



SIRVIENDO

CON
ENERGIA

2014
Memoria
Anual



IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD

Razón Social

CGE Distribución S.A.

Nombre de Fantasía

CGE DISTRIBUCIÓN

Domicilio Legal

Presidente Riesco 5561 Piso 14, Santiago

Tipo de Entidad

Sociedad Anónima Abierta

RUT

99.513.400-4

Sitio Web

www.cgedistribucion.cl

Correo Electrónico

cgedistribucion@cgedistribucion.cl

Código Postal

756 1127

Casilla

Casilla 27002, Clasificador N°8

Teléfono

(56-2) 2680 7000

Fax

(56-2) 2680 7104

Documentos Constitutivos

Constituida por escritura pública otorgada en Santiago el 31 de enero de 2003 en la notaría del señor Gonzalo de la Cuadra Fabres, publicada en el Diario Oficial N°37.483 de fecha 12 de febrero de 2003 e inscrita a fojas 4022 número 3193 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago del año 2003.

Inscripción SVS

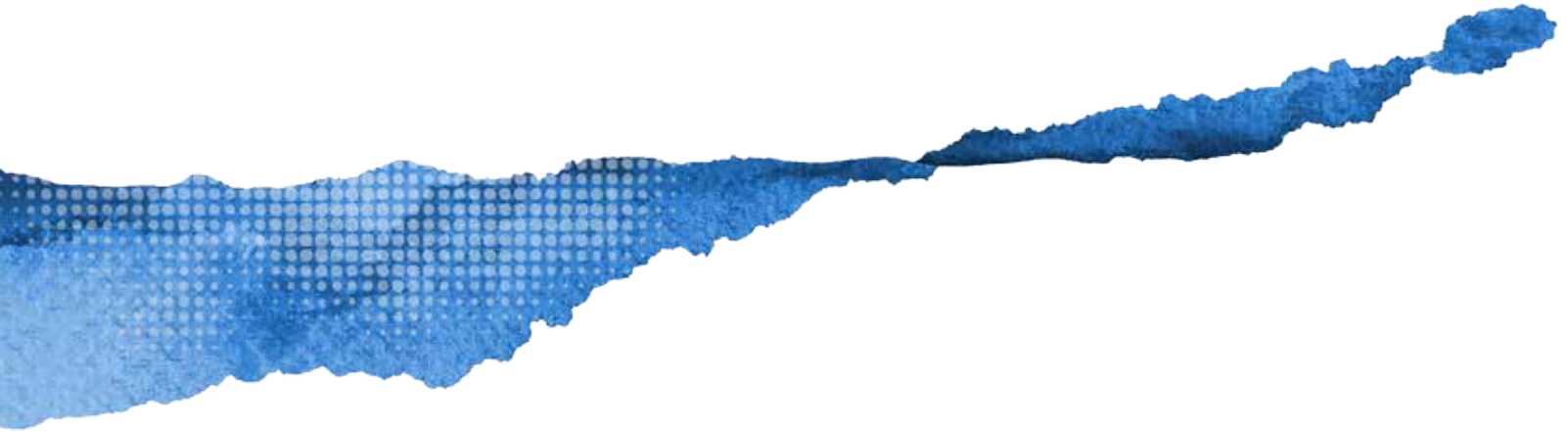
N°841 con fecha 11 de agosto de 2004

Inversionistas

Contacto: Gonzalo Soto Serdio

Tel. (56-2) 26807115

Correo Electrónico: gisotos@cge.cl



2014
Memoria
Anual

CONTENIDO

CGE DISTRIBUCIÓN

Carta del Presidente	4
Directorio CGE DISTRIBUCIÓN	6
Organigrama y Administración	8
Propiedad y Control de la Sociedad	10
Hechos Destacados 2014	14
Proyecto Fusión	
CGE DISTRIBUCIÓN/EMELECTRIC-EMETAL	16
Reseña Histórica	18
Informe a los Accionistas	20
Marcha de la Empresa	28
Gestión Comercial	37
Gestión Regulatoria	43
Gestión Administrativa y Financiera	59
Propiedades	63
Gestión de Personas	64
Gestión Técnica	68
Declaración de Responsabilidad	74
Estados Financieros e Informe de Auditor Independiente (CD Adjunto)	75





CARTA DEL PRESIDENTE

Estimados Señores Accionistas,

Por encargo del Directorio de CGE DISTRIBUCIÓN, tengo el agrado de presentar la Memoria y Balance Anual de la Sociedad correspondiente al ejercicio 2014.

Este año ha estado marcado por el cumplimiento de una serie de hitos relevantes para nuestra empresa e industria, que se han transformado en verdaderos puntos de inflexión, que sin duda contribuirán al desarrollo del sector de energía en Chile.

Como compañía hemos abordado estos desafíos disponiendo de las mejores capacidades internas, articulándonos y promoviendo una visión común de calidad de servicio hacia nuestros clientes. Todo este trabajo hizo posible avanzar en la consolidación de nuestros resultados y finalizar el año con una utilidad histórica de MM\$ 49.274.

El crecimiento fue un impulsor importante para este resultado. De hecho en el período observamos un incremento de la energía operada de 3,8 % respecto al período anterior, alcanzando una cobertura total de 1.767.275 clientes bajo una misma plataforma comercial, distribuidos entre la Región Metropolitana y la IX Región.

Todo esto se materializó en medio de una activa gestión regulatoria, tarifaria y legislativa. En efecto, durante este año se publicaron la modificación a la Ley Eléctrica para promover la Interconexión de Sistemas Eléctricos Independientes, el Reglamento que regula el Pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residenciales y el Reglamento de Licitaciones de Energía Renovable No Convencional. Adicionalmente, se fijaron los Precios de Servicios No Consistentes en Suministros de Energía.

En este contexto, la Agenda de Energía presentada en marzo por el Ejecutivo constituyó una importante señal. En efecto, en dicha Agenda se define un plan de acción, estructurado en siete ejes centrales, para destrabar las inversiones en el sector energético y disminuir el déficit de infraestructura que se ha producido en los últimos años. Al respecto, destacan las medidas específicas que dicen relación con los perfeccionamientos de los procesos licitatorios, la modificación del límite de potencia de los clientes sujetos a fijación de precios y la implementación

de un mecanismo de desacople con el objeto que las empresas distribuidoras deban implementar programas de eficiencia energética.

Igualmente positivo es lo ocurrido en el último proceso de licitación realizado en conjunto con las otras distribuidoras de la industria en diciembre de este año, en el que, después de varios intentos infructuosos, se logró adjudicar el 92% de la energía requerida a un precio aproximado de 108 US\$/MWh, el cual es sustancialmente menor al registrado en los últimos procesos realizados con anterioridad. Un aspecto especialmente relevante fue la participación de nuevos actores en el sistema.

En este marco, recientemente ha sido promulgada la Ley que Perfecciona el Sistema de Licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes Sujetos a Fijación de Precios, dotando de más atribuciones al Estado y estableciendo claramente el rol de las empresas distribuidoras. Entre los aspectos más relevantes de esta nueva ley está la instalación de un esquema más flexible para la definición de los bloques de suministro; la fijación de precios máximos por parte de la autoridad; la incorporación de mecanismos de revisión de precios ante eventos no previstos; la posibilidad de postergar la fecha de inicio del suministro o poner término al contrato en el caso de nuevos proyectos en determinadas circunstancias; la regulación del abastecimiento de suministros sin contrato y el aumento del límite máximo para la potencia conectada de los clientes regulados.

Esperamos que estas iniciativas y condiciones signifiquen ir dejando atrás la tendencia negativa en la oferta de energía, sus precios y confiabilidad del sistema eléctrico, y sean precursoras de perfeccionamientos integrales para nuestro sector, que nos permitan responder adecuadamente a los requerimientos energéticos del país.

Si puedo identificar un hito que trazó un antes y un después en nuestra historia reciente es la integración de EMELECTRIC-EMETAL a CGE DISTRIBUCIÓN. En marzo el Ministerio de Energía autorizó la transferencia de concesiones de servicio público de distribución a CGE DISTRIBUCIÓN, en un proceso que viene desde 2010 implementándose, pero que en 2014 significó movilizar el compromiso y profesionalismo de gran parte de nuestros equipos en la unificación de sistemas.

Se trata de un logro anhelado, a partir del cual iniciamos la operación bajo una plataforma integrada, apuntando a ser cada vez más eficientes y seguros en nuestros procesos y en la gestión de información. Tras este paso, fortalecimos la promesa que sostenemos con nuestros clientes: la de brindarles un servicio de calidad en cada punto de contacto.

El mismo sentido tuvo en 2014 la adopción de un Sello de Calidad en la empresa, con el cual queremos construir una relación de confianza con nuestros clientes a partir del compromiso, la resolutivez, la empatía y oportunidad como atributos constitutivos de nuestra esencia como empresa de servicio.

La confirmación de que estas acciones nos conducen a buen puerto está en el comportamiento de los indicadores de gestión comercial, donde el Índice de Lealtad Neto (ILN) mejoró un 38,31% respecto de 2013. Este foco en calidad de servicio estuvo además respaldado en este periodo por un plan de inversión en infraestructura eléctrica de MM\$ 22.996 y en la materialización de 6.167 proyectos, distribuidos en obras para nuevos clientes, trabajos de ampliación y mejoramiento de las redes de distribución eléctrica, proyectos de disminución de pérdidas, medidores y equipos eléctricos.

La buena noticia es que este compromiso resultó visible para nuestros clientes. Así lo evidenció la Encuesta de Calidad de Servicio, ECSE, aplicada por la SEC, en la que logramos una considerable mejora de 10 puestos respecto del ranking del año anterior, con un 21,6% de incremento en la nota.

En otra arista, en un clima de respeto y confianza mutua, se realizó la negociación colectiva con el 90% de nuestros sindicatos, en un proceso que se caracterizó por una visión compartida respecto de reforzar el desempeño de nuestros colaboradores como factor de definición estratégica. Buen desempeño que en otros ámbitos significó reconocimientos a nivel nacional, como el otorgado por la Asociación Chilena de Seguridad, que nos distinguió en 2014 entre las 16 empresas chilenas más comprometidas con la Seguridad y Salud dentro de un universo de 48 mil compañías, confirmando que el compromiso que sostenemos a todo evento con la seguridad de colaboradores y contratistas, es coherente en el trabajo diario de nuestros equipos.

Respecto de nuestro vínculo con las comunidades, como cada año realizamos diversas campañas de prevención y eficiencia energética, junto a otras iniciativas educativas y charlas con información comercial para juntas de vecinos, en una labor donde nos articulamos con autoridades, organizaciones sociales y comunales, en la construcción de una relación más cercana y de largo plazo en aquellas zonas donde brindamos servicio.

En este contexto y por segundo año llevamos a cabo el Programa de Relacionamiento con la Comunidad, PRC, orientado a nuestros clientes de la zona sur de Santiago y que busca entregar un servicio seguro y confiable, a través de soluciones comerciales a la medida de su realidad social y económica.

Buscamos generar un vínculo más estrecho, con un plan integral de acciones educativas, informativas y recreativas. En el marco de este programa se realizaron 58 mesas de trabajo con líderes vecinales y juntas de vecinos, 61 talleres educativos y 6 jornadas deportivas donde participaron más de 3.500 niños, acompañados por sus familias.

En materia social también destaca nuestra campaña solidaria Misión Noche Buena, coordinada por Fundación CGE. A través de esta iniciativa, colaboradores de todas nuestras empresas y miembros de la comunidad participaron activamente en la recaudación de fondos para la compra de Cajas de Navidad destinadas a familias de escasos recursos. El compromiso voluntario por región logró entregar más de 11.000 cajas desde Arica a Puerto Williams.

Otro hecho de gran relevancia fue que en noviembre GAS NATURAL FENOSA lanzó una Oferta Pública de Acciones (OPA) y adquirió el 96,5% del capital social de CGE. De esta forma, pasamos a formar parte de las principales empresas energéticas integradas de gas y electricidad, líder en España y en Latinoamérica, y uno de los principales operadores de GNL del mundo, con presencia en más de 30 países y más de 23 millones de clientes.

Finalmente, en mi calidad de Presidente del Directorio de CGE DISTRIBUCIÓN, deseo agradecer el gran trabajo y compromiso de nuestros colaboradores, desde la Región Metropolitana hasta la Araucanía, frente a cada desafío que nos planteó el año 2014, y los invito a trabajar con el mismo entusiasmo en 2015, para avanzar en nuestro sueño de ser una empresa líder de distribución eléctrica en Chile, reconocidos por el esfuerzo diario de mejorar la calidad de servicio para nuestros clientes.



Eduardo Morandé Montt
Presidente del Directorio



DIRECTORIO CGE DISTRIBUCIÓN



PRESIDENTE
Eduardo Rafael Morandé Montt
Ingeniero Comercial
RUT: 7.024.596-5



VICEPRESIDENTE
Luis Gonzalo Palacios Vásquez
Ingeniero Civil Industrial
RUT: 5.545.086-2



DIRECTOR
Wilhelm Franz Wendt Glena
Ingeniero Civil
RUT: 6.323.400-1



DIRECTOR
Mauricio Russo Camhi
Ingeniero Civil
RUT: 7.774.599-8

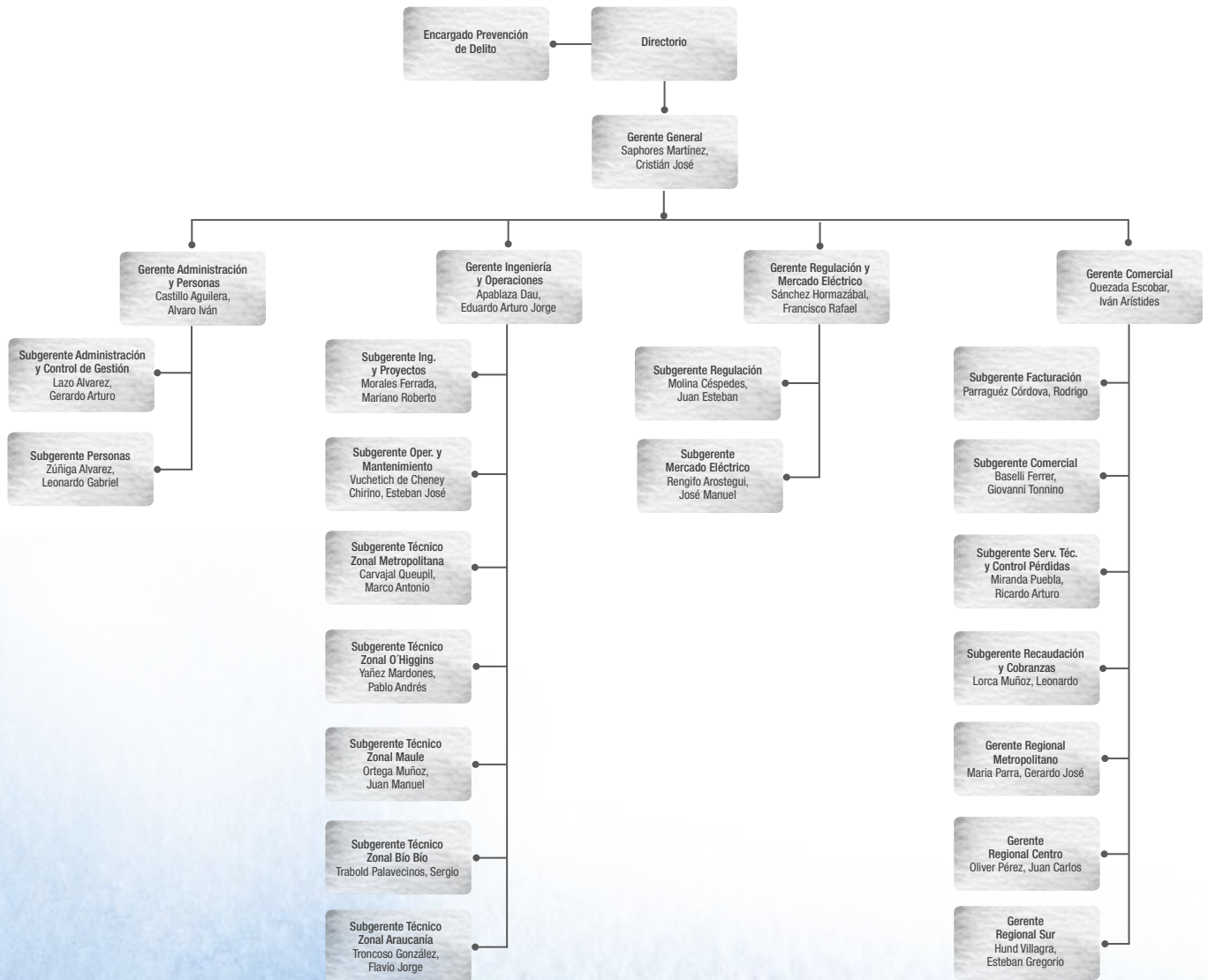


DIRECTOR
Pablo Sobarzo Mierzo
Ingeniero Comercial
RUT: 9.006.201-8



DIRECTOR
Rafael Pablo Salas Cox
Abogado
RUT: 9.609.399-3

ORGANIGRAMA Y ADMINISTRACIÓN



Gerente General y Representante Legal

Cristián Saphores Martínez
Ingeniero Civil de Industrias
RUT: 7.052.000-1
Ejerce el cargo desde el 30 de abril de 2011

