del arbitraje, se observó una caída de 5% inter-trimestral y de 13% a nivel interanual, debido a la indexación al precio de los combustibles. Una disminución del mismo orden de magnitud se observó en los clientes regulados, por igual motivo.

Con respecto a la variable volumen, se observa un aumento interanual de 4% y ningún cambio con respecto al trimestre anterior. Cabe notar que en este trimestre se anotó la demanda máxima anual del sistema (mes de octubre). En cuanto al mix de ventas físicas, si bien en el segmento de clientes libres hubo sólo un 1% de aumento interanual, se destaca el alza en la demanda de los clientes Antucoya y Esperanza, lo que fue contrarrestado en parte por un menor nivel de consumo de El Abra, Radomiro Tomic, El Tesoro y Michilla. En la misma línea, a nivel inter-trimestral, apoyan el alza a los anteriormente mencionados, Cerro Colorado, Chuquicamata y Gaby, parcialmente compensados por El Abra.

Las ventas a distribuidoras, por su parte, llegaron a los US\$47,4 millones, con una baja de 7% en comparación con el trimestre anterior. El índice Henry Hub utilizado en el cálculo de la tarifa de energía de este contrato cayó desde US\$3,33/MMBtu usado en el proceso tarifario de abril de 2015 a US\$2,80/MMBtu, usado en el proceso tarifario de octubre de 2015 (vs US\$4,26/MM Btu en octubre de 2014). La disminución interanual de 12% en la venta a clientes regulados se debió a una disminución de 16% en la tarifa monómica promedio, pues el volumen de energía vendida aumentó levemente.

En términos físicos, las ventas al mercado spot, correspondientes a nuestra filial CTA y en menor medida a CTH, mostraron un aumento inter-trimestral e interanual. 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 CDEC.

Las ventas de gas registraron un importante aumento interanual debido a mayores volúmenes de GNL (principalmente a AES Gener) y algunos ajustes registrados. La partida de otros ingresos operacionales más relevante está compuesta por peajes e ingresos tarifarios, que en conjunto representaron cerca del 60%. Además incluyen partidas de servicios varios (portuarios, mantención, etc).

Información Trimestral
(En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)

	4T 2014		3T 2015		4T 2015		% Variación	
	Monto	% of total	Monto	% del total	Monto	% del total	Trim. c/T	Año c/A
Costos de la operación								
Combustibles	(109,6)	41%	(87,2)	35%	(99,9)	41%	15%	-9%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot	(33,8)	13%	(44,8)	18%	(28,2)	12%	-37%	-16%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(34,2)	13%	(37,3)	15%	(34,0)	14%	-9%	-1%
Otros costos directos de la operación	(76,1)	28%	(71,6)	29%	(67,8)	28%	-5%	-11%
TOTAL COSTOS DIRECTOS DE VENTAS	(253,7)	95%	(240,9)	97%	(230,0)	94%	-5%	-9%
Gastos de administración y ventas	(15,5)	6%	(8,7)	3%	(16,6)	7%	91%	7%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas	(0,6)	0%	(0,5)	0%	(0,9)	0%	61%	41%
Otros ingresos/costos de la operación	2,6	-1%	0,8	0%	3,1	-1%	294%	20%
TOTAL COSTOS DE LA OPERACIÓN	(267,2)	100%	(249,3)	100%	(244,3)	100%	-2%	-9%
Estadísticas físicas (en GWh)								
Generación bruta de electricidad								
Carbón	1.895	81%	1.791	82%	1.927	83%	8%	2%
Gas	419	18%	386	18%	373	16%	-3%	-11%
Petróleo diesel y petróleo pesado	22	1%	6	0%	9	0%	45%	-60%
Hidro/Solar	13	1%	12	1%	14	1%	14%	8%
TOTAL GENERACIÓN BRUTA	2.348	100%	2.195	100%	2.324	100%	6%	-1%
Menos Consumos propios	(180)	-8%	(163)	-7%	(190)	-8%	16%	6%
Total generación neta	2.169	89%	2.032	84%	2.134	87%	5%	-2%
Compras de energía en el mercado spot	260	11%	387	16%	329	13%	-15%	27%
TOTAL ENERGÍA DISPONIBLE PARA SU VENTA ANTES DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN	2.429	100%	2.419	100%	2.463	100%	2%	1%

La generación bruta de electricidad disminuyó marginalmente en forma interanual, pero con un aumento respecto al trimestre anterior, debido a que en este trimestre hubo un menor número de unidades en mantención, destacando la mantención mayor de la unidad 14 (carbón, 136 MW). Respecto al mix de generación, la contribución en base a carbón aumentó un 8% respecto al trimestre anterior, por la mayor disponibilidad de unidades. Asimismo, la generación con gas disminuyó dos dígitos en forma interanual, mientras que la generación con diésel fue menor al 1% de nuestro mix, por lo que las variaciones pasan a segunda instancia de análisis, dado el bajo nivel de uso.

En el cuarto trimestre, la disminución en los precios internacionales de combustibles implicó una caída de 9% (US\$9,8 millones) en la partida de combustibles, en comparación con igual periodo del año anterior, principalmente explicada por el ítem carbón, que fue parcialmente contrarrestada por el uso de cal hidratada en los procesos de reducción de emisiones de gases (complejo de Tocopilla durante el segundo semestre de 2015). Sin embargo, al comparar la partida de combustibles respecto al trimestre anterior, se observa un mayor costo por US\$12,7 millones, explicado principalmente por el ítem GNL, debido a la llegada de dos embarques de GNL en el último trimestre a precios mayores a los embarques recibidos en el resto del año.

El ítem costo de compras de energía y potencia en el mercado spot disminuyó fuertemente (37%) respecto al trimestre anterior, lo cual se explica principalmente porque en este ítem se incluye la partida de sobrecostos del sistema, el cual como ya se dijo disminuyó en el último trimestre. Excluyendo sobrecostos, el ítem costo de compras de energía y potencia en el mercado spot registró un leve aumento de US\$1,4 millones respecto al tercer trimestre, lo cual se compone de un menor nivel de compras físicas (15%) con un aumento del costo marginal promedio (17%). En la comparación interanual, pese a que en este cuarto trimestre aumentaron tanto las compras físicas como las compras valoradas, éstas fueron totalmente contrarrestadas por el menor sobrecosto interanual incurrido, que redundó en un menor costo de compras al mercado spot de US\$5,5 millones. En términos consolidados, E.CL siguió siendo un comprador neto de energía debido a su alto nivel de contratación.

El costo de la depreciación en este trimestre se mantuvo prácticamente constante en términos interanuales, aunque fue un poco menor en comparación con el trimestre anterior por un ajuste no-recurrente realizado por una mantención anterior de la U12.

El ítem de otros costos directos de la operación incluye, entre otros, peajes de transmisión, costos de operación y mantención y costos de ventas de combustibles. Este ítem, como un todo, tuvo una disminución interanual e inter-trimestral.

Los gastos de administración y ventas presentaron un aumento interanual de 7%, y un incremento de nivel respecto al trimestre anterior por US\$7,9 millones. Cabe notar que en el tercer trimestre hubo una disminución puntual por un reverso de gastos en torno a los US\$3,0 millones. En tanto, que para el cuarto trimestre del año 2015 se reflejaron los mayores gastos en desarrollo de proyectos y de planes de retiro.

Los otros ingresos/costos de la operación están constituidos por recuperaciones, provisiones e ingresos de diversos ítems, y aunque su valor fue relativamente bajo, mostraron una evolución favorable tanto en forma inter-trimestral como interanual.

MARGEN ELÉCTRICO

	2014					2015				
	1T14	2T14	3T14	4T14	12M14	1T15	2T15	3T15	4T15	12M15
Margen Eléctrico										
Total ingresos por ventas de energía y potencia	262,1	277,0	273,0	264,3	1.076,4	243,4	239,4	243,4	220,1	946,3
Costo de combustible	(109,6)	(113,3)	(99,3)	(109,6)	(431,8)	(96,5)	(84,4)	(87,2)	(99,9)	(367,9)
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot	(37,0)	(47,6)	(43,6)	(33,8)	(162,0)	(30,2)	(33,9)	(44,8)	(28,2)	(137,2)
UTILIDAD BRUTA DEL NEGOCIO DE GENERACIÓN	115,5	116,1	130,1	120,9	482,6	116,7	121,0	111,4	92,0	441,2
Margen eléctrico	44%	42%	48%	46%	45%	48%	51%	46%	42%	47%

El margen eléctrico, o utilidad bruta del negocio de generación, mostró una disminución de nivel con respecto al mismo trimestre del año anterior. Aunque se observó un aumento en la demanda, los ingresos por ventas de energía y potencia disminuyeron por la disminución de precios asociada a la baja en los precios de combustibles a los cuales están indexados los contratos. Además en el cuarto trimestre se registró una disminución por una vez de US\$16,1 millones asociada al arbitraje con Codelco. Si bien la suma de los costos de combustibles y compras de energía y potencia al mercado spot también disminuyó en el periodo, no lo hizo en la misma proporción que los ingresos, en parte por el consumo de cal hidratada que ha sido necesario a partir de julio de 2015 en Tocopilla

para cumplir con la nueva norma de emisiones. A nivel inter-trimestral, también se destaca la caída de dos dígitos que experimentaron los combustibles, lo que incidió en las tarifas.

RESULTADO OPERACIONAL

Información Trimestral (En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)

EBITDA	4T 2014		3T 2015		4T 2015		% Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Trim. c/T	Año c/A
Total ingresos de la operación	295,0	100%	299,6	100%	273,5	100%	-9%	-7%
Total costo de ventas	(253,7)	-86%	(240,9)	-80%	(230,0)	-84%	-5%	-9%
Ganancia bruta	41,3	14%	58,7	20%	43,5	16%	-26%	6%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(13,5)	-5%	(8,4)	-3%	(14,3)	-5%	70%	6%
Ganancia Operacional	27,8	9%	50,2	17%	29,2	11%	-42%	5%
Depreciación y amortización	34,9	12%	37,8	13%	34,9	13%	-8%	0%
EBITDA	62,6	21%	88,0	29%	64,2	23%	-27%	2%

El EBITDA del cuarto trimestre llegó a US\$64,2 millones, levemente superior al del cuarto trimestre del año anterior, apoyado por las mayores ventas de gas por US\$18,1 millones, las cuales contrarrestaron el menor ingreso producto del arbitraje con Codelco. A nivel de otros costos, también se vio beneficiado por el efecto del tipo de cambio sobre los costos en pesos, lo que redundó en una mayor ganancia operacional a nivel interanual. En tanto, respecto a la comparación con el trimestre anterior, el menor margen eléctrico, en conjunción con el mayor gasto de administración y ventas anteriormente explicado, redundó en un menor nivel de EBITDA.

RESULTADOS FINANCIEROS

Información Trimestral
(En millones de US\$, excepto por porcentajes)

Resultados no operacionales	4T 2014		3T 2015		4T 2015		% Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Trim. c/T	Año c/A
Ingresos financieros	0,1	0%	0,6	0%	1,0	0%	65%	1297%
Gastos financieros	(19,6)	-7%	(8,1)	-3%	(9,6)	-3%	18%	-51%
Diferencia de cambio	0,4	0%	(5,5)	-2%	1,9	1%	n.a.	348%
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos	0,1	0%	1,5	1%	0,4	0%	-73%	331%
TOTAL RESULTADO NO OPERACIONAL	(19,0)	-6%	(11,5)	-4%	(6,2)	-2%	-46%	-67%
Ganancia antes de impuesto	8,7	3%	38,8	13%	23,0	8%	-41%	164%
Impuesto a las ganancias	(2,6)	-1%	(9,9)	-3%	0,5	0%	n.a.	n.a.
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto	6,2	2%	28,8	10%	23,6	9%	-18%	283%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	3,8	1%	27,4	9%	21,8	8%	-20%	474%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	2,4	1%	1,5	1%	1,8	1%	20%	-25%
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO	3,8	1%	27,4	9%	21,8	8%	-20%	474%
Ganancia por acción	0,004	0%	0,026	0%	0,021	0%	-20%	474%