Gerente de Administración y Personas

Álvaro Castillo Aguilera
Ingeniero Civil Industrial
RUT: 9.693.102-6
Ejerce el cargo desde el 30 de noviembre de 2012

Gerente Comercial

Iván Quezada Escobar
Ingeniero Civil Eléctrico
RUT: 10.051.610-2
Ejerce el cargo desde el 30 de noviembre de 2012

Gerente de Ingeniería y Operaciones

Eduardo Apablaza Dau
Ingeniero Civil Eléctrico
RUT: 9.048.258-0
Ejerce el cargo desde el 01 de mayo de 2008

Gerente de Regulación y Mercado Eléctrico

Francisco Sánchez Hormazábal
Ingeniero Civil de Industrias
RUT: 10.768.919-2
Ejerce el cargo desde el 01 de octubre de 2008

Gerente Regional Metropolitano

Gerardo María Parra
Ingeniero Comercial
RUT: 6.957.151-4
Ejerce el cargo desde el 03 de noviembre de 2012

Gerente Regional Centro

Juan Carlos Oliver Pérez
Ingeniero Comercial
RUT: 7.662.705-3
Ejerce el cargo desde el 03 de noviembre de 2012

Gerente Regional Sur

Esteban Hund Villagra
Ingeniero Civil Industrial
RUT: 8.219.185-0
Ejerce el cargo desde el 03 de noviembre de 2012

Subgerente de Administración y Control de Gestión

Gerardo Lazo Álvarez
Ingeniero Civil Electricista
RUT: 9.440.805-9
Ejerce el cargo desde el 01 de octubre de 2013

Subgerente de Personas

Leonardo Gabriel Zuñiga Álvarez
Ingeniero Civil Industrial
RUT: 10.637.769-3
Ejerce el cargo desde el 1 de septiembre de 2014

Subgerente de Mercado Eléctrico

José Manuel Rengifo Arostegui
Ingeniero Civil de Industrias
RUT: 12.232.721-3
Ejerce el cargo desde el 01 de diciembre de 2011

Subgerente de Regulación

Juan Esteban Molina Céspedes
Ingeniero Civil Electricista
RUT: 10.058.095-0
Ejerce en el cargo desde el 01 de mayo de 2008

Subgerente de Ingeniería y Proyectos

Mariano Morales Ferrada
Ingeniero Civil Eléctrico
RUT: 10.019.008-7
Ejerce el cargo desde el 01 de octubre de 2009

Subgerente de Operaciones y Mantenimiento

Esteban Vuchetich de Cheney Chirino
Ingeniero Civil Electricista
RUT: 8.880.694-8
Ejerce el cargo desde el 01 de mayo de 2006

Subgerente Comercial

Giovanni Baselli Ferrer
Ingeniero Civil Industrial
RUT: 10.335.243-6
Ejerce el cargo desde el 30 de noviembre de 2012

Subgerente de Facturación

Rodrigo Parraguez Córdova
Ingeniero Comercial
RUT: 12.438.667-5
Ejerce el cargo desde el 30 de noviembre de 2012

Subgerente de Recaudación y Cobranzas

Leonardo Lorca Muñoz
Ingeniero Comercial
RUT: 12.722.503-6
Ejerce el cargo desde el 30 de noviembre de 2012

Subgerente Servicio Técnico y Control de Pérdidas

Ricardo Miranda Puebla
Ingeniero Civil Industrial
RUT: 7.243.124-3
Ejerce el cargo desde el 01 de noviembre de 2013

Subgerente Técnico Zonal Metropolitana

Marco Antonio Carvajal Queupil
Ingeniero Civil Eléctrico
RUT: 10.197.074-4
Ejerce el cargo desde el 30 de octubre de 2008

Subgerente Técnico Zonal O'Higgins

Pablo Andrés Yañez Mardones
Ingeniero en Ejecución en Electricidad
RUT: 10.022.345-7
Ejerce el cargo desde el 01 de enero de 2013

Subgerente Técnico Zonal Maule

Juan Manuel Ortega Muñoz
Ingeniero Civil Industrial
RUT: 8.146.557-6
Ejerce el cargo desde el 01 de junio de 2007

Subgerente Técnico Zonal Bio Bio

Sergio Trabold Palavecinos
Ingeniero de Ejecución en Electricidad
RUT: 6.305.368-6
Ejerce el cargo desde el 01 de noviembre de 2005

Subgerente Técnico Zonal Araucanía

Flavio Jorge Troncoso González
Ingeniero de Ejecución en Electricidad
RUT: 8.234.378-4
Ejerce el cargo desde el 01 de julio de 2004

PROPIEDAD Y CONTROL DE LA SOCIEDAD

PROPIEDAD

Al 31 de diciembre de 2014, el Capital de la Sociedad se encuentra conformado por 177.952.073 acciones, serie única, íntegramente suscritas y pagadas por sus 1.338 accionistas. Los 12 principales accionistas se muestran en el siguiente cuadro:

Razón Social o Nombre Accionista	RUT	Acciones	% de participación
COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.	90.042.000-5	176.784.084	99,3436%
LARRAÍN VIAL S.A.CORREDORA DE BOLSA	80.537.000-9	69.139	0,0389%
PIZARRO LIZANA, HERMINIA	2.550.511-5	63.551	0,0357%
MENA DIAZ, JOSE HUMBERTO	3.633.277-8	59.237	0,0333%
BANCHILE CORREDORES DE BOLSA S.A.	96.571.220-8	39.974	0,0225%
POLANCO HENRIQUEZ, HUMBERTO ARTURO	3.441.352-5	29.341	0,0165%
ASENJO TAPIA, JOSE JAIME	3.332.909-1	25.570	0,0144%
INVERSIONES TACORA LTDA.	78.241.260-4	24.730	0,0139%
MELLA MELLA, RAMON HERNAN	6.783.544-1	21.966	0,0123%
BCI CORREDOR DE BOLSA S.A.	96.519.800-8	21.269	0,0120%
GEBHARDT MEUSEL, KARL RUDOLF PETER	3.247.120-K	19.752	0,0111%
SUCESIÓN BERRIOS BUSTOS ROSENDO	53.236.020-K	18.801	0,0106%
TOTAL		177.177.414	99,5647%

Durante el año 2004, CGE Distribución S.A. (CGE DISTRIBUCIÓN) realizó un aumento de capital por un total de 86.260.603 acciones, de acuerdo a lo aprobado en la Segunda Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 8 de agosto de 2003. El valor total de las acciones suscritas ascendió a la suma de MM\$ 86.261, valor que fue pagado por Compañía General de Electricidad S.A. (CGE) mediante el aporte en dominio de los activos y pasivos utilizados en el desarrollo de su giro o actividad de distribución de energía eléctrica.

El 31 de mayo de 2005, al materializarse la fusión de la Sociedad con Compañía Eléctrica del Río Maipo S.A. (RÍO MAIPO), se realizó la emisión de 383.822 acciones, conforme a lo aprobado en la Quinta Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 15 de abril de 2005. De este modo, con fecha 22 de junio de 2005 se realizó el canje de las acciones de RÍO MAIPO que poseían los accionistas minoritarios sobre esa sociedad, entendiéndose enterado el aumento de capital de MM\$ 314,8, equivalente a las 383.822 acciones.

En Junta Extraordinaria de Accionistas de CGE DISTRIBUCIÓN, de fecha 12 de abril de 2007, se aprobó la fusión por incorporación de CGE DISTRIBUCIÓN VII a la primera, y un aumento de capital social por MM\$ 21.616, correspondiente a la emisión de 11.384.749 acciones nominativas, serie única, sin valor nominal, a enterarse y pagarse con el aporte en dominio, por igual suma, de la totalidad del patrimonio de CGE DISTRIBUCIÓN VII.

A consecuencia de esta fusión, en Sesión de Directorio de CGE DISTRIBUCIÓN, de fecha 20 de julio de 2007, se acordó poner dichas acciones a disposición de los accionistas de CGE DISTRIBUCIÓN VII incorporados a CGE DISTRIBUCIÓN, cuya emisión fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS) con el N°802, de fecha 25 de junio de 2007. Esto se efectuó mediante un canje de acciones, a partir del día 25 de julio de 2007, con lo cual se entendió enterado el aumento de capital de MM\$ 21.616, equivalente a las 11.384.749 acciones.

Posteriormente, con fecha 4 de octubre de 2010, se realizó la Octava Junta Extraordinaria de Accionistas citada por Directorio con fecha 9 de septiembre de 2010, en la cual se acordó aumentar el capital social por un monto de M\$ 49.990.957, mediante la emisión de 11.332.000 de acciones de pago, nominativas, de una misma serie y sin valor nominal y facultando al Directorio para que determinara la fecha o las fechas en que se efectuaría una o más emisiones de acciones de pago y para fijar su forma, plazos y condiciones de pago.

En cumplimiento de lo acordado en la junta extraordinaria de accionistas antes referida, el Directorio, en Sesión Extraordinaria del 15 de octubre de 2010, acordó emitir un total de 6.823.000 nuevas acciones nominativas, de una misma serie y sin valor nominal, con cargo al aumento de capital referido, a un precio de \$ 4.412,28 cada una, emisión representativa de M\$ 30.104.986; y requerir la inscripción de dicha emisión de acciones en el Registro de Valores que lleva la SVS, y en una bolsa de valores.

De este modo, con fecha 30 de noviembre de 2010 se inició el respectivo periodo de opción preferente por aumento de capital, mediante el cual CGE, accionista controlador de la Sociedad, suscribió y pagó un total de 6.799.644 acciones de pago, emitidas con cargo al aumento de capital aprobado en la Octava Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 4 de octubre de 2010. Dicha suscripción y pago de acciones, ascendió a la suma de M\$ 30.001.933, equivalente a 99,67% de la oferta preferente de suscripción de acciones de pago.

Los accionistas minoritarios suscribieron M\$ 20.888 equivalentes a 4.734 acciones, con lo cual la emisión de patrimonio quedó perfeccionada en M\$ 30.022.821.

En el ejercicio 2010, se inició además al plan de reorganización societaria del grupo de empresas EMEL, con el propósito de simplificar la estructura de propiedad del Grupo CGE y de organizar los activos de las empresas de servicio público eléctrico de acuerdo a su situación geográfica y de negocios.

Para ello, el plan consideró adaptar la estructura de las referidas empresas eléctricas del Grupo EMEL para lograr sociedades concentradas en el desarrollo de su actividad principal, para lo cual debía desprenderse de los activos operacionales que no correspondían a su especialidad y de las acciones que poseían en otras empresas eléctricas. Para tal efecto se previó distribuir y aportar dichos activos mediante la aprobación de diversas divisiones y fusiones.

En el marco de esta reestructuración societaria, en Sesión Extraordinaria de Directorio, celebrada el 12 de diciembre de 2011, se informó que CGE, solicitó la realización de una Junta Extraordinaria de Accionistas, para tratar el aumento del capital social de CGE DISTRIBUCIÓN, con el objeto de incorporar en ésta, la totalidad de su participación accionaria en EMEL SUR, ascendente al 98,15775%.

CGE DISTRIBUCIÓN aprobó el 4 de enero de 2012 un aumento del capital social que permitió incorporar la totalidad de la participación accionaria que poseía CGE en Emel Sur S.A. Con esto, CGE DISTRIBUCIÓN pasó a controlar directamente a Emel Sur S.A. e indirectamente a Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. (EMELECTRIC) y la Empresa Eléctrica de Talca S.A. (EMETAL).

El 26 de marzo de 2012, de acuerdo al aumento de capital aprobado por el directorio el 4 de enero de 2012, CGE DISTRIBUCIÓN pasa a controlar directamente a Emel Sur S.A. e indirectamente a EMELECTRIC y EMETAL.

En la Décima Junta Extraordinaria de Accionistas de CGE DISTRIBUCIÓN, de fecha 15 de abril de 2013, se aprobó la fusión por incorporación de la filial Emel Sur S.A. a la primera, con un aumento de capital social por MM\$ 2.399, correspondientes a la emisión de 806.906 acciones de pago, serie única, sin valor nominal a enterarse y pagarse con el aporte en dominio, por igual suma, de la totalidad del patrimonio de Emel Sur S.A.

A consecuencia de ésta fusión, en Sesión Extraordinaria de Directorio de CGE DISTRIBUCIÓN, de fecha 24 de mayo de 2013, se acordó poner dichas acciones a disposición de los accionistas de Emel Sur S.A. incorporados a CGE DISTRIBUCIÓN, cuya emisión fue inscrita en el Registro de Valores de la SVS con el N°979, de fecha 10 de julio de 2013. Esto se efectuó mediante un canje de acciones, a partir del día 14 de agosto de 2013, con lo cual se entendió enterado el aumento de capital de MM\$ 2.399, equivalente a las 806.906 acciones.

A partir de ésta fusión, CGE DISTRIBUCIÓN quedó con el control directo de las filiales de la disuelta Emel Sur S.A., EMELECTRIC y EMETAL.