El gasto financiero disminuyó con respecto al mismo trimestre del año anterior debido principalmente a que, con motivo del pre-pago del financiamiento del proyecto CTA con recursos provenientes de la colocación de un bono 144-A, en el cuarto trimestre de 2014 se castigaron gastos financieros que habían sido activados. Además, la activación de intereses en el proyecto IEM y menores costos financieros del refinanciamiento mencionado contribuyeron a la disminución en la partida de gastos financieros en 2015.

La diferencia de cambio alcanzó US\$1,9 millones a favor en el trimestre, lo que se compara favorablemente tanto con la utilidad de cambio de US\$0,4 millones en el mismo trimestre del año anterior como con una pérdida de US\$5,5 millones en el trimestre anterior. La ganancia por diferencias de cambio en el trimestre se explica principalmente por un menor ritmo de depreciación del peso chileno y medidas tomadas para contrarrestar el riesgo cambiario producto de la mantención de ciertos activos en monedas distintas al dólar, moneda funcional de la compañía. Estos activos incluyen, entre otros, cuentas por cobrar a clientes, anticipos a proveedores e IVA crédito fiscal, cuyo saldo ha aumentado debido al inicio de la construcción de los proyectos TEN e IEM. Cabe notar que la mayor parte de esta pérdida no se tradujo en salidas de caja, especialmente, en el caso de cuentas por cobrar a clientes que quedan temporalmente expuestas a las fluctuaciones del tipo de cambio ya que se facturan en pesos; sin embargo, se pagan en dólares, revirtiendo la diferencia de cambio al momento de su pago.

Cabe recordar que la tasa de cálculo del impuesto a la renta para 2015 fue de un 22,5%. El impuesto a las ganancias para el 4T15 fue inferior en comparación al trimestre anterior debido a que se reversó una provisión de US\$3,5 millones por el cambio de tratamiento del arbitraje con Codelco que finalmente se hizo a través de notas de crédito en lugar de una multa que tributariamente hubiera quedado afecta al concepto de gasto rechazado con una tasa del 35%.

En el cuarto trimestre, la utilidad neta después de impuestos ascendió a los US\$21,8 millones, lo que se compara favorablemente con igual periodo del año anterior, dada la baja base de comparación, por mayores costos financieros asociados al refinanciamiento de CTA. En cuanto a la comparación con el trimestre inmediatamente anterior, la utilidad muestra una merma de US\$5,6 millones, afectada por el menor resultado operacional, que fue levemente contrarrestado por el ítem favorable de impuesto a las ganancias anteriormente explicado.

AÑO 2015 COMPARADO CON EL AÑO 2014

INGRESOS OPERACIONALES

Información a Diciembre 2015 (En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)

Ingresos de la operación	12M 2014		12M 2015		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Ventas a clientes no regulados	846,7	79%	715,0	76%	(131,7)	-16%
Ventas a clientes regulados	213,6	20%	205,2	22%	(8,4)	-4%
Ventas al mercado spot	16,1	1%	26,1	3%	10,0	62%
Total ingresos por venta de energía y potencia	1.076,4	87%	946,3	83%	(130,1)	-12%
Ventas de gas	78,4	6%	104,6	9%	26,1	33%
Otros ingresos operacionales	86,4	7%	91,9	8%	5,4	6%
TOTAL INGRESOS OPERACIONALES	1.241,2	100%	1.142,7	100%	(98,5)	-8%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Ventas de energía a clientes no regulados	7.096	78%	7.100	76%	5	0%
Ventas de energía a clientes regulados	1.816	20%	1.884	20%	68	4%
Ventas de energía al mercado spot	211	2%	397	4%	185	88%
TOTAL VENTAS DE ENERGÍA	9.123	100%	9.381	100%	258	3%
Precio promedio monómico realizado clientes no regulados (U.S.\$/MWh) ⁽²⁾	118,1		98,9		(19,2)	-16%
Precio promedio monómico realizado clientes regulados (U.S.\$/MWh) ⁽³⁾	117,6		108,9		(8,7)	-7%

(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.

Para el año 2015 los ingresos totales de la operación disminuyeron 8% comparado con 2014, como resultado de un menor precio de venta promedio (resultado de indexaciones a combustibles), levemente compensado con un mayor volumen de energía vendida.

Las ventas a clientes regulados llegaron a US\$205 millones y las ventas a clientes libres fueron de US\$715 millones, con una disminución más pronunciada en las ventas a clientes libres que a regulados. Si bien hubo una mayor venta valorada al mercado spot, el aumento fue menor al de las ventas físicas en dicho mercado, debido a la caída de 26% que tuvo el costo marginal en el año.

En lo concerniente a clientes libres, el mayor nivel de ventas físicas fue el resultado de un mayor consumo de los clientes Esperanza, Antucoya, Lomas Bayas, Planta de Aguas Sierra Gorda y Gaby, entre otros. Este efecto volumen fue parcialmente contrarrestado por el menor consumo en Chuquicamata, Michilla, El Abra, El Tesoro y Radomiro Tomic, entre los más relevantes. En cuanto al precio monómico promedio, éste mostró una caída de 16% en el segmento de clientes libres, el cual refleja la disminución en el precio de los combustibles usados en los polinomios de indexación de las tarifas de nuestros contratos y el efecto puntual de disminución de ventas por US\$16,1 millones debidas al resultado del arbitraje con Codelco.

Las ventas a clientes regulados, por su parte, disminuyeron 4% producto de una caída de 7% en las tarifas monómicas promedio debido a las variaciones del índice Henry Hub aplicable en el cálculo de la tarifa base. Esta disminución fue levemente contrarrestada por un aumento de 3% en los volúmenes de venta física.

Respecto a ingresos distintos a las ventas de energía y potencia, se destaca el alza en las ventas físicas de gas, principalmente a AES Gener. Respecto a la partida de otros ingresos operacionales, también se observa una comparación favorable. Esta partida incluye peajes de transmisión, reliquidaciones de peajes de subtransmisión, que fueron especialmente relevantes en 2015, y servicios varios (portuarios, mantención de líneas, etc). Cabe destacar que en el segundo trimestre de 2015 esta partida incluye un ingreso de US\$4,6 millones correspondiente a un reverso de provisión de incobrables con ocasión de la resolución de un proceso arbitral con SQM. Este ingreso compensó totalmente el menor ingreso operacional correspondiente al resultado adverso del arbitraje, por lo que no tuvo ningún efecto en el resultado operacional. En el tercer trimestre se incluye un recuperó de seguros por los efectos de siniestros pasados en Puerto Mejillones y la central diésel Iquique por un total de US\$5,6 millones. En el primer trimestre de 2014 se había reconocido US\$6 millones de ingresos producto de los términos del acuerdo de recepción final de CTA y CTH firmado con la empresa contratista de dichos proyectos en marzo de 2014.

COSTOS OPERACIONALES

Información a Diciembre 2015 (En millones de US\$, excepto por volúmenes y porcentajes)

Costos de la operación	12M - 2014		12M - 2015		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Combustibles	(431,8)	42%	(367,9)	40%	63,9	-15%
Costo de compras de energía y potencia al mercado spot y ajustes	(162,0)	16%	(137,2)	15%	24,8	-15%
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(132,2)	13%	(135,6)	15%	(3,4)	3%
Otros costos directos de la operación	(295,5)	29%	(284,0)	31%	11,6	-4%
Total costos directos de ventas	(1.021,6)	96%	(924,7)	96%	96,9	-9%
Gastos de administración y ventas	(48,9)	5%	(49,6)	5%	(0,7)	1%
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas	(1,9)	0%	(2,5)	0%	(0,7)	37%
Otros ingresos/costos	3,5	0%	8,9	-1%	5,4	155%
TOTAL COSTOS DE LA OPERACIÓN	(1.068,9)	100%	(967,9)	100%	100,9	-9%
Estadísticas físicas (en GWh)						
Generación bruta de electricidad						
Carbón	7.106	79%	7.369	81%	263	4%
Gas	1.638	18%	1.571	17%	(67)	-4%
Petróleo diesel y petróleo pesado	211	2%	69	1%	(142)	-67%
Hidro/Solar	52	1%	51	1%	(1)	-2%
Total generación bruta	9.008	100%	9.060	100%	52	1%
Menos Consumos propios	(727)	-8%	(701)	-8%	26	-4%
Total generación neta	8.280	88%	8.359	87%	79	1%
Compras de energía en el mercado spot	1.161	12%	1.222	13%	61	5%
Total energía disponible para su venta antes de pérdidas de transmisión	9.442	100%	9.581	100%	140	1%

En 2015, nuestra generación bruta registró un aumento de 1%, debido a una mayor generación con carbón asociada al menor número de mantenencias de unidades carboneras en el periodo. La generación en base a carbón aumentó en un 4%, pasando a representar un 81% del mix de E.CL, 2 puntos porcentuales más que en 2014, desplazando tanto la generación menos eficiente a petróleo diésel como la generación con gas. En tanto, las compras en el mercado spot aumentaron 5%. Durante 2015, se llevaron a cabo mantenencias programadas a las unidades U13, U14, U15, U16, CTM1, CTM2, y CTA.

La disminución de US\$63,9 millones en la partida de combustibles se explica mayoritariamente (>80%) por los caídas en las partidas de costos de diésel, fuel-oil y carbón, y en menor medida por el costo de GNL, y fue levemente contrarrestada por un mayor costo de cal hidratada.

El costo de compras de energía y potencia al mercado spot disminuyó 15%, dado un menor costo marginal promedio en 2015 (26%), ligeramente contrarrestado por un mayor volumen de compras al spot (5%).

Los otros costos directos –que incluyen peajes de transmisión, costos de operación y mantención y costos de ventas de combustibles- también muestran una disminución respecto a 2014. Esto se explica en parte por el efecto de la apreciación del dólar sobre los costos operacionales en pesos y otros factores, tales como menores costos de estadía de naves.

Información a Diciembre 2015
(En millones de US\$, excepto por porcentajes)

	12M - 2014		12M- 2015		Variación	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
EBITDA						
Total ingresos de la operación	1.241,2	100%	1.142,7	100%	(98,5)	-8%
Total costo de ventas	(1.021,6)	-82%	(924,7)	-81%	96,9	-9%
Ganancia bruta	219,6	18%	218,0	19%	(1,6)	-1%
Gastos de administración y ventas y Otros ingresos de la operación	(47,3)	-4%	(43,2)	-4%	4,1	-9%
Ganancia Operacional	172,3	14%	174,8	15%	2,5	1%
Depreciación y amortización	134,1	11%	138,2	12%	4,1	3%
EBITDA	306,4	25%	312,9	27%	6,6	2%

Para el año 2015, el EBITDA alcanzó US\$312,9 millones, un aumento de 2% interanual. Por una parte, se observaron menores márgenes en la venta de energía y potencia producto de caídas en los indexadores de las tarifas de nuestros contratos, principalmente precios de combustibles y el índice de precios al productor en Estados Unidos, así como devoluciones de ventas de US\$16 millones como resultado del arbitraje con Codelco. Esto fue compensado con un efecto cambiario favorable que la sostenida depreciación del peso chileno tuvo sobre nuestros costos en pesos, compensaciones de seguros y reliquidaciones de peajes de subtransmisión, entre otros.