En noviembre de 2014, los directorios de EMELECTRIC y EMETAL declararon la disolución de las mismas en CGE DISTRIBUCIÓN, confundiendo sus respectivos

patrimonios en el de CGE DISTRIBUCIÓN, que en adelante será la continuadora legal de todos los derechos y obligaciones de las filiales disueltas.

CONTROL

En conformidad a lo establecido en el artículo 97 y siguientes de la Ley 18.045, CGE es el controlador de CGE DISTRIBUCIÓN con una participación accionaria directa de 99,34%.

A su vez el controlador de CGE al 31 de diciembre de 2014 es Gas Natural Fenosa Chile SPA, con una participación accionaria de 96,70%.

En octubre del año 2014, a través de una Oferta Pública de Acciones (OPA), la multinacional española GAS NATURAL FENOSA (GNF) ingresó a la propiedad de CGE, quedando como controladora de la empresa y de sus filiales de electricidad, gas y servicios. GAS NATURAL FENOSA Chile SpA publicó el aviso de inicio de una oferta pública de adquisición de acciones (OPA), por hasta el 100% de las acciones emitidas y en circulación CGE. En noviembre de 2014, se declaró exitosa la OPA y se informó, que conforme a lo dispuesto en el artículo 212 de la Ley N°18.045 de Mercado de Valores y en la Norma de Carácter General N° 104 de la SVS, GAS NATURAL FENOSA Chile SpA adquirió 402.964.426 acciones, representativas del 96,70% del capital accionaria de CGE.

TRANSACCIONES DE ACCIONES

En conformidad con lo dispuesto en la Norma de Carácter General N°30 de la SVS, se informa que no se registraron transacciones durante el periodo 2014 por los miembros del Controlador, Directores, Gerentes y Ejecutivos.

PROPIEDAD EJECUTIVOS PRINCIPALES Y DIRECTORES

En referencia al porcentaje en la propiedad del emisor que poseían cada uno de los ejecutivos principales y directores de la sociedad al 31 de diciembre del 2014, ninguno posee propiedad en el periodo que se informa.

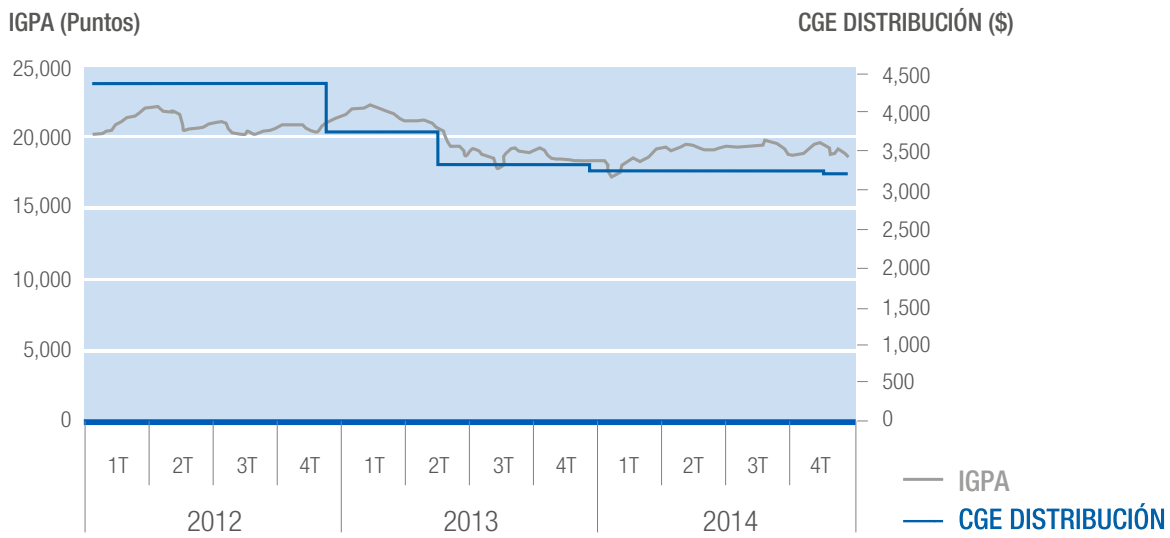
ESTADÍSTICAS TRIMESTRALES DE TRANSACCIONES BURSÁTILES

La estadística trimestral sobre las acciones bursátiles de los últimos tres años de la acción de CGE DISTRIBUCIÓN, incluyendo las transacciones efectuadas en la Bolsa de Comercio de Santiago, Bolsa Electrónica de Chile y Bolsa de Corredores de Valparaíso, es la siguiente (*):

Año	Periodo Trimestre	N° Acciones transadas	Monto Total transado (\$)	Precio promedio (\$)	Presencia Bursátil (%)
2012	1°	3.093	7.423	2.400,00	0,00
	2°	-	-	-	0,00
	3°	5.337	19.747	3.700,00	0,00
	4°	364	1.291	3.546,25	0,00
2013	1°	400	1.331	3.327,88	0,00
	2°	4.207	13.969	3.320,36	0,00
	3°	1.330	4.416	3.320,00	0,00
	4°	1.833	5.902	3.220,00	0,00
2014	1°	-	-	-	0,00
	2°	-	-	-	0,00
	3°	-	-	-	0,00
	4°	698	2.235	3.202,03	0,00

(*) La totalidad de la información detallada, está representada en valores históricos.

IGPA VS PRECIO ACCIÓN CGE DISTRIBUCIÓN



HECHOS DESTACADOS 2014

ENERO

PLAN DE RELACIONAMIENTO CON LA COMUNIDAD

Se da continuidad al Plan de Relacionamiento con la Comunidad (PRC), que tiene como objetivo principal desarrollar actividades de verano mediante la campaña "Ponle Energía a tu Barrio" y mantener, en sectores vulnerables de las comunas de Puente Alto, La Pintana, El Bosque y San Bernardo, facilidades operacionales que otorguen mejor acceso a los clientes de esos sectores y alternativas eficientes para normalizar sus servicios. Durante el año 2014, el plan se mantuvo en la comuna de Puente Alto y se expandió a las comunas de El Bosque, La Pintana y San Bernardo.



FEBRERO

INTERCONEXIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

El 7 de febrero de 2014 fue publicada la Ley 20.726, modificando la Ley Eléctrica, con el fin de promover la interconexión de sistemas eléctricos independientes.

MARZO

FIJACIÓN DE PRECIOS DE SERVICIOS ASOCIADOS AL SUMINISTRO

El 14 de marzo de 2014 fue publicado el Decreto 8T-2013 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fijaron los Precios de Servicios No Consistentes en Suministros de Energía, con vigencia a contar de esa misma fecha.

MAYO

AGENDA DE ENERGÍA

El 15 de mayo de 2014 el Ejecutivo presentó la Agenda de Energía, en la que se definió un plan de acción para destrabar las inversiones en el sector energético y disminuir el déficit de infraestructura que se ha producido en los últimos años.

JULIO

RANKING SEC

Se publican los resultados de la Encuesta de Calidad de Servicio Eléctrico (ECSE), publicado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), en donde se logra una considerable mejora de 10 puestos (21,6%) respecto al ranking anterior.

AGOSTO

LICITACIONES DE SUMINISTRO

Se adjudica a Empresa Nacional de Electricidad S.A. el 15% de la energía requerida en el proceso LICITACIÓN SIC 2013/03, realizado en forma conjunta por las empresas concesionarias de servicio público de distribución que operan en el Sistema Interconectado Central, a un precio de 112 US\$/MWh.

SEPTIEMBRE

REGLAMENTO DE MEDICIÓN NETA

El 6 de septiembre de 2014 fue publicado el Decreto N° 71-2014 de MINENERGÍA, mediante el cual se aprueba el Reglamento de la Ley N° 20.571, la cual regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales.

OCTUBRE

PROPIEDAD

A través de una Oferta Pública de Acciones (OPA), la multinacional española GAS NATURAL FENOSA (GNF) ingresó a la propiedad de CGE, quedando como controladora de la empresa y de sus filiales de electricidad, gas y servicios.

NOVIEMBRE

FUSIÓN CGE DISTRIBUCIÓN/ EMELECTRIC-EMETAL

El 1 de noviembre se materializa la fusión por absorción de EMELECTRIC y EMETAL en CGE DISTRIBUCIÓN, coincidiendo el inicio de la operación en la plataforma SAP ambas empresas incorporadas.

DICIEMBRE

REGLAMENTO DE LICITACIONES DE ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL

El 6 de diciembre de 2014 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto 29-2014 del Ministerio de Energía, mediante el cual se aprueba el Reglamento de Licitaciones para la Provisión de Bloques Anuales de Energía Provenientes de Medios de Generación de Energía Renovable No Convencional.

LICITACIONES DE SUMINISTRO

Se adjudica a un conjunto de empresas, el 92% de la energía requerida en el proceso LICITACIÓN SIC 2013/03 - 2° LLAMADO, realizado en forma conjunta por las empresas concesionarias de servicio público de distribución que operan en el Sistema Interconectado Central, a un precio medio de 108 US\$/MWh.

PUBLICACIÓN DECRETOS PRECIO NUDO PROMEDIO

Durante el año 2014 se publicaron los siguientes decretos que fijaron precios de nudo promedio en los diferentes sistemas interconectados:

- SING y SIC:
 - 2T-2014; con vigencia a contar del 1 de enero de 2013 en el SIC y 1 de marzo de 2013 en el SING. Además actualiza período enero de 2011 hasta las fechas indicadas anteriormente.
 - 3T-2014; con vigencia a contar del 1 de mayo de 2013.
 - 4T-2014; con vigencia a contar del 1 de noviembre de 2013.
- Sólo SIC:
 - 6T-2014; con vigencia a contar del 1 de diciembre de 2013.
 - 7T-2014; con vigencia a contar del 1 de enero de 2014.
 - 8T-2014; con vigencia a contar del 1 de marzo de 2014.

MISIÓN NOCHE BUENA

Durante el mes de diciembre CGE DISTRIBUCIÓN, y en conjunto con sus colaboradores, realizó la campaña solidaria "Misión Noche Buena", en donde se aportó con más de 1.800 cenas de Navidad, las que se distribuyeron en las Regionales Centro, Araucanía y Bío Bío, oportunidad en que los colaboradores y sus familias entregaron directamente las cajas de navidad a los beneficiados.



PROYECTO FUSIÓN CGE DISTRIBUCIÓN / EMELECTRIC - EMETAL

El 1 de noviembre de 2014 se materializó la fusión por absorción de EMELECTRIC y EMETAL en CGE DISTRIBUCIÓN. Para concretar dicha fusión, es decir, operar íntegramente como una sola empresa bajo un mismo RUT y una misma plataforma (SAP), se ejecutaron una serie de planes específicos que a continuación se detallan.

INICIATIVAS TEMPRANAS DE CALIDAD, COMPLETITUD Y HOMOLOGACIÓN DE DATOS

Las iniciativas tempranas consideraron el levantamiento de medidores trifásicos y alimentadores de distribución; revisión de base de datos de clientes y sistemas técnicos; homologación de plan de cuentas contables, medidores, equipos, entre otros; y auditorías a entregables de iniciativas tempranas.

TRANSFERENCIA DE CONCESIONES DE EMELECTRIC Y EMETAL

El 29 de agosto de 2013, CGE DISTRIBUCIÓN, EMELECTRIC y EMETAL solicitaron al Ministerio de Energía la autorización para las transferencias de concesiones de las dos últimas a la primera. Así, el 20 de diciembre de 2013, SEC informa favorable las transferencias de concesiones requeridas y el 6 de enero de 2014, la Comisión Nacional de Energía (CNE) envía un informe favorable al Ministerio de Energía. Finalmente, mediante Resolución Exenta N°5/2014, publicada en el Diario Oficial del 13 de marzo de 2014, el Ministerio de Energía otorgó a EMELECTRIC y EMETAL la autorización para transferir su concesión a CGE DISTRIBUCIÓN.

PLAN DE CLIENTES

El plan consideró unificar formato de la boleta al de CGE DISTRIBUCIÓN, el envío de dípticos para la familiarización de los clientes con la boleta, refuerzo de expertos SAP en oficinas de pago, disponibilidad de recaudadores externos masivo con operación en línea e implementación de equipos autoconsultas y anfitriones en oficinas comerciales para facilitar el pago vía cupón.

PLAN DE CAPACITACIÓN

El plan de capacitación estuvo dirigido a 496 personas (propias y de empresas contratistas) alcanzando una nota promedio de 6,3. El programa contempló 31 cursos, en 264 sesiones (presenciales), las que fueron preparadas y realizadas por 33 colaboradores expertos de CGE DISTRIBUCIÓN con foco en la práctica de los módulos de SAP y se realizaron en las ciudades de Parral, Linares, Rancagua, Santa Cruz, San Bernardo y Melipilla.

COMUNICACIÓN Y GESTIÓN DEL CAMBIO

El foco de la comunicación interna del proyecto estuvo en la entrega oportuna y pertinente de la información en cada fase del proyecto, y también en la escucha permanente, a través del cara a cara. En este contexto se conformó una red de agentes de cambio, compuesta por 38 colaboradores de la empresa.

El Plan de Comunicaciones contempló 5 bajadas organizacionales desde julio a noviembre. De igual forma se configuraron instancias de retroalimentación formal: 4 encuestas de eficiencia de la comunicación del proyecto y 2 estudios de audiencias para el análisis de curva de compromiso. Además, estuvieron disponibles una serie de herramientas de difusión: mini sitio específico del proyecto, comunicaciones electrónicas sobre acciones tempranas con clientes y un plan de medios internos que visibilizaron el trabajo de los equipos del proyecto.

ASUNTOS PÚBLICOS

Se definió un calendario de visitas proactivas a autoridades con el objetivo de entregar información relevante respecto al tema. Dentro de estas visitas, se destacan las tres presentaciones a SEC informando el avance general del proyecto. Adicionalmente, se realizaron visitas a alcaldes de las ciudades involucradas, en donde se destacaron las mayores opciones de pago y la mayor cantidad de oficinas comerciales disponibles para sus clientes.

PROCESO DE MIGRACIÓN DE DATOS

Para asegurar la correcta migración de los datos se planificaron las siguientes pruebas:

- Carga de datos: consideró realizar simulaciones de conversión de datos y un ensayo previo a la migración real.
- Funcionales: consideró la realización de pruebas integrales de procesos sobre datos reales migrados, participando más de 70 usuarios expertos.
- Continuidad operacional: se realizó un comparativo de facturación entre el sistema de facturación legado Open y datos migrados a SAP.

FUSIÓN SOCIETARIA Y ENTRADA EN OPERACIÓN

El 1 de noviembre de 2014, EMELECTRIC y EMETAL se disolvieron en conformidad a lo establecido en el artículo 103, numeral 2, de la Ley 18.046, sobre Sociedades Anónimas, confundiéndose sus respectivos patrimonios. En consecuencia CGE DISTRIBUCIÓN es la sucesora y continuadora de EMELECTRIC y EMETAL, en todos los derechos, obligaciones y cargas de estas dos últimas, a partir de la disolución de EMELECTRIC y EMETAL antes referida.

Por último, a dos meses de la entrada en operación de la nueva plataforma, la atención en oficinas comerciales ha sido fluida, con tiempos de atención similares a meses anteriores. La operación del call center ha sido normal, manteniéndose porcentajes históricos de atención de llamadas, y en general los procesos comerciales han mantenido su continuidad operacional con estándares de calidad y completitud. Asimismo, no se han recibido reclamos masivos como consecuencia de la migración, ni tampoco ha existido exposición en medios de comunicación.