La depreciación aumentó en US\$4,1 millones en el periodo debido al inicio de la depreciación de los trabajos de mantención mayor de la U16 y del proyecto de mejoras ambientales, así como por un aumento no-recurrente producto de la depreciación de una mantención anterior de la U12.

RESULTADOS FINANCIEROS

Información a Diciembre 2015
(En millones de US\$, excepto por porcentajes)

	12M - 2014		12M - 2015		Variación	
	Monto	% Ingresos	Monto	% Ingresos	Monto	%
Resultados no operacionales						
Ingresos financieros	1,9	0%	2,5	0%	0,6	33%
Gastos financieros	(53,9)	-4%	(37,2)	-3%	16,7	-31%
Diferencia de cambio	1,4	0%	(7,8)	-1%	(9,2)	n.a.
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos	0,2	0%	1,8	0%	1,5	619%
Total resultado no operacional	(50,4)	-4%	(40,7)	-4%	9,7	-19%
Ganancia antes de impuesto	121,9	10%	134,1	12%	12,2	10%
Impuesto a las ganancias	(27,1)	-2%	(33,5)	-3%	(6,5)	24%
Utilidad (Pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto	94,8	8%	100,5	9%	5,7	6%
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	88,9	7%	94,2	8%	5,2	6%
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	5,9	0%	6,4	1%	0,5	8%
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO	88,9	7%	94,2	8%	5,2	6%
Ganancia por acción	0,08	0%	0,09	0%	0,0	6%

El gasto financiero para 2015 disminuyó respecto al año anterior debido principalmente a la alta base de comparación, puesto que en el último trimestre de 2014 se registró la amortización anticipada de gastos diferidos asociados al prepago del financiamiento del proyecto CTA con recursos provenientes de la colocación de un bono 144-A. Este refinanciamiento y la activación de intereses en el proyecto IEM (US\$2,8 millones) redundó en menores costos financieros durante 2015. La pérdida por diferencias de cambio se explica principalmente por el efecto de una marcada depreciación del peso chileno sobre ciertos activos en monedas distintas al dólar, moneda funcional de la compañía. Estos activos incluyen, entre otros, cuentas por cobrar a clientes, anticipos a proveedores e IVA crédito fiscal, cuyo saldo ha aumentado debido al inicio de la construcción de los proyectos TEN e IEM. Cabe notar que la mayor parte de esta pérdida no se tradujo en salidas de caja, especialmente, en el caso de cuentas por cobrar a clientes que quedan temporalmente expuestas a las fluctuaciones del tipo de cambio, ya que se facturan en pesos; sin embargo, se pagan en dólares, revirtiendo la diferencia de cambio al momento de su pago.

GANANCIA NETA

La utilidad después de impuestos aumentó 6% comparado con el año 2014, llegando a los US\$94,2 millones, favorecida por una menor base de comparación (bajo aporte del 4T de 2014) y levemente contrarrestada con un mayor impuesto a las ganancias. Este último aumentó de nivel en este periodo debido a tres factores: i) el alza en la tasa de impuesto a la renta en comparación con 2014 (reforma tributaria vigente desde septiembre de 2014); ii) el efecto de la aplicación de una tasa de 27% sobre los impuestos diferidos según se estipula en dicha reforma y; iii) un mayor monto de US\$2,9 millones de impuesto pagado en abril de 2015 en relación al gasto provisionado en diciembre de 2014.

LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Al 31 de diciembre de 2015, E.CL contaba con recursos en efectivo por US\$147,0 millones, sin contar el monto de caja disponible en la filial TEN por haberse registrado ésta como activo disponible para la venta debido al acuerdo alcanzado con Red Eléctrica en diciembre. Este nivel de efectivo compara con una deuda financiera total nominal de US\$750 millones¹.

Información a Diciembre 2015 (En millones de US\$)

Estado de flujo de efectivo	2014	2015
Flujos de caja netos provenientes de la operación	224,7	292,1
Flujos de caja netos usados en actividades de inversión	20,3	(373,2)
Flujos de caja netos obtenidos de actividades de financiamiento	(101,4)	(45,3)
CAMBIO EN EL EFECTIVO	143,5	(126,3)

FLUJOS DE CAJA PROVENIENTES DE LA OPERACIÓN

El flujo de caja neto proveniente de la operación en 2015 incluyó US\$349 millones de flujos de caja generados en la operación, los que luego del pago de impuestos a la renta (US\$21,1 millones) y de pagos de intereses sobre los dos bonos 144-A de la compañía (US\$35,5 millones) alcanzaron los US\$292,1 millones. Flujos de caja usados en actividades de inversión.

El flujo de caja utilizado en actividades de inversión en activos fijos fue de US\$357 millones netos de IVA. Este monto incluye US\$160 millones de inversiones en el proyecto de línea de transmisión entre el SING y el SIC (TEN); US\$95 millones en el proyecto Infraestructura Energética Mejillones (IEM), US\$14 millones en el nuevo puerto; US\$47,5 millones en mantenciones mayores, especialmente de la U16, y otras mejoras de activos existentes; US\$12 millones en el proyecto de mejoras ambientales; y US\$16 millones en el proyecto solar fotovoltaico Pampa Camarones.

Con una inversión cercana a los US\$170 millones, E.CL dio término al Proyecto de Reducción de Emisiones ("CAPEX medioambiental"), iniciativa que tuvo 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. La compañía instaló filtros de mangas para la reducción de emisiones de material particulado e implementó sistemas para reducir emisiones de gases (NOx y SO2), específicamente quemadores de bajo NOx y un sistema de desulfurización con cal hidratada. Los nuevos límites de emisiones previstos en dicha normativa comenzaron a aplicarse en Tocopilla a partir del 23 de junio 2015, lo que ha implicado un mayor consumo de cal en la operación de las centrales que ahí operan.