RESEÑA HISTÓRICA

CGE DISTRIBUCIÓN es filial de la Compañía General de Electricidad S.A., la cual fue fundada en 1905. A través de los años ésta ha concentrado sus operaciones en el sector energético, principalmente en Chile, participando fundamentalmente en los mercados de distribución y transmisión de energía eléctrica y en distribución, transporte y almacenamiento de gas, ámbitos en los cuales a lo largo de sus más de 100 años de vida ha demostrado una vasta y fructífera experiencia.

En el negocio de la distribución de energía eléctrica, el Grupo CGE abastece a casi tres millones de clientes en Chile y Argentina. Sus operaciones en Chile comprenden instalaciones desde Arica hasta Pucón e instalaciones en la Región de Magallanes, en el extremo sur del país. En Argentina las operaciones del Grupo CGE se efectúan en las provincias de Tucumán, Jujuy y San Juan.

Dentro del marco definido e iniciado en el año 2000 para el proceso de reorganización de sus negocios y actividades, el Directorio de CGE acordó realizar sus actividades de distribución eléctrica en Chile a través de tres filiales: CGE DISTRIBUCIÓN, CONAFE y EDELMAG, concentrando en CGE DISTRIBUCIÓN todos sus activos de distribución ubicados entre la Región Metropolitana y la IX Región.

Con fecha 31 de enero de 2003, CGE DISTRIBUCIÓN se constituyó como sociedad anónima cerrada, mediante escritura pública otorgada en la notaría de Santiago de don Gonzalo de la Cuadra Fabres, inscribiéndose en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago de ese año.

El 30 de abril de 2003, CGE DISTRIBUCIÓN adquirió y tomó el control de RÍO MAIPO, concesionaria de distribución de energía eléctrica que atendía a más de trescientos mil clientes en la zona sur de la Región Metropolitana.

En agosto de 2003, en Junta Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad, fue aprobado un aumento de capital que permitió la posterior transferencia de los activos de distribución desde CGE a CGE DISTRIBUCIÓN, aprobándose el valor de aporte de dichos bienes. En enero de 2004, el Ministerio de Economía autorizó la transferencia de concesiones de distribución de energía eléctrica de CGE a CGE DISTRIBUCIÓN, y durante el mes de febrero de dicho año se publicó en el Diario Oficial la referida autorización.

Así, de acuerdo a lo definido por el Directorio de CGE, el 31 de marzo del año 2004, y conforme lo aprobado en Junta Extraordinaria de Accionistas, se perfeccionó el traspaso de los activos, negocios, personal y pasivos asociados a la actividad de distribución de electricidad desde CGE a CGE DISTRIBUCIÓN, hecho que marcó el inicio de las operaciones de la Sociedad como nueva distribuidora de energía eléctrica.

Con fecha 11 de agosto de 2004, la SVS inscribió a CGE DISTRIBUCIÓN en el Registro de Valores bajo el Número 841, cumpliendo el requerimiento de la Ley N°19.940 (Ley Corta I). Adicionalmente, con igual fecha se inscribieron las acciones de la sociedad, convirtiéndose de esta forma en Sociedad Anónima Abierta.

En febrero de 2005, mediante Decreto N°85 de fecha 21 de febrero, el Ministerio de Economía autorizó la transferencia de concesiones de distribución de energía eléctrica de RÍO MAIPO a CGE DISTRIBUCIÓN, y durante el mismo mes se publicó en el Diario Oficial la referida autorización.

El 15 de abril de 2005, mediante sendas Juntas Extraordinarias de Accionistas de CGE DISTRIBUCIÓN y de RÍO MAIPO, se aprobó la fusión por incorporación de esta última sociedad a la primera.

El 31 de mayo de 2005, y según lo acordado en las juntas de accionistas de RÍO MAIPO y de CGE DISTRIBUCIÓN, se materializó la fusión de ambas sociedades, siendo esta última la nueva concesionaria de distribución de energía eléctrica en aquellas zonas atendidas por RÍO MAIPO.

El 7 de junio de 2005 la SVS inscribió bajo el N°747 la emisión de las 383.822 acciones en que se aumentó el capital accionario de CGE DISTRIBUCIÓN para permitir el ingreso de los accionistas minoritarios de RÍO MAIPO, lo que se concretó mediante el canje de sus antiguas acciones el día 22 de junio del mismo año.

Por otra parte, el 12 de diciembre de 2006, mediante el Decreto Supremo N°367, el Ministerio de Economía autorizó la transferencia de concesiones de distribución de energía eléctrica de CGE DISTRIBUCIÓN VII a CGE DISTRIBUCIÓN, y el 20 de enero de 2007 se publicó en el Diario Oficial la referida autorización.



El 11 y 12 de abril de 2007, a través de sendas Juntas Extraordinarias de Accionistas de ambas empresas, se aprobó la fusión por incorporación de CGE DISTRIBUCIÓN VII en CGE DISTRIBUCIÓN, cumpliendo con ello una de las últimas etapas del proceso de reorganización societario en el segmento de distribución de energía eléctrica.

El 31 de mayo de 2007, según lo acordado en las juntas de accionistas de CGE DISTRIBUCIÓN VII y de CGE DISTRIBUCIÓN, se llevó a cabo la fusión de ambas sociedades, con lo cual esta última se convirtió en la nueva concesionaria de distribución de energía eléctrica en aquellas zonas atendidas por CGE DISTRIBUCIÓN VII.

El 25 de junio de 2007, la SVS inscribió bajo el N°802 la emisión de las 11.384.749 acciones en que se aumentó el capital accionario de CGE DISTRIBUCIÓN para permitir el ingreso de los accionistas de CGE DISTRIBUCIÓN VII, lo que se concretó mediante el canje de sus antiguas acciones el 25 de julio del mismo año.

El 4 de octubre de 2010, en la Octava Junta Extraordinaria de Accionistas, fue aprobado un aumento de capital, que posteriormente en Sesión Extraordinaria del Directorio, del 15 de octubre de 2010, se acordó emitir un total de 6.823.000 nuevas acciones con el fin de mejorar el nivel de endeudamiento.

En Sesión Extraordinaria de Directorio, celebrada el 12 de diciembre de 2011, se informó que CGE solicitó la realización de una Junta Extraordinaria de Accionistas para tratar el aumento del capital social de CGE DISTRIBUCIÓN, con el objeto de incorporar en ésta, la totalidad de su participación accionaria en EMEL SUR, ascendente al 98,15775%.

El 4 de enero de 2012, se aprobó un aumento del capital social que permitió incorporar la totalidad de la participación accionaria que poseía CGE en Emel Sur S.A. Con esto, CGE DISTRIBUCIÓN pasó a controlar directamente a Emel Sur S.A. e indirectamente a EMELECTRIC y EMETAL.

El 26 de marzo de 2012, de acuerdo al aumento de capital aprobado por el directorio el 4 de enero de 2012, CGE DISTRIBUCIÓN pasa a controlar directamente a Emel Sur S.A. e indirectamente a EMELECTRIC y EMETAL.

En la Décima Junta Extraordinaria de Accionistas de CGE DISTRIBUCIÓN, de fecha 15 de abril de 2013, se aprobó la fusión por incorporación de la filial Emel Sur S.A. a la primera, con un aumento de capital social por MM\$ 2.399, correspondientes a la emisión de 806.906 acciones de pago, serie única, sin valor nominal a enterarse y pagarse con el aporte en dominio, por igual suma, de la totalidad del patrimonio de Emel Sur S.A.

A consecuencia de ésta fusión, en Sesión Extraordinaria de Directorio de CGE DISTRIBUCIÓN, de fecha 24 de mayo de 2013, se acordó poner dichas acciones a disposición de los accionistas de Emel Sur S.A. incorporados a CGE DISTRIBUCIÓN, cuya emisión fue inscrita en el Registro de Valores de la SVS con el N°979, de fecha 10 de julio de 2013. Esto se efectuó mediante un canje de acciones, a partir del día 14 de agosto de 2013, con lo cual se entendió enterado el aumento de capital de MM\$ 2.399, equivalente a las 806.906 acciones.

A partir de ésta fusión, CGE DISTRIBUCIÓN quedó con el control directo de las filiales de la disuelta Emel Sur S.A., EMELECTRIC y EMETAL.

En noviembre de 2014, los directorios de la EMELECTRIC y EMETAL declararon la disolución de las mismas en CGE DISTRIBUCIÓN, confundiendo sus respectivos patrimonios en el de CGE DISTRIBUCIÓN, que en adelante es la continuadora legal de todos los derechos y obligaciones de las filiales disueltas.

Actualmente, CGE es la controladora de CGE DISTRIBUCIÓN, donde posee una participación ascendente al 99,34% de sus acciones emitidas.

CGE DISTRIBUCIÓN desarrolla su actividad en el mercado de distribución de energía eléctrica en la Región Metropolitana y en las regiones V, VI, VII, VIII y IX del país.

INFORME A LOS ACCIONISTAS



2014
Memoria
Anual

El Directorio presenta para vuestro conocimiento y consideración la Décimo Segunda Memoria Anual y los Estados Financieros Consolidados Auditados de CGE DISTRIBUCIÓN, correspondientes al ejercicio comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2014.

La gestión del ejercicio 2014 arrojó una utilidad consolidada de MM\$ 49.274, lo que se contrasta positivamente con la utilidad de MM\$ 21.088, obtenida en el ejercicio 2013. Este mayor resultado se explica principalmente por menor resultado de explotación de MM\$ 9.771, un mayor resultado fuera de explotación de MM\$ 11.663 y un menor impuesto a la renta de MM\$ 26.294.

Respecto al resultado de explotación, CGE DISTRIBUCIÓN registró un aumento de 8,02% en el margen de distribución con respecto a 2013, equivalente a MM\$ 9.638. Las variaciones de margen se explican a causa de un mayor ingreso por Valor Agregado de Distribución (VAD) de MM\$ 11.171, debido a un crecimiento de las ventas físicas reguladas de 5,6%, y un menor ingreso de MM\$ 1.533 debido al efecto del mayor precio de compra en la valorización de las pérdidas físicas y consumos no registrados en la actividad de distribución de electricidad.

Por otro lado, el margen de servicios complementarios presentó una disminución de 10,7% con respecto al 2013, equivalente a MM\$ 2.879 por el efecto de las nuevas tarifas de los servicios regulados publicadas a fines del primer trimestre de 2014, que en particular afectó negativamente a apoyos mutuos MM\$ 1.805, arriendo de equipos de medida MM\$ 816, sumado a menores ingresos por intereses por pago fuera de plazo de MM\$ 690 e ingresos en servicio de suspensión y reconexión MM\$ 228. Dicho efecto fue compensado en parte por mayores ingresos en obras y servicios a terceros MM\$ 398 y construcción de empalmes MM\$ 262.

Los costos operacionales registraron un aumento de 20,1% con respecto a 2013, lo que se explica principalmente por el efecto extraordinario de provisión de incobrables y por juicios de deudas con municipios. Depurando este efecto en los costos operacionales

registraron un aumento de 4%, los que se explican por mayores gastos de operación y mantenimiento por plan de invierno y verano MM\$ 1.477 y gastos administración y comercialización por crecimiento de cliente e indexación de los contratos MM\$ 4.014.

Adicionalmente, el menor resultado fuera de explotación se explica por un menor resultado por unidades de reajuste de MM\$ 7.668, explicado por una mayor variación de la UF real (3,46%), un menor gasto financiero neto de MM\$ 6.715 y otros mayores ingresos fuera de explotación de MM\$ 12.615.

Los impuestos a las ganancias registraron un aumento originado principalmente como consecuencia de la fusión de EMELECTRIC-EMETAL en CGE DISTRIBUCIÓN materializada durante el año 2014, debido al goodwill, originado por la diferencia entre el

capital propio tributario de estas filiales y la inversión tributaria que mantenía CGE DISTRIBUCIÓN.

Finalmente, los activos y pasivos consolidados del ejercicio 2014 alcanzaron los MM\$ 972.592 y MM\$ 503.215, respectivamente.

Durante el año 2014, se generaron dos hechos relevantes en el balance de la empresa. El primero, un aumento en los pasivos de MM\$ 15.278, producto de un aumento de los impuestos diferidos generado por la reforma tributaria, publicada en el mes de septiembre. El segundo efecto, un aumento en el patrimonio de MM\$ 38.590, a raíz de la revaluación, según el Modelo de Revalorización (NIC 16).

Año	Ventas	Activos	Pasivos	Resultado del Ejercicio
-----	--------	---------	---------	-------------------------

Cifras MM\$ a moneda histórica de diciembre de cada año

2005	299.273	330.175	181.313	32.221
2006	339.532	348.406	193.935	34.031
2007	480.090	424.426	235.248	38.517
2008	654.451	504.491	295.617	36.850
2009*	633.254	519.150	278.388	37.759
2010*	605.323	663.259	368.525	12.098
2011*	632.019	630.235	356.745	-17.698
2012*	671.001	839.679	429.777	9.766
2013*	718.626	867.816	448.642	21.088
2014*	839.535	972.592	503.215	49.274

* Estados Financieros bajo Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS)

DIVIDENDOS

Con fecha 30 de abril de 2014, se canceló el dividendo definitivo N°37, ascendente a la suma de M\$ 3.796.994, con cargo a las utilidades del ejercicio 2013.

Con fecha 25 de junio de 2014, se canceló el dividendo provisorio N°38, ascendente a la suma de M\$ 6.281.708, con cargo a las utilidades de primer trimestre del ejercicio 2014.

Con fecha 29 de septiembre de 2014, se canceló el dividendo provisorio N°39, ascendente a la suma de M\$ 4.626.754, con cargo a las utilidades de primer semestre del ejercicio 2014.

Con fecha 23 de diciembre de 2014, se canceló el dividendo provisorio N°40, ascendente a la suma de M\$ 14.236.166, con cargo a las utilidades del tercer trimestre del ejercicio 2014.

El cuadro presentado a continuación muestra la utilidad repartida con cargo al ejercicio respectivo.

UTILIDAD REPARTIDA CON CARGO AL EJERCICIO

Año	MM\$ moneda histórica	% Utilidad Ejercicio
2005	28.044	90,1%
2006	32.250	94,8%
2007	36.597	95,0%
2008	35.019	95,0%
2009*	33.510	88,6%
2010*	10.392	85,9%
2011*	0	0,0%
2012*	6.555	67,1%
2013*	13.168	62,5%
2014**(**)	30.483	61,9%

* Estados Financieros bajo Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS)

** Sujeto a aprobación de Junta Ordinaria de Accionistas.

DIVIDENDOS PAGADOS POR ACCIÓN

Año	MM\$ moneda histórica
2005	256,4
2006	295,0
2007	324,0
2008	290,0
2009*	284,9
2010*	86,5
2011*	18,7
2012*	37,0
2013*	74,0
2014**(**)	171,3

* Estados Financieros bajo Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS)

** Sujeto a aprobación de Junta Ordinaria de Accionistas.

UTILIDAD DISTRIBUIBLE

Al depurar la utilidad del ejercicio en conformidad a lo dispuesto por la SVS se determina la utilidad distribuable, de la siguiente forma:

UTILIDAD LÍQUIDA DISTRIBUIBLE	MM\$
GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A LOS PROPIETARIOS DE LA CONTROLADORA	49.274
PÉRDIDAS ACUMULADAS QUE NO PROVIENEN DE AJUSTES POR PRIMERA ADOPCIÓN IFRS	0
UTILIDAD LÍQUIDA DISTRIBUIBLE	49.274

De ser aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas el dividendo definitivo propuesto, los dividendos repartidos con cargo al ejercicio 2014 representarán un 61,9% de la utilidad distribuable. Los montos correspondientes a los dividendos provisorios y al definitivo se detallan más adelante en el cuadro de Distribución de Utilidades.

POLÍTICA DE DIVIDENDOS

Para el ejercicio 2015, el Directorio tiene la intención de distribuir no menos del 30% de las Utilidades Líquidas del Ejercicio, mediante un dividendo provisorio, sin perjuicio del reparto de dividendos eventuales con cargo a utilidades acumuladas. Dicho dividendo se pagará, en lo posible, durante el mes de noviembre de 2015. Además se espera proponer un dividendo definitivo a la Junta Ordinaria de Accionistas a celebrarse en abril del año 2016. El cumplimiento del programa antes señalado quedará condicionado a las utilidades que realmente se obtengan, así como también a los resultados que señalen las proyecciones que periódicamente efectúa la empresa, o a la existencia de determinadas condiciones, según corresponda, cuya concurrencia será determinada por el Directorio.

La política expuesta para el 2015, refleja la intención del Directorio, por lo que su cumplimiento quedará sujeto a las utilidades que realmente se obtengan, los resultados que señalen las proyecciones que periódicamente efectúe la Sociedad, o la existencia de determinadas condiciones, según corresponda, cuya concurrencia será determinada por el Directorio.

DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES

El Directorio propone a la Junta Ordinaria de Accionistas distribuir la utilidad del ejercicio en la siguiente forma:

DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES	MM\$
A CUBRIR DIVIDENDO PROVISORIO N°38 DE JUNIO DE 2014	6.282
A CUBRIR DIVIDENDO PROVISORIO N°39 DE SEPTIEMBRE DE 2014	4.627
A CUBRIR DIVIDENDO PROVISORIO N°40 DE DICIEMBRE DE 2014	14.236
A PAGAR DIVIDENDO DEFINITIVO N°41	5.339
PAGOS DIVIDENDOS EVENTUALES EN EJERCICIOS FUTUROS ART. 80, LEY 18.046	18.791
TOTAL DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES	49.274

CAPITAL Y RESERVAS

Al 31 de diciembre de 2014 la cantidad de acciones suscritas y pagadas de CGE DISTRIBUCIÓN asciende a 177.952.073 y el patrimonio de la Sociedad alcanza a MM\$ 469.377, lo que corresponde a un valor de libro de \$ 2.637,7 por acción a igual fecha.

Aceptada por la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución de la utilidad del ejercicio que se propone, el capital y fondos de reservas de la Sociedad al 31 de diciembre de 2014 quedarían como sigue:

Capital y reservas	MM\$
Capital emitido	314.733
Ganancias acumuladas	51.801
Acciones propias en cartera	0
Otras Reservas	102.843
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	469.377

COMENTARIOS Y PROPOSICIONES DE LOS ACCIONISTAS

Durante el ejercicio 2014 no se recibieron comentarios ni proposiciones de los accionistas de la Sociedad.

DIRECTORIO

En Junta General Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el día 16 de abril de 2012, se definió la elección del directorio constituido por 7 integrantes y por un periodo de 3 años, donde resultaron electos Francisco Javier Marín Jordán, Carlos Manuel Hornauer Herrmann, Cristián Bulnes Álamos, Rafael Andrés Marín Jordán, Eduardo Rafael Morandé Montt, Luis Gonzalo Palacios Vásquez y Cristián Eugenio Neuweiler Heinsen, quienes fueron reelectos en Junta General Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el día 11 de abril de 2014. En esta elección no se contempló la existencia de miembros suplentes.



CAMBIOS EN DIRECTORIO

Con motivo del cambio de controlador, en Sesión Extraordinaria de Directorio N°22, celebrada con fecha 20 de noviembre de 2014, y tras de la renuncia de los directores Carlos Manuel Hornauer Herrmann, Cristián Eugenio Neuweiler Heinsen y Cristián Bulnes Álamos al cargo de director de la sociedad, se realiza designación de directores reemplazantes de acuerdo a lo establecido en el inciso 4° del artículo 32 de la Ley 18.046, producida la vacancia hasta la celebración de la próxima junta ordinaria de accionistas. En vista de lo anterior se nombra a Pablo Sobarzo Mierzo, Rafael Salas Cox y Mauricio Russo Camhi.

En Sesión Extraordinaria de Directorio N°23, celebrada con fecha 20 de noviembre de 2014, y tras de la renuncia de los directores Francisco Javier Marín Jordán y Rafael Andrés Marín Jordán al cargo de director de la sociedad, se acuerda por unanimidad designar a Wilhelm Wendt Glena de acuerdo a lo establecido en el inciso 4° del artículo 32 de la Ley 18.046, producida la vacancia hasta la celebración de la próxima junta ordinaria de accionistas.

En misma sesión se acuerda designar como presidente a Eduardo Rafael Morandé Montt y como vicepresidente a Luis Gonzalo Palacios Vásquez.

Conforme a lo descrito anteriormente, el Directorio de CGE DISTRIBUCIÓN quedó compuesto de la siguiente manera:

Presidente

Eduardo Rafael Morandé Montt

Vicepresidente

Luis Gonzalo Palacios Vásquez

Directores

Pablo Sobarzo Mierzo
 Rafael Salas Cox
 Mauricio Russo Camhi
 Wilhelm Wendt Glena

A continuación, se presenta la identificación de los integrantes del Directorio que han formado parte de éste durante los últimos dos años:

Rut	Nombre	Cargo	Fecha nombramiento	Fecha término	Profesión
7.024.596-5	Eduardo Rafael Morandé Montt	Presidente	20-11-14		Ingeniero comercial
5.545.086-2	Luis Gonzalo Palacios Vásquez	Vicepresidente	20-11-14		Ingeniero civil industrial
6.323.400-1	Wilhelm Franz Wendt Glena	Director	20-11-14		Ingeniero civil
7.774.599-8	Mauricio Russo Camhi	Director	20-11-14		Ingeniero civil
9.006.201-8	Pablo Sobarzo Mierzo	Director	20-11-14		Ingeniero comercial
9.609.399-3	Rafael Pablo Salas Cox	Director	20-11-14		Abogado
8.351.571-6	Francisco Javier Marín Jordán	Presidente	16-04-12	20-11-14	Ingeniero civil en obras civiles
6.561.811-7	Carlos Hornauer Herrmann	Vicepresidente	16-04-12	20-11-14	Ingeniero de ejecución en electricidad
5.545.086-2	Luis Gonzalo Palacios Vásquez	Director	16-04-12		Ingeniero civil industrial
6.562.488-5	Cristian Neuweiler Heinsen	Director	16-04-12	20-11-14	Ingeniero electricista
7.010.969-7	Cristián Bulnes Álamos	Director	16-04-12	20-11-14	Ingeniero comercial
7.024.596-5	Eduardo Rafael Morandé Montt	Director	16-04-12		Ingeniero comercial
8.541.800-9	Rafael Andrés Marín Jordán	Director	16-04-12	20-11-14	Ingeniero comercial
2.773.387-5	Francisco Javier Marín Estevez	Presidente	19-04-10	16-04-12	Ingeniero agrónomo
6.441.732-0	Pablo José Pérez Cruz	Director	19-04-10	16-04-12	Empresario
6.896.300-1	Pablo Santiago Guarda Barros	Director	19-04-10	31-03-12	Ingeniero civil mecánico
6.376.813-8	Gonzalo Rodríguez Vives	Director	19-04-10	08-03-12	Ingeniero comercial
6.561.811-7	Carlos Hornauer Herrmann	Vicepresidente	19-04-10	16-04-12	Ingeniero de ejecución en electricidad
8.351.571-6	Francisco Javier Marín Jordán	Director	19-04-10	16-04-12	Ingeniero civil en obras civiles
6.562.488-5	Cristian Neuweiler Heinsen	Director	19-04-10	16-04-12	Ingeniero electricista

ENCARGADO DE PREVENCIÓN DEL DELITO

El Encargado de Prevención del Delito es un cargo creado por la Ley N° 20.393, publicada en el Diario Oficial con fecha 2 de diciembre de 2009, cuya función es implementar las medidas y planes para precaver la comisión de los delitos de cohecho, lavado de activos y financiamiento del terrorismo.

REMUNERACIONES Y GASTOS DEL DIRECTORIO

En atención a los acuerdos de la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, en que se establecieron las remuneraciones del Directorio de conformidad a la Ley sobre Sociedades Anónimas, se han considerado las remuneraciones percibidas por los Directores, las que expresadas en moneda histórica, se presentan en el siguiente cuadro:

Nombre	Cargo	01-01-2014 31-12-2014			01-01-2013 31-12-2013		
		Dieta directorio M\$	Comité directores M\$	Participación utilidades M\$	Dieta directorio M\$	Comité directores M\$	Participación utilidades M\$
Eduardo Morande Montt	Presidente	11.902	0	0	13.474	0	
Gonzalo Palacios Vásquez	VicePresidente	11.902	0	0	13.474	0	
Pablo Sobarzo Mierzo	Director	0	0	0	0	0	0
Rafael Salas Cox	Director	0	0	0	0	0	0
Mauricio Russo Camhi	Director	0	0	0	0	0	0
Wilhelm Wendt Glena	Director	0	0	0	0	0	0
Francisco Marín Jordán	EX - Presidente	19.385	0	0	26.948	0	0
Carlos Hornauer Herrmann	EX - Director	9.693	0	0	13.474	0	0
Cristián Neuweiler Heinsen	EX - Director	8.617	0	0	13.474	0	0
Rafael Marín Jordán	EX - Director	9.693	0	0	13.474	0	0
Cristian Bulnes Alamos	EX - Director	7.550	0	0	13.474	0	0
Totales		78.742	0	0	107.793	0	0

Las remuneraciones de directores percibidas durante el 2014, corresponden a ingresos fijos por dieta de asistencia definida en Junta General Ordinaria de Accionistas de la Sociedad.

Durante 2014 no existen gastos por asesoría, ni otros gastos incurridos.

Durante 2014 se realizaron dos sesiones extraordinarias N°22 y N°23 celebradas ambas con fecha 20 de noviembre de 2014.

HECHOS RELEVANTES

Durante el ejercicio 2014, hubo hechos esenciales comunicados por la Sociedad a la SVS. Estos son los que siguen:

24 de marzo de 2014

Junta ordinaria de accionistas, citaciones, acuerdos y proposiciones. Reparto de utilidades (pago de dividendos).

Se comunicó que el Directorio de CGE DISTRIBUCIÓN, en su sesión de fecha 21 de marzo de 2014, acordó proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, citada para el día 11 de abril de 2014, el reparto de un dividendo definitivo N° 37 de \$ 21 por acción, que se propuso pagar el día 30 de abril de 2014, con cargo a la utilidad del ejercicio 2013.

Tendrán derecho a este dividendo, aquellos accionistas que estuvieran inscritos en el Registro de Accionistas a la medianoche del día 24 de abril de 2014.

03 de noviembre de 2014

División, fusión o constitución de sociedades.

Se informó la materialización de la fusión de las filiales Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A (EMELECTRIC) y Empresa Eléctrica de Talca S.A. (EMETAL) con CGE DISTRIBUCIÓN. En efecto, en conformidad a lo establecido en el artículo 9 y siguientes de la Ley 18.045 del Mercado de Valores, los directorios de las filiales EMELECTRIC y EMETAL declaran la disolución de ambas empresas, confundiéndose sus respectivos patrimonios en CGE DISTRIBUCIÓN a partir del 01 de noviembre del 2014. Este proceso se enmarca dentro del plan de reorganización de grupo de empresas EMEL, iniciado durante el año 2010, cuya finalidad es simplificar la estructura de propiedad de las empresas eléctricas del Grupo CGE.

A causa de la materialización de la fusión de EMELECTRIC y EMETAL en CGE DISTRIBUCIÓN, se generó una utilidad financiera por MM\$ 28.000, debido a la creación de un activo por impuesto diferido, que surge de la asignación a los correspondientes activos, del goodwill originado por la diferencia entre el capital propio tributario de EMELECTRIC y EMETAL, versus la inversión tributaria que mantenía CGE DISTRIBUCIÓN en dichas sociedades.

20 de noviembre de 2014

Cambios en la administración.

Se comunicó que en sesiones extraordinarias sucesivas del Directorio de CGE DISTRIBUCIÓN, se trataron y adoptaron, entre otros, los siguientes temas:

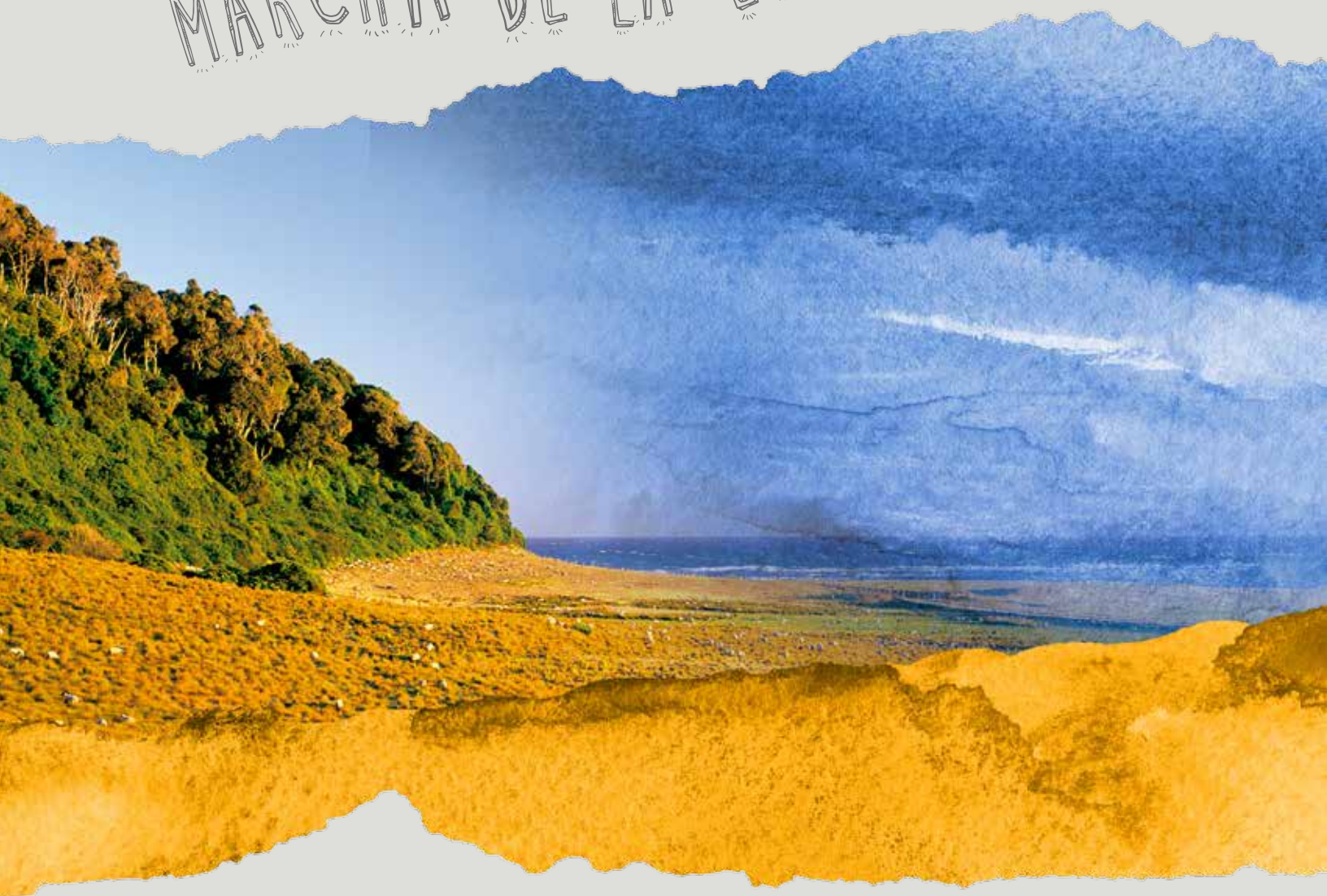
- Carlos Hornauer Herrmann, Cristián Bulnes Álamos y Cristian Neuweiler Heinsen, presentaron su renuncia al cargo de Director, designando el Directorio en su reemplazo a Pablo Sobarzo Mierzo, Rafael Salas Cox y Mauricio Russo Camhi, respectivamente, quienes aceptaron la designación.
- Francisco Marín Jordán y Rafael Marín Jordán presentaron su renuncia al cargo de Director, designando el Directorio en reemplazo del primero, al Wilhelm Wendt Glens. Además se acordó no efectuar el nombramiento del reemplazante del cargo dejado por el Rafael Marín Jordán, en consideración a que la vacancia de este cargo no afecta el quórum para sesionar del Directorio.
- Se designó como Presidente del Directorio y de la Sociedad al Eduardo Morandé Montt y como Vicepresidente a Gonzalo Palacios Vásquez.