(1) Los montos nominales se refieren a capital de la deuda y difieren de los montos de deuda reportados bajo la metodología IFRS en el balance de la compañía, los que se presentan netos de costos diferidos y "mark-to-market" de operaciones de derivados financieros.

Nuestras inversiones en activos fijos en los años 2015 y 2014 ascendieron a los US\$357 millones y US\$79 millones, respectivamente, según se detalla a continuación:

**Información a Diciembre de cada año
(En millones de US\$)**

CAPEX	2014	2015
CTA (Nuevo Puerto)	2,9	14,3
CTH	2,4	0,3
Central Tamaya	0,4	0,5
IEM	-	94,9
TEN	-	160,1
Mantenimiento mayor de centrales generadoras y reacondicionamiento de equipos	35,6	47,5
Mejoras Medioambientales	14,8	12,4
Planta Solar	1,5	15,7
Otros	21,7	11,2
TOTAL INVERSIÓN EN ACTIVOS FIJOS	79,3	356,8

FLUJOS DE CAJA PROVENIENTES DE ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO

Los principales flujos relacionados con actividades de financiamiento durante 2015, fueron el pago de dividendos, por un total de US\$45,3 millones, que se componen del pago de dividendos de E.CL por un monto de US\$19,7 millones con cargo a las utilidades del año 2014, US\$13,5 millones, con cargo a las utilidades del año 2015, y pagos de US\$12,0 millones en dividendos al accionista minoritario de Inversiones Hornitos (CTH).

OBLIGACIONES CONTRACTUALES

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda al 31 de diciembre de 2015. 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 31/12/15
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	-	-	-	-	-
Intereses devengados	16,9	16,9	-	-	-
Valoración a mercado swaps	-	-	-	-	-
TOTAL	766,9	16,9	-	-	750,0

E.CL posee dos bonos bajo el formato 144-A/Reg S; el primero de ellos por US\$400 millones pagadero en una sola cuota de capital a su vencimiento el 15 de enero de 2021 y con una tasa de interés de cupón de 5,625% anual, y el segundo por US\$350 millones con un pago único de capital el 29 de enero de 2025 y una tasa cupón de 4,5% anual.

Con el objetivo de fortalecer la liquidez de la compañía, especialmente en un escenario con un fuerte plan de inversiones, en diciembre de 2014 E.CL firmó un contrato de línea de liquidez comprometida con el Banco de Chile por un total de UF 1.250.000 (equivalente a aproximadamente US\$45 millones) que permite realizar giros por hasta 3 años, pagando una comisión de disponibilidad por el monto no utilizado de la línea. Al 31 de diciembre, la compañía no había realizado ningún giro bajo esta línea.

En tanto, con fecha 30 de junio de 2015, E.CL celebró un contrato de línea de crédito comprometida de largo plazo con cinco instituciones bancarias (Mizuho, BBVA, Citibank, Caixabank y HSBC), la que permitirá a la compañía girar de manera flexible préstamos por hasta un monto total de US\$270 millones, pagaderos en hasta cinco años. La celebración del referido contrato se enmarca dentro del plan financiero de la compañía, que tiene como objeto otorgarle los fondos y la flexibilidad necesaria para financiar los diversos proyectos que lleva adelante. Esta línea de crédito devenga una comisión de disponibilidad sobre el monto no girado de la línea, y los préstamos que se giren devengarán intereses variables equivalentes a la tasa LIBOR de 90 días más el margen aplicable. Al 31 de diciembre, la compañía no había realizado ningún giro bajo esta línea de crédito.

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 28 de abril de 2015 nuestros accionistas aprobaron el reparto de dividendos por un monto equivalente al 30% de la utilidad neta del ejercicio fiscal 2014.

Con fecha 29 de Septiembre de 2015, el directorio de E.CL aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio en curso por la cantidad total de US\$13.500.000, lo que significa un dividendo de US\$0,0128167423 por acción, que se pagó, en su equivalente en pesos moneda nacional, el día 23 de Octubre de 2015, a los accionistas inscritos en el respectivo Registro de Accionistas a la medianoche del quinto día hábil anterior a esa fecha.

En tanto, en la sesión celebrada el 15 de diciembre de 2015, el Directorio aprobó la distribución de un dividendo provisorio con cargo a las utilidades del ejercicio en curso por la cantidad total de US\$ 8.000.000, lo que significa un dividendo de US\$ 0,0075951066 por acción, que se pagó, en su equivalente en pesos moneda nacional, el día 22 de enero de 2016, a los accionistas inscritos en el respectivo Registro de Accionistas a la medianoche del quinto día hábil anterior a esa fecha.

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
27 de mayo, 2015	Final (a cuenta de resultados netos de 2014)	19,7	0,01869
23 de octubre 2015	Provisorio (a cuenta de resultados 2015)	13,5	0,01280
22 de enero de 2016	Provisorio (a cuenta de resultados 2015)	8,0	0,00760

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, existe 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%. Por otra parte, nuestra compañía participa en el negocio de compra y venta de combustibles, particularmente, ventas de gas a terceros. En éste se producen desfases entre el momento de compra y pago de los embarques, que normalmente ocurren en un momento determinado, y la venta del combustible que puede ocurrir a lo largo del año. Es por esta razón, que en el año 2015, la compañía ha tomado contratos del tipo swap de precios de combustibles para cubrir la exposición de sus resultados y de sus flujos de caja a la volatilidad de los precios de combustibles.