AUDITORES EXTERNOS

Los Estados Financieros consolidados de CGE DISTRIBUCIÓN correspondientes al ejercicio 2014 han sido auditados por la firma Ernst & Young Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías Limitada, designada para tal objeto por la Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el 11 abril de 2014.



MARCHA DE LA EMPRESA



PLAN DE REORGANIZACIÓN SOCIETARIA

Un hito relevante del año 2014 fue la materialización de la fusión de las filiales EMELECTRIC y EMETAL con CGE DISTRIBUCIÓN. En efecto, en conformidad a lo establecido en el artículo 9 y siguientes de la Ley 18.045 del Mercado de Valores, los directorios de las filiales EMELECTRIC y EMETAL declararon la disolución de ambas empresas, confundiéndose sus respectivos patrimonios en CGE DISTRIBUCIÓN a partir del 01 de noviembre del 2014. Este proceso se enmarca dentro del plan de reorganización de grupo de empresas EMEL, iniciado durante el año 2010, cuya finalidad es simplificar la estructura de propiedad de las empresas eléctricas del Grupo CGE.

PARTICIPACIÓN EN ASOCIACIÓN GREMIAL

En el mes de noviembre de 2014, Cristián Saphores Martínez, Gerente General de CGE DISTRIBUCIÓN, fue elegido Presidente de Empresas Eléctricas AG (EEAG), asociación que reúne a las principales empresas de distribución y transmisión del país.

Durante el año 2014, CGE DISTRIBUCIÓN continuó participando activamente en las actividades desarrolladas en los siguientes temas:

- Participación en la discusión relacionada con el Proyecto de Ley que introduce perfeccionamientos al mecanismo de licitaciones para el suministro asociado a clientes sujetos a fijación de precios, el cual fue aprobado por el Congreso en enero de 2015.
- Coordinación de procesos de licitación conjuntos efectuados por las empresas distribuidoras.
- Fijación del Valor Anual de Subtransmisión.
- Durante febrero el Comité Técnico analizó la aplicación de la Resolución Exenta N°2566/2014, mediante la cual la SEC instruyó un nuevo proceso de Calidad del Producto Eléctrico. La EEAG presentó ante la SEC algunas consultas, solicitud de aclaraciones y de un tiempo razonable para implementar los sistemas informáticos de las empresas que incluyera una marcha blanca, más la propuesta de comenzar el registro con las tele-medidas disponibles en las cabeceras de los circuitos de MT, materias que fueron en gran incorporadas por la autoridad.
- En julio, la EEAG recibió de parte de la Subsecretaría del Interior una invitación para participar en una mesa de trabajo sobre protocolos en emergencias nacionales y revisión de los roles sectoriales ante este tipo de eventos. En la mesa también participan representantes de la SEC, del Ministerio de Energía, Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones y la Oficina Nacional de Emergencias. Las reuniones de trabajo se iniciaron en septiembre, ocasión en que las empresas de la EEAG hicieron entrega de sus protocolos de atención de emergencias graves.
- En julio la SEC emitió la Resolución Exenta N°3962 de Seguimiento de Planes de Acción, que se refiere a la nueva plataforma informática implementada por SEC para solicitar a las empresas eléctricas incorporar a través de ésta, datos de las gestiones de seguimiento y resultados de los planes de acción que pueda ordenar la autoridad, ante diversas circunstancias que SEC estime procedente.
- Con motivo de las modificaciones introducidas por el Ministerio de Energía a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, en el período de observaciones al documento EEAG envió diversas indicaciones además de solicitar una ampliación de plazo respecto de los 24 meses considerados inicialmente para efectuar la adecuación de instalaciones que resultan de tales modificaciones normativas, y que requerirán importantes inversiones. El plazo otorgado fue de 30 meses.
- Durante octubre la EEAG desarrolló el VIII Taller Técnico donde participaron activamente los representantes del Comité Técnico e invitados a través de 14 ponencias, las que en esta ocasión cubrieron materias normativas y de riesgo operacional. También durante el año se efectuó el II Taller de Prevención de Riesgos cuyo tema central fue la consolidación de los estándares de los indicadores que comparten las empresas integrantes de la Asociación.
- En diciembre se creó una mesa de trabajo convocada por el Ministerio de Energía y la SEC, que cuenta con la participación del Comité Técnico de la EEAG, para complementar la norma de generadores residenciales Net Metering, con las materias relativas a la conexión de generadores en media tensión inferiores a 100 kW, dado que la norma original no lo cubre por referirse solo a equipos en baja tensión.

ÁMBITO DE NEGOCIOS

CGE DISTRIBUCIÓN desarrolla su actividad en el mercado de distribución de energía eléctrica en comunas del sur de la Región Metropolitana y de las regiones V, VI, VII, VIII y IX del país, prestando servicio a un millón setecientos sesenta y siete mil doscientos setenta y cinco clientes, tanto regulados como libres.

En 2014, la sociedad no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios.

Durante el 2014 existieron dos proveedores que representaron más del 10% de los costos de venta de la sociedad; Empresa Nacional de Electricidad S.A. y Colbún S.A.

En el siguiente cuadro se ilustran las cifras más relevantes a diciembre de 2014:

	Total
Líneas de media tensión (km)	21.433
Líneas de baja tensión (km)	22.240
Capacidad instalada en transformadores de distribución propios (MVA)	2.313
Capacidad instalada en transformadores particulares (MVA)	2.629
Energía vendida (GWh)	9.024
Clientes	1.767.275

POLÍTICA DE INVERSIÓN

Durante el año 2014 se ha mantenido la política de realizar todas aquellas inversiones operacionales necesarias para abastecer el crecimiento del consumo de nuestros clientes, disminuir las pérdidas eléctricas, mejorar la calidad del suministro eléctrico, en consideración a la normativa legal vigente, y renovar todas aquellas instalaciones que se encuentran al término de su vida útil.

La inversión materializada en el ejercicio alcanzó a MM\$ 28.603, destinados principalmente a obras para nuevos clientes, abastecimiento de demanda de energía y disminución de pérdidas eléctricas.

POLÍTICA DE FINANCIAMIENTO

Durante el año 2014 se ha recurrido a la prorrogación y modificación de contratos crediticios ya existentes, lo que ha permitido continuar con las inversiones necesarias para satisfacer el crecimiento del mercado que atiende la Empresa, así como también el aumento de los requerimientos de calidad técnica y seguridad de las instalaciones que han sido exigidas por la regulación.

En el presente ejercicio:

- Se realizó el traspaso de las deudas bancarias de EMELECTRIC a CGE DISTRIBUCIÓN, debido al proyecto fusión.
- Modificaciones en contratos bancarios con Banco Estado, Banco de Chile, y Banco Bice.
- Prorrato de deuda con Banco Itaú, estableciendo nueva fecha de pago para el año 2015.
- La clasificación de riesgo de Feller-rate mejoró desde AA a AA+ y Fitch Ratings desde A+ a AA-, ambas destacando el fortalecimiento de su perfil financiero, amplio acceso al mercado y la consolidación de una recuperación generalizada en las medidas de protección crediticia, tanto de la compañía matriz (CGE) como de sus filiales eléctricas.

Respecto de la administración de los excedentes y déficit de caja de la sociedad, y con el objeto de optimizar el uso de los recursos a nivel de Grupo CGE, y su filial CGE DISTRIBUCIÓN, ha operado con un contrato de cuenta corriente mercantil con su matriz CGE.



FACTORES DE RIESGO

CGE DISTRIBUCIÓN realiza sus operaciones en el mercado eléctrico nacional, prestando un servicio de primera necesidad, caracterizado por su estabilidad y constante crecimiento. Por esto, los factores de riesgo comercial se encuentran acotados a situaciones tales como cambios en los marcos regulatorios, cambios generales en las condiciones del mercado económico-financiero o de las políticas monetarias de la autoridad.

En efecto, los negocios de la Sociedad en Chile están sujetos a la normativa contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos, cuyo objeto es establecer un marco regulatorio que restringe el poder discrecional del gobierno a través del establecimiento de criterios objetivos para la fijación de precios, de forma tal que el resultado sea la asignación económicamente eficiente de recursos en el sector eléctrico.

El sistema regulatorio, vigente desde 1982, aunque ha sufrido algunas modificaciones importantes en los últimos años, ha permitido, en términos generales, un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico, un rápido proceso de crecimiento con altas tasas de inversión, la diversificación de la oferta en generación e importantes reducciones en los costos de producción, transporte y distribución. Sin perjuicio de esto y no obstante el resultado positivo del último proceso de licitación de suministro adjudicado en diciembre de 2014, aún se mantienen en el mercado dificultades que afectan el desarrollo de proyectos de generación y transmisión, que influyen negativamente en la oferta de energía y en sus precios.

En lo relativo al segmento de distribución, en el cual CGE DISTRIBUCIÓN desarrolla sus actividades, las inversiones se han efectuado normalmente, respondiendo adecuadamente a las necesidades de la demanda.

Por otra parte, la normativa ha clasificado a los clientes finales en dos categorías: clientes sujetos a fijación de precios o clientes regulados, que corresponden principalmente a aquellos cuya potencia conectada es igual o inferior a 2.000 kW y; clientes no sujetos a fijación de precios o clientes libres, que corresponde a aquellos cuya potencia conectada es superior a 2.000 kW. Las tarifas aplicadas a los consumos de los clientes regulados son fijadas por la autoridad, mientras que los precios de suministro para clientes libres se pactan libremente. Adicionalmente, los clientes que tienen una potencia conectada mayor a 500 kW e inferior a 2.000 kW, se encuentran facultados para optar entre la tarifa regulada y una de precio libre, sujeto al cumplimiento de condiciones estipuladas en la Ley General de Servicios Eléctricos.

Al respecto, ante la posibilidad que clientes que se encuentran en el mercado regulado opten por acceder al mercado de los clientes libres, es posible señalar que en las condiciones actuales de precios de generación, no parecen existir incentivos para ello. Además, aunque así fuere, dicha situación no debería representar efectos significativos en los resultados de las empresas concesionarias en la medida en que dichos clientes sean abastecidos utilizando las instalaciones de distribución existentes, bajo opciones tarifarias de peajes de distribución.

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, CGE DISTRIBUCIÓN cuenta con contratos suscritos en el marco de las licitaciones de suministro

eléctrico efectuadas entre los años 2006 y 2013, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos. En efecto, producto de los mencionados procesos, el abastecimiento de los clientes sujetos a fijación de precios de CGE DISTRIBUCIÓN es efectuado por Empresa Nacional de Electricidad S.A., Colbún S.A., Campanario Generación S.A., Eólica Monte Redondo S.A., Eléctrica Diego de Almagro S.A., Eléctrica Puntilla S.A., AES GENER S.A. y ELÉCTRICA PANGUIPULLI S.A., cubriendo las necesidades de la empresa en los próximos años.

Así, CGE DISTRIBUCIÓN ha asegurado el suministro de sus clientes sometidos a regulación de precios, suscribiendo contratos de largo plazo con proveedores cuyas clasificaciones de riesgo, efectuadas por reconocidas empresas del mercado, son bajas, por lo que en esta materia el riesgo se encuentra acotado a esos niveles.

Sin perjuicio de lo anterior, mediante la Resolución Exenta N°2288 del 26 de agosto de 2011, considerando el retraso en el pago de facturas correspondientes a los balances de energía y potencia desde el mes de mayo de 2011, la SEC instruyó la suspensión de la calidad de participante de Campanario Generación S.A. en dichos balances, debiendo las empresas que integran el CDEC-SIC abastecer íntegramente y en todo momento, los



consumos de los clientes sujetos a fijación de precios cuyos suministros se encuentren adjudicados a dicha empresa, en las mismas condiciones convenidas originalmente con ella, por lo que no se ve afectado el suministro a los clientes finales abastecidos por CGE DISTRIBUCIÓN.

La señalada Resolución N 2288-2011 de la SEC tendrá vigencia mientras no se resuelva la situación material de incumplimiento de Campanario Generación S.A. de las obligaciones derivadas de los balances de inyecciones y retiros de energía y potencia del CDEC-SIC, que afecta la cadena de pagos, o entren en vigor nuevos contratos adjudicados de acuerdo a las disposiciones de la Ley General de Servicios Eléctricos, una vez terminados o resueltos los contratos existentes, según la normativa vigente.

Adicionalmente, mediante Oficio N° 1308 del 31 de enero de 2012, la SEC instruyó el inicio de los trámites de un nuevo proceso de licitación de suministro, con el objeto de licitar el bloque de suministro contratado con Campanario Generación S.A., para el evento en que el contrato suscrito con ella termine anticipadamente. Además, el Ministerio de Energía, mediante carta N° 340 del 23 de marzo de 2012, señaló que, considerando la excepcional situación en la que se encuentra, corresponde que CGE DISTRIBUCIÓN proceda, sin más trámite y en el más breve plazo a poner término anticipado a dicho contrato, sin perjuicio de su obligación de iniciar el proceso de licitación de suministro que le permita dar cumplimiento a las obligaciones dispuestas en la ley.