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. Además, en la medida que se avanza en la construcción de nuestros proyectos TEN e IEM, está aumentando el saldo de la cuenta IVA débito fiscal que se encuentra en pesos ajustables por inflación, quedando expuesta a fluctuaciones en el tipo de cambio dólar-peso. En el caso del contrato con EMEL, éste es pagadero en pesos a un tipo de cambio observado que 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 y marzo de 2015, aprobó estrategias de cobertura de la exposición al riesgo cambiario de los flujos de caja de este contrato. Asimismo, la compañía, y su filial CTA firmaron contratos de derivados de cobertura de flujos de caja asociados a los pagos bajo los contratos EPC con S.K. Engineering and Construction, y Belfi, respectivamente, los que consideran flujos de pagos periódicos en monedas distintas al dólar (CLF y EUR) hasta el término de los respectivos períodos de construcción de los proyectos. En el mes de octubre, con posterioridad al cierre contable del 30 de septiembre de 2015, la filial TEN firmó contratos de derivados para cubrir la exposición de monedas de los flujos de caja asociados a los contratos EPC con Alstom y Sigdo Koppers. De esta forma, la compañía evitará variaciones en el costo de la inversión en activo fijo producto de fluctuaciones en los tipos de cambio ajenas a su control.

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 2015, un 100% del total de nuestra deuda financiera estaba a tasa fija. Los desembolsos bajo la línea de crédito comprometida a 5 años firmada el 30 de junio de 2015 con los bancos Mizuho, Citibank, BBVA, Caixabank y HSBC, estarán afectos a una tasa de interés variable sobre la tasa LIBOR de 90 días. A la fecha, no se han girado créditos bajo esta línea.

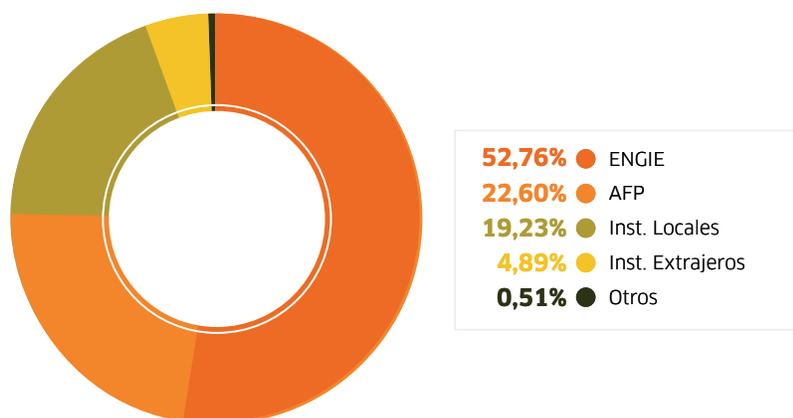
Al 31 de Diciembre de 2015 Vencimiento contractual (En millones de US\$)

	Tasa de interés promedio	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
TOTAL		-	-	-	-	750,0	750,0

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; sin embargo, dichas compañías se encuentran afectas a la variación de los precios mundiales de materias primas. Aunque nuestros clientes han demostrado una gran fortaleza para enfrentar ciclos adversos, nuestra compañía lleva a cabo revisiones periódicas de los riesgos comerciales. Por otra parte, contamos con el único cliente regulado del SING que proporciona suministro a clientes residenciales y comerciales. 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 2015 N° DE ACCIONISTAS: 1.898



ANEXO 1

ESTADÍSTICAS FÍSICAS Y ESTADOS FINANCIEROS TRIMESTRALES RESUMIDOS

	Ventas Físicas (En GWh)									
	2014					2015				
	1T14	2T14	3T14	4T14	12M14	1T15	2T15	3T15	4T15	12M15
Ventas físicas										
Ventas de energía a clientes no regulados	1.745	1.748	1.758	1.845	7.096	1.726	1.749	1.786	1.839	7.100
Ventas de energía a clientes regulados	451	447	457	461	1.816	463	466	478	477	1.884
Ventas de energía al mercado spot	75	19	83	34	211	149	42	109	97	397
TOTAL VENTAS DE ENERGÍA	2.271	2.214	2.298	2.341	9.123	2.337	2.258	2.373	2.414	9.381
Generación bruta por combustible										
Carbón	1.731	1.660	1.821	1.895	7.106	1.826	1.825	1.791	1.927	7.369
Gas	381	440	398	419	1.638	404	407	386	373	1.571
Petróleo diesel y petróleo pesado	77	70	43	22	211	23	31	6	9	69
Hidro/ Solar	15	12	12	13	52	13	11	12	14	51
Total generación bruta	2.204	2.183	2.273	2.348	9.008	2.267	2.274	2.195	2.324	9.060
Menos Consumos propios	(177,9)	(199,7)	(169,9)	(179,6)	(727,2)	(167,5)	(180,6)	(163,1)	(189,5)	(700,8)
TOTAL GENERACIÓN NETA	2.026	1.983	2.103	2.169	8.280	2.099	2.093	2.032	2.134	8.359
Compras de energía en el mercado spot	306	308	287	260	1.161	291	216	387	329	1.222
TOTAL ENERGÍA DISPONIBLE ANTES DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN	2.332	2.291	2.390	2.429	9.442	2.390	2.309	2.419	2.463	9.581

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

Ingresos de la operación	1T14	2T14	3T14	4T14	12M14	1T15	2T15	3Q15	4Q15	12M15
Ventas a clientes regulados	46,5	54,1	57,6	55,3	213,6	55,4	51,6	50,8	47,4	205,2
Ventas a clientes no regulados	209,9	220,4	210,4	206,0	846,7	181,9	180,4	186,3	166,5	715,0
Ventas al mercado spot y ajustes	5,8	2,5	4,9	2,9	16,1	6,2	7,3	6,3	6,3	26,1
Total ingresos por venta de energía y potencia	262,1	277,0	273,0	264,3	1.076,4	243,4	239,4	243,4	220,1	946,3
Ventas de gas	10,9	24,6	28,3	14,6	78,4	18,5	23,1	30,3	32,7	104,6
Otros ingresos operacionales	35,3	16,5	18,5	16,2	86,4	25,8	19,6	25,8	20,7	91,9
Total ingresos operacionales	308,4	318,1	319,7	295,0	1.241,2	287,6	282,0	299,6	273,5	1.142,7
Costos de la operación										
Combustibles	(109,6)	(113,3)	(99,3)	(109,6)	(431,8)	(96,5)	(84,4)	(87,2)	(99,9)	(367,9)
Costo de compras de energía y potencia al spot	(37,0)	(47,6)	(43,6)	(33,8)	(162,0)	(30,2)	(33,9)	(44,8)	(28,2)	(137,2)
Depreciación y amortización en el costo de ventas	(32,6)	(33,5)	(31,9)	(34,2)	(132,2)	(31,4)	(32,9)	(37,3)	(34,0)	(135,6)
Otros costos directos de la operación	(71,7)	(75,7)	(72,0)	(76,1)	(295,5)	(69,5)	(75,0)	(71,6)	(67,8)	(284,0)
Total costos directos de ventas	(251,0)	(270,2)	(246,8)	(253,7)	(1.021,6)	(227,6)	(226,3)	(240,9)	(230,0)	(924,7)
Gastos de administración y ventas	(10,6)	(10,1)	(12,7)	(15,5)	(48,9)	(11,4)	(12,8)	(8,7)	(16,6)	(49,6)
Depreciación y amortización en el gasto de administración y ventas	(0,4)	(0,4)	(0,5)	(0,6)	(1,9)	(0,6)	(0,6)	(0,5)	(0,9)	(2,5)
Otros ingresos de la operación	0,6	0,5	(0,2)	2,6	3,5	0,1	4,8	0,8	3,1	8,9
Total costos de la operación	(261,4)	(280,1)	(260,1)	(267,2)	(1.068,9)	(239,5)	(234,9)	(249,3)	(244,3)	(967,9)
Ganancia operacional	47,0	37,9	59,6	27,8	172,3	48,1	47,2	50,2	29,2	174,8
EBITDA	79,9	71,9	92,0	62,6	306,4	80,1	80,6	88,0	64,2	312,9
Ingresos financieros	0,9	0,6	0,4	0,1	1,9	0,3	0,6	0,6	1,0	2,5
Gastos financieros	(11,4)	(11,7)	(11,3)	(19,6)	(53,9)	(10,9)	(8,7)	(8,1)	(9,6)	(37,2)
Diferencia de cambio	(0,1)	(1,8)	2,8	0,4	1,4	1,9	(6,2)	(5,5)	1,9	(7,8)
Otros (gastos)/ingresos no operacionales netos	(0,2)	0,4	(0,1)	0,1	0,2	0,0	(0,1)	1,5	0,4	1,8
Total resultado no operacional	(10,8)	(12,5)	(8,1)	(19,0)	(50,4)	(8,7)	(14,4)	(11,5)	(6,2)	(40,7)
Ganancia antes de impuesto	36,2	25,5	51,5	8,7	121,9	39,5	32,8	38,8	23,0	134,1
Impuesto a las ganancias	(9,2)	(4,7)	(10,6)	(2,6)	(27,1)	(9,8)	(14,4)	(9,9)	0,5	(33,5)
Utilidad (pérdida) de Actividades Continuas después de impuesto	27,0	20,7	40,9	6,2	94,8	29,7	18,4	28,8	23,6	100,5
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	24,8	19,7	40,6	3,8	88,9	27,3	17,7	27,4	21,8	94,2
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	2,2	1,0	0,3	2,4	5,9	2,5	0,7	1,5	1,8	6,4
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO	24,8	19,7	40,6	3,8	88,9	27,3	17,7	27,4	21,8	94,2
GANANCIA POR ACCIÓN	0,024	0,019	0,039	0,004	0,084	0,026	0,017	0,026	0,021	0,089

Balance
(En millones de US\$)

	2014	2015
	31-Dic-14	31-Dic-15
Activo corriente		
Efectivo y efectivo equivalente ⁽¹⁾	268,9	147,0
Otros activos financieros corrientes	1,6	1,5
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	126,6	125,9
Impuestos por recuperar	41,7	39,1
Inventarios corrientes	181,1	173,5
Otros activos no financieros corrientes	60,2	24,2
Activos para la venta	-	247,9
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	680,0	758,9
Activos no corrientes		
Propiedades, planta y equipos - neto	1.881,7	1.972,7
Otros activos no corrientes	404,1	379,0
TOTAL ACTIVO	2.965,8	3.110,6
Pasivos corrientes		
Deuda financiera	12,0	19,0
Otros pasivos corrientes	197,8	219,2
Pasivos incluidos en activos para venta	-	35,3
Total pasivos corrientes	209,8	273,5
Pasivos no corrientes		
Deuda financiera	723,7	741,1
Otros pasivos de largo plazo	251,5	270,6
Total pasivos no corrientes	975,2	1.011,7
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.681,9	1.729,0
Participaciones no controladoras	98,9	96,3
Patrimonio	1.780,8	1.825,4
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	2.965,8	3.110,6

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

ANEXO 2

INDICADORES FINANCIEROS

INDICADORES FINANCIEROS			Dic-14	Dic-15	Var.
LIQUIDEZ	Liquidez corriente (activos corrientes / pasivos corrientes)	(veces)	3,24	2,77	-14%
	Razon ácida (activos corrientes - inventarios) / pasivos corrientes)	(veces)	2,38	2,14	-10%
	Capital de trabajo (activos corrientes - pasivos corrientes)	MMUS\$	470,2	485,4	3%
ENDEUDAMIENTO	Leverage (pasivos corrientes + pasivos no corrientes) / patrimonio)	(veces)	0,67	0,70	6%
	Cobertura de gastos financieros * (EBITDA / gastos financieros)	(veces)	5,68	8,41	48%
	Deuda financiera sobre EBITDA*	(veces)	2,40	2,43	1%
	Deuda financiera neta sobre EBITDA*	(veces)	1,52	1,96	29%
RENTABILIDAD	Rentabilidad del patrimonio* (ganancia atribuible a la controladora / patrimonio atribuible a la controladora)	%	5,3%	5,4%	3%
	Rentabilidad de activos* (ganancia atribuible a la controladora / activos totales)	%	3,0%	3,0%	1%

*últimos 12 meses



20
15

www.e-cl.cl