Así, con fecha 25 de abril de 2012, CGE DISTRIBUCIÓN suscribió con el Síndico de la Quiebra, Hernán Chadwick Larraín, un Contrato de Transacción Extrajudicial, en el cual las partes aceptaron poner término anticipado al contrato, sujeto a la condición de iniciarse el suministro total de energía eléctrica para los clientes regulados por parte de una o más empresas adjudicatarias del o los procesos de licitación iniciados a consecuencia de la instrucción de SEC, impartida mediante el ya referido Oficio N° 1308-2012, y aprobados por CNE.

De este modo, CGE DISTRIBUCIÓN ha realizado diversas licitaciones, todas las cuales fueron aprobadas por la CNE. Como resultado de dichos procesos de licitación, el 7 de diciembre de 2012, adjudicó el abastecimiento del 15% de la energía requerida los años 2013 y 2014 a la empresa AES Gener S.A. Posteriormente, CGE DISTRIBUCIÓN ha continuado efectuando procesos de licitación, con el objeto de adjudicar la totalidad de la energía y potencia asociadas al contrato suscrito con Campanario Generación S.A., todos los cuales han sido declarados desiertos al no presentarse ofertas.

Sin perjuicio de lo anterior, con el objeto de satisfacer algunos déficits de energía no contratados que se presentaron en el año 2012 en la EMELECTRIC y EMETAL -filiales de CGE DISTRIBUCIÓN disueltas durante el año 2014, como resultado de la absorción de las primeras por parte de esta última-, ambas empresas iniciaron el año 2008 los correspondientes procesos de licitación, haciendo entrega a la CNE de las bases correspondientes. Posteriormente, las proyecciones de dichos déficits fueron incluidas en diversos procesos efectuados por CGE DISTRIBUCIÓN durante el año 2012, todos los cuales fueron declarados desiertos.

Además, las referidas empresas solicitaron oportunamente a los generadores que cuentan con excedentes en las energías contratadas con distintas empresas distribuidoras su autorización para la transferencia de dichos excedentes, de modo de mitigar el déficit excedente, lo que no tuvo éxito ante la negativa de ellos.

En enero de 2013, las sociedades comunicaron esta situación a la CNE, señalándole que resulta necesario que instruya o solicite a la autoridad que corresponda la forma de resolver esta situación. Adicionalmente, informaron a SEC y el CDEC-SIC, haciendo entrega de los antecedentes del caso.

Así, mediante Oficio N° 7230 del 7 de agosto de 2013, la SEC determinó que deben emplearse los excedentes de energía contratada de otras distribuidoras, requiriéndose el acuerdo previo entre concesionarias, la comunicación a las suministradoras, el informe favorable de la CNE y el respeto a las características del suministro licitado en cuanto al precio y cantidad.

Algunas empresas generadoras presentaron recursos de reclamación y/o protección en contra del referido Oficio 7230/2013 en la Corte de Apelaciones, los cuales, con fecha 10 de abril de 2014, han sido desestimados por dicho tribunal. En el caso de los recursos de reclamación, el fallo de la Corte de Apelaciones se basó en la extemporaneidad de sus presentaciones, lo cual fue revocado por la Corte Suprema con fecha 8 de julio de 2014, debiendo ahora la Corte de Apelaciones emitir un



pronunciamiento sobre el fondo del asunto debatido. En el caso de los recursos de protección, con fecha 9 de julio de 2014, la Corte Suprema confirmó las sentencias de rechazo.

En cuanto al suministro para clientes libres, CGE DISTRIBUCIÓN mantiene contratos vigentes con diversos proveedores por plazos variables, los cuales se encuentran ajustados a los plazos convenidos con dichos clientes.

Por otro lado, debe considerarse que CGE DISTRIBUCIÓN ha tomado los resguardos adecuados para minimizar los riesgos asociados a otros ámbitos, como por ejemplo, a siniestros, manteniendo seguros habituales y normales de la industria.

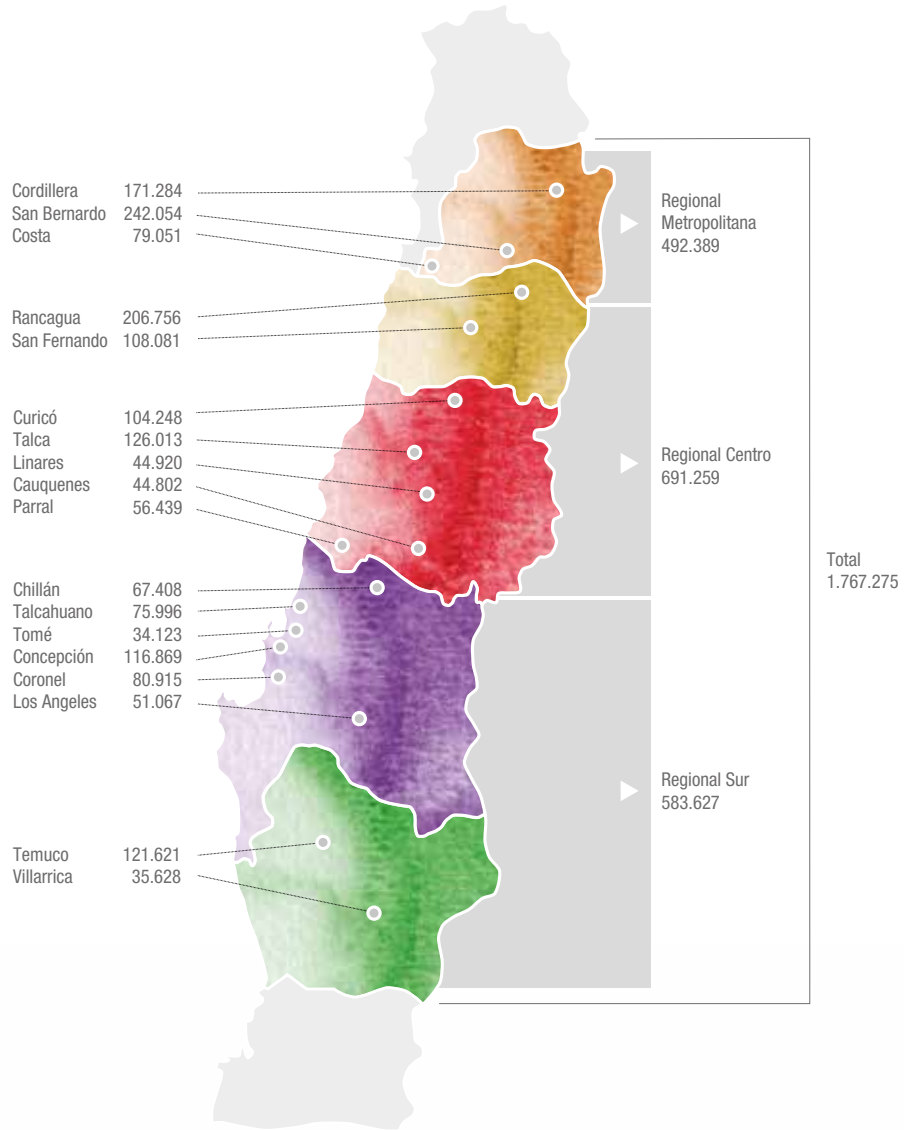
En relación con el riesgo financiero, se debe señalar que el negocio de distribución de energía en que participa CGE DISTRIBUCIÓN se caracteriza por la realización de inversiones con un perfil de retornos estables y de largo plazo, ya que los precios de venta son determinados mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual les permite obtener una rentabilidad razonable, que la ley establece dentro de una banda del $10\% \pm 4\%$ para la industria de la distribución de electricidad en su conjunto en aquellos años en que se efectúan fijaciones de fórmulas tarifarias de distribución aplicables a clientes regulados (cada 4 años) y $10\% \pm 5\%$ en el resto de los años. Asimismo, los ingresos y costos se encuentran estructurados fundamentalmente en pesos y/o unidades de fomento.

En atención a lo anterior, a nivel corporativo se definen, coordinan y controlan las estructuras financieras de las empresas que componen el Grupo CGE con el fin de prevenir y mitigar los principales riesgos financieros identificados.

Por otra parte, las empresas chilenas están sujetas a diversas leyes, regulaciones, decretos y órdenes relacionadas con el tema medioambiental. CGE DISTRIBUCIÓN cumple con las regulaciones que le son aplicables y se adaptará a aquellas que se impartan a futuro.



NÚMERO DE CLIENTES POR REGIONAL



RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL

Campañas

Durante el 2014 CGE DISTRIBUCIÓN realizó 6 campañas con el objetivo de comunicar y difundir diversos aspectos y temáticas de interés para sus clientes.

Aporte Educativo

a) Campaña “Reuniones con juntas de vecinos”

Adicional al programa de relacionamiento con la comunidad y en toda la zona de concesión se realizaron 72 reuniones con juntas de vecinos, en las cuales se entregaba información de temas relevantes para nuestros clientes, tales como: conocimiento de la boleta, origen de las fallas, riesgo eléctricos y eficiencia energética.

Adicionalmente se entregaba información de nuestros canales de contacto como también de las campañas publicitarias vigentes.

b) Campaña “Acercamiento con la comunidad en terreno”

Por otra parte, también se desarrolló un trabajo más allá de las sedes vecinales, en terreno, específicamente en plazas o en lugares de alta concurrencia de público. Se implementaron 194 stands, distribuidos en distintas zonas de nuestra zona de concesión y principalmente los fines de semana, en los que se entregaban consejos de seguridad y eficiencia energética. En esta oportunidad el foco estuvo puesto en los menores quienes incentivaban a sus familias a acercarse a los stands para recibir la información.

c) Campaña “Entrevista en medios radiales”

Apoyando la gestión realizada en las reuniones con juntas de vecinos y en las actividades de terreno, se desarrollaron una serie de entrevistas en medios radiales, realizadas por los Subgerentes de Servicio a Clientes, en las cuales se trataban las preguntas más frecuentes realizadas por nuestros clientes, con principal énfasis en los conceptos de facturación, canales de pago, proceso de suspensión y reposición, entre otros.

d) Campaña “Hurto de energía”

Mediante esta campaña se reforzó el llamado a la prevención, colocando como aspecto central que acciones de este tipo ponen en riesgo la vida de las personas y en segundo lugar que es un delito que no solo afecta quienes los cometen sino que también a quienes lo rodean. Se puso énfasis en que estas acciones pueden producir variaciones de voltaje, sobre carga en el suministro eléctrico y cortes de energía, que afectan la calidad y continuidad de servicio del lugar donde se habita; quema de electrodomésticos, incendios y accidentes que incluso pueden llevar a la muerte de las personas que intentan realizar esta acción.

e) Campaña “Uso del volatín”

Como es tradicional en los meses de agosto y septiembre se desarrolló la campaña de promoción del autocuidado al elevar volatines que busca que nuestros clientes tomen distintas precauciones durante la práctica de esta actividad. Es así, como se entregó un mensaje preventivo a la comunidad sobre los riesgos de elevar volatines cerca del tendido eléctrico y de la recuperación de los mismos de las líneas durante nuestras fiestas patrias.

f) Campaña “Autocuidado para fiestas de fin de año”.

Al llamado realizado a toda la comunidad el año anterior a no lanzar bengalas de fantasía, más conocidas como cotillón o challa metálica, en las cercanías de las redes e instalaciones eléctricas que pueden provocar interrupciones en el servicio eléctrico, se sumaron consejos para evitar accidentes por el uso incorrecto de luces decorativas.



PROGRAMA DE RELACIONAMIENTO CON LA COMUNIDAD (PRC)

Con el objetivo de normalizar los procesos en sectores específicos de la zona de concesión de la Región Metropolitana, CGE DISTRIBUCIÓN da continuidad al Programa de Relacionamiento con la Comunidad (PRC) en la zona de Bajos de Mena de la comuna de Puente Alto y Sector 1 de la comuna de El Bosque y se extiende en las comunas de La Pintana y San Bernardo.

Este programa integral de acción busca entregar un servicio seguro y confiable a nuestros clientes, a través de la normalización de nuestra operación en la zona.

El programa contempla dos ámbitos de acción: Comercial y de Comunidad.

Ámbito Comercial

Se generó una forma distinta de relacionamiento comercial con el cliente, de acuerdo a la realidad social y económica, con acciones segmentadas. Esto incluyó:

Atención comercial personalizada:

A través de personal externo especialmente capacitado, los clientes fueron visitados en sus hogares, donde se les informó su situación de morosidad, facilidades de pago y entrega de antecedentes generales del plan.

Innovación en recaudación:

Se habilitaron móviles y módulos fijos de recaudación en lugares cercanos a las villas, permitiendo el pago de abonos o pagos parciales.

Mejoras en corte, lectura y reparto:

Los procesos de lectura y reparto de boletas se realizaron en compañía de un vecino asignado por cada villa, junto con la instalación de tecnología para suspensión de suministro a distancia.

Plan especial hurto:

Se realizan inspecciones técnicas a los servicios y verifican sus medidores para detectar irregularidades en el consumo o en el registro de la energía consumida.

Ámbito Comunidad

Con el objetivo de generar un mayor acercamiento, fortalecer lazos y generar mayores grados de confianza con nuestros clientes, se desarrollaron un conjunto de actividades pensadas y orientadas en la comunidad.

De esta manera, se realizaron 58 mesas de trabajo con los líderes vecinales y juntas de vecinos con el objetivo de establecer una comunicación directa con nuestros clientes, manteniéndolos informados sobre los planes ejecutados en sus villas.

Por otra parte, se implementaron 61 talleres educativos relativos a seguridad en el hogar, ahorro energético y conocimiento de nuestra boleta en el que participaron 372 vecinos de la comuna de San Bernardo, 340 en La Pintana y 299 en El Bosque.

Finalmente, a través de una asociación con la Fundación Ganamos Todos se realizaron 6 jornadas deportivas donde participaron más de 3.500 niños, acompañados por sus familias y dirigentes vecinales y sociales. En cada uno de estos encuentros se implementaron clínicas de fútbol y voleibol y clases de zumba. Todos los participantes recibieron medallas y diplomas al cierre de las jornadas.



GESTIÓN COMERCIAL



2014
Memoria
Anual

La empresa opera en el sector de distribución de electricidad y para sus proveedores y clientes es reconocido con la marca de "CGE DISTRIBUCIÓN".

VENTAS Y CRECIMIENTO

En el año 2014 la energía vendida fue 9.024 GWh lo que representa un incremento de 3,8% respecto a la registrada el año 2013 en base comparable.

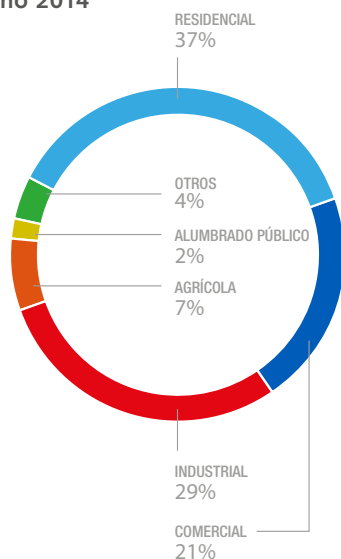
MERCADO Y PRINCIPALES CLIENTES

El mercado actualmente atendido por CGE DISTRIBUCIÓN presenta un incremento sostenido en el tiempo, respecto al número de clientes, lo que se explica en gran medida por el crecimiento demográfico y económico de su zona de concesión. Como muestra el gráfico que a continuación se observa, mientras en el año 2001 la energía vendida fue de 2.929 GWh, en diciembre de 2014 ésta alcanzó los 9.024 GWh.

Año	Energía vendida (GWh)	Demanda máxima en horas punta (MW)	Clientes al 31 de diciembre (miles)
2001	2.929	571	630
2002	3.077	601	658
2003	3.334	641	680
2004	3.557	664	702
2005	5.338	921	1.047
2006	5.695	954	1.081
2007	6.493	1.106	1.214
2008	6.364	1.040	1.249
2009	6.362	1.030	1.280
2010	6.447	1.112	1.311
2011	6.714	1.121	1.355
2012	8.300	1.354	1.668
2013	8.688	1.473	1.718
2014	9.024	1.538	1.767

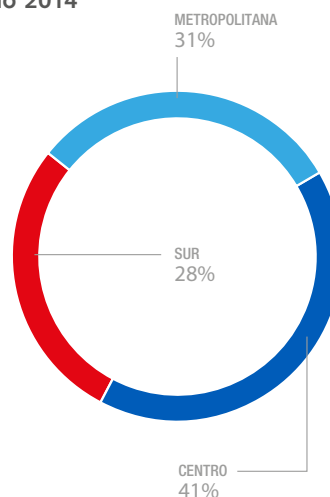
Energía Física Vendida por Actividad

Año 2014



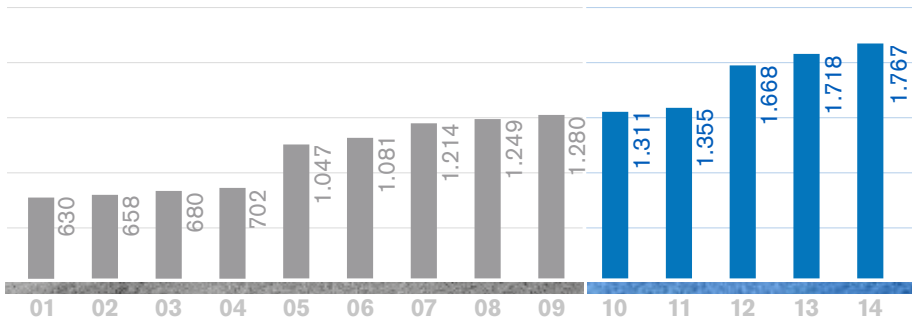
Energía Física Vendida por Regional

Año 2014



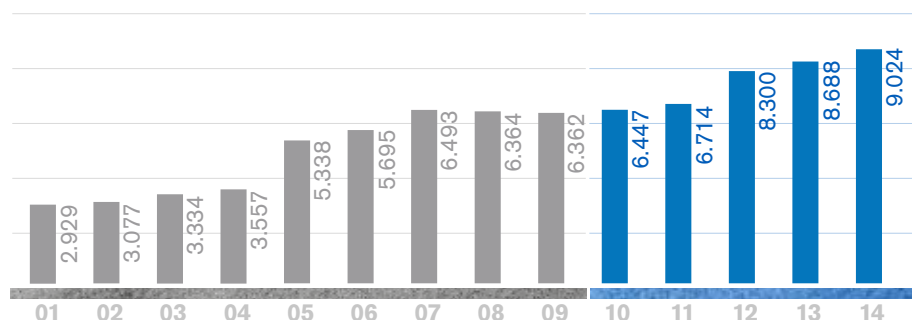
Cantidad de Clientes

(miles a diciembre de cada año)



Energía Vendida

(GWh)



Por otra parte, la energía comprada en el nivel de media tensión alcanzó los 9.889 GWh, con un aumento de 3,4% respecto del año 2013. El índice de pérdidas de energía de CGE DISTRIBUCIÓN fue de 7,9%, medidas respecto de la energía ingresada en el sistema de distribución, mostrando una disminución de 0,07% respecto al año 2013.

La competencia que enfrenta CGE DISTRIBUCIÓN en sus zonas de concesión se refiere básicamente al suministro a clientes no sujetos a fijación de precios, con los cuales normalmente se establecen contratos de mediano o largo plazo, donde el precio de los servicios se conviene libremente entre las partes. Estos clientes pueden negociar su abastecimiento eléctrico con empresas generadoras u otras entidades y representan aproximadamente un 8,4% de las ventas físicas.

La facturación está constituida principalmente por venta de energía a clientes residenciales, acorde a una cartera masiva, distribuida geográficamente en varias comunas y en pequeños montos para cada cliente. La facturación del principal cliente, no supera el 1,09% del total de la facturación anual. Por lo tanto, existe una importante atomización de la cartera de clientes.

NEGOCIACIÓN CONTRATO DE SUMINISTRO CLIENTES LIBRES

En cuanto al suministro para clientes libres, CGE DISTRIBUCIÓN mantiene contratos vigentes con diversos suministradores con plazos de vencimiento variables, los cuales se encuentran ajustados a los plazos convenidos con dichos clientes.

Entre las negociaciones destacadas durante el año 2014, cabe mencionar la renovación de contrato como cliente libre de ORIZON S.A. bajo nuevo modelo de venta y compra y la renovación de contrato de Empresas de Ferrocarriles del Estado hasta el 31 de diciembre de 2015, con cláusula de prórroga anual.

PRODUCTOS Y SERVICIOS

Durante el año 2014 el principal objetivo del área de comercialización de productos y servicios fue desarrollar un canal de atención centralizado para el desarrollo de proyectos con los principales grupos inmobiliarios del país. Producto de esta gestión durante el periodo se logró un resultado superior en un 8,4% respecto al año 2013.

CALIDAD DE SERVICIO Y ORIENTACIÓN AL CLIENTE

Durante el 2014, se desarrolló un plan en el que participaron diversas áreas para mejorar la interacción con nuestros clientes en los diferentes puntos de contacto.

Entre otros se implementó el protocolo de lectura, en el cual el lector debe anunciar su visita. Para la interacción con clientes en el proceso de corte y reposición se confeccionaron volantes que comunican la suspensión en caso de ausencia de moradores, como también se informa que no pudo ser suspendido por no tener acceso a la instalación. También se definieron plazos para reposición temprana. Para el caso de las solicitudes, se definieron plazos más reducidos que los históricos en los casos de mayor recurrencia, informando a nuestros clientes en el momento del cierre de su requerimiento, a través de SMS, que la prestación se encuentra ejecutada, complementando lo anterior con el envío de cartas.

En términos del Call Center se desarrollaron iniciativas para entregar mayor resolutivead, permitiéndoles entregar certificados de deuda, cambio de dirección de envío postal y cambio de algunos datos del cliente.

Se suscribieron nuevos contratos de recaudación con PRESTO (Supermercados Líder) y Banco de Chile, con este último para acceder al botón de pago a través de nuestra oficina virtual. Adicionalmente se extendió el contrato de recaudación con el Banco Santander para contar también con un botón de pago.

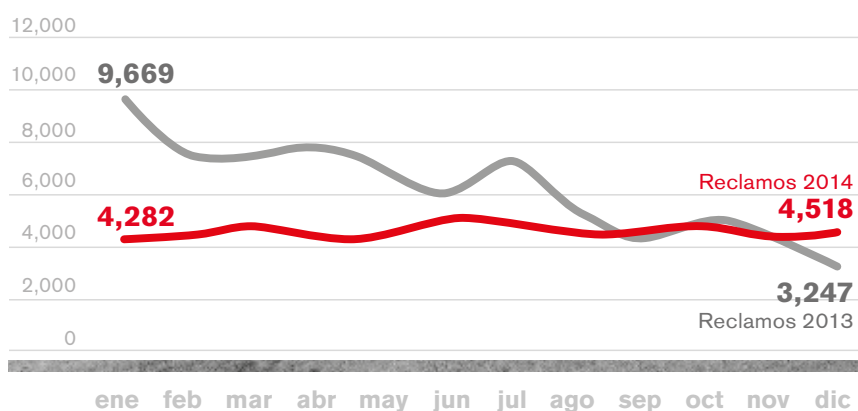
Respecto del estudio de lealtad y satisfacción de clientes, realizado en el año 2014, en el cual se mide la percepción de nuestros clientes sobre aspectos de calidad de los 5 principales puntos de contacto y su lealtad hacia la compañía, el índice de lealtad neto (ILN) mejora un 38,31% respecto al del año 2013, logrando un valor de 23,79%.

En lo que se refiere a la encuesta de calidad de servicio ECSE, se logra una considerable mejora de 10 puestos respecto del ranking del año anterior, con un 21,6% de incremento en la nota, pasando de 6,57 a 7,99.

GESTIÓN DE RECLAMOS

En CGE DISTRIBUCIÓN los reclamos del año 2014 disminuyeron en un 27% en relación al año anterior, lo cual refleja una mejora continua en nuestros procesos, manteniendo la tendencia de año anterior.

EVOLUCIÓN RECLAMOS



Por otra parte, el tiempo promedio de respuesta entregada a nuestros clientes disminuyó en 11 días (de 23 en el año 2013 a 12 días promedio en este año), generando una mayor satisfacción a nuestros clientes.



TARIFAS DE SUMINISTRO

El VAD incluido en las tarifas de suministro de energía eléctrica aplicables a los clientes sujetos a fijación de precios continuó ajustándose periódicamente, en conformidad con lo establecido en el artículo N° 191 del DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción -Ley General de Servicios Eléctricos- y según lo dispuesto en el Decreto 1T-2012 del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 2 de abril de 2013, pero con vigencia a contar del 4 de noviembre de 2012.

Asimismo, las tarifas de compra de energía establecidas en diversos contratos de suministro suscritos con generadores como resultado de los procesos licitatorios efectuados a partir del año 2006, en cumplimiento de las modificaciones legales efectuadas en los últimos años, son traspasadas a las tarifas de los clientes regulados en las correspondientes fijaciones de precios de nudo promedio.

En relación con esto último, durante el año 2014 se continuó aplicando el Decreto N° 1-2013 del Ministerio de Energía, publicado el año 2013, pero con vigencia a contar del 1 de noviembre de 2012.

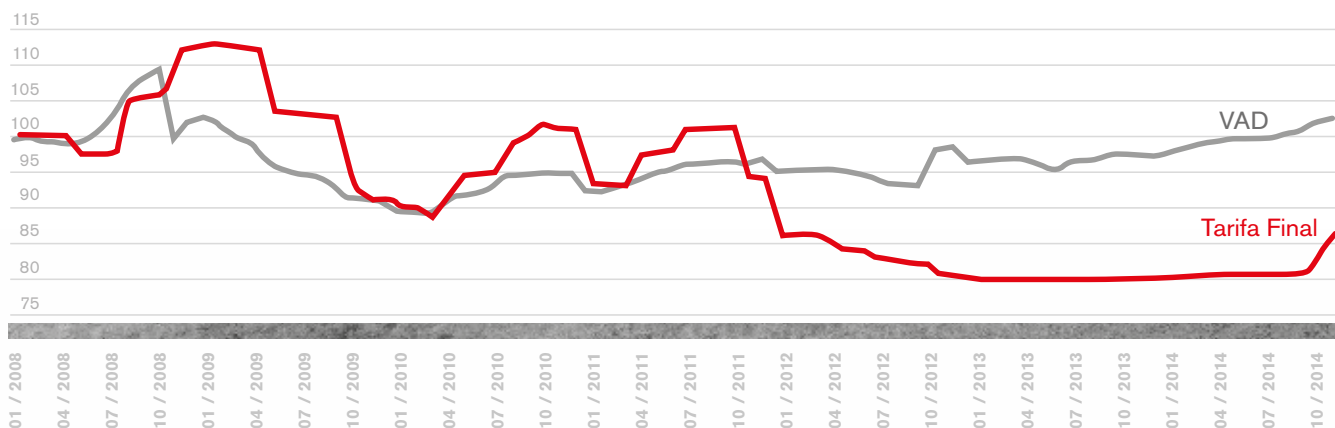
Adicionalmente, el 6 de octubre de 2014 fue publicado el Decreto 2T-2014, mediante el cual se fijaron los precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de enero de 2013, para el SIC, y del 1 de marzo de 2013, para el SING, actualizándose además los valores de los decretos con vigencia entre enero de 2011 y las fechas de vigencia del Decreto 2T-2014. Del mismo modo, el 10 y el 29 de octubre, el 14 y el 24 de noviembre y el 6 de diciembre de 2014 fueron publicados los Decretos 3T-2014; 4T-2014; que tienen efectos en el SIC y SING; 6T-2014; 7T-2014; y 8T-2014, que tienen sólo efectos en el SIC; todos del Ministerio de Energía, mediante los cuales se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de mayo de 2013, 1 de noviembre de 2013, 1 de diciembre de 2013, 1 de enero de 2014 y 1 de marzo de 2014, respectivamente.

Al respecto, mediante Oficio Circular N° 13442-2014, la SEC instruyó la reliquidación de los decretos de precios de nudo promedio señalados precedentemente, la cual se materializará a contar de enero de 2015.

Aún se encuentran pendientes de publicación los decretos de precios de nudo promedio que fijarán precios con vigencias desde el 1 de mayo, 1 de septiembre, 1 de octubre y 1 de noviembre de 2014.

Así, durante el presente periodo, tomando en cuenta las consideraciones anteriores, las cuentas promedio de los clientes sujetos a fijación de precios atendidos por CGE DISTRIBUCIÓN experimentaron un incremento del 7,8%, el que se explica fundamentalmente por un incremento de los precios de generación y transmisión del 8,6% y un aumento del VAD que alcanzó a 5,3%.

EVOLUCIÓN NOMINAL DE TARIFA REGULADA Y DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VAD) BASE ENERO 2008



PLAN DE CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Durante el año 2014 se desarrolló el plan de disminución de pérdidas de energía, que permitió reducir el índice de pérdidas de CGE DISTRIBUCIÓN desde un valor de 7,97% a diciembre 2013 a un valor de 7,90% a diciembre 2014. Se logró la configuración de 12.988 casos de condiciones irregulares con una recuperación de energía que alcanzó a 47 GWh por concepto de consumos no registrados y una mayor facturación estimada de 8 GWh asociada a los servicios regularizados. El plan aportó un ingreso por concepto de consumos no registrados de MM\$ 2.489 durante el año.

En CGE DISTRIBUCIÓN se mantuvo un nivel de actividades en terreno similar al año anterior, adicionando los siguientes planes para identificar y reducir las pérdidas por hurto y/ o administrativas.

1. Medición de pérdidas sectorizadas en puntos específicos, de alto nivel de pérdidas, que permitió generar acciones de mitigación y su correspondiente seguimiento.
2. Ejecución de servicio de auditorías administrativas a distancias para clientes teledidos trifásicos de alto consumo, sistema que permite detectar anomalías en el registro de consumos.

GESTIÓN DE COBRANZA

Durante el año 2014 la gestión de cobranza centró sus actividades en disminuir la deuda morosa y controlar el riesgo de envejecimiento de la cartera de deudores, en este contexto, se realizan planes focalizados de cobranza bajo una segmentación de deudores por tipo de cliente, monto y antigüedad de la morosidad.

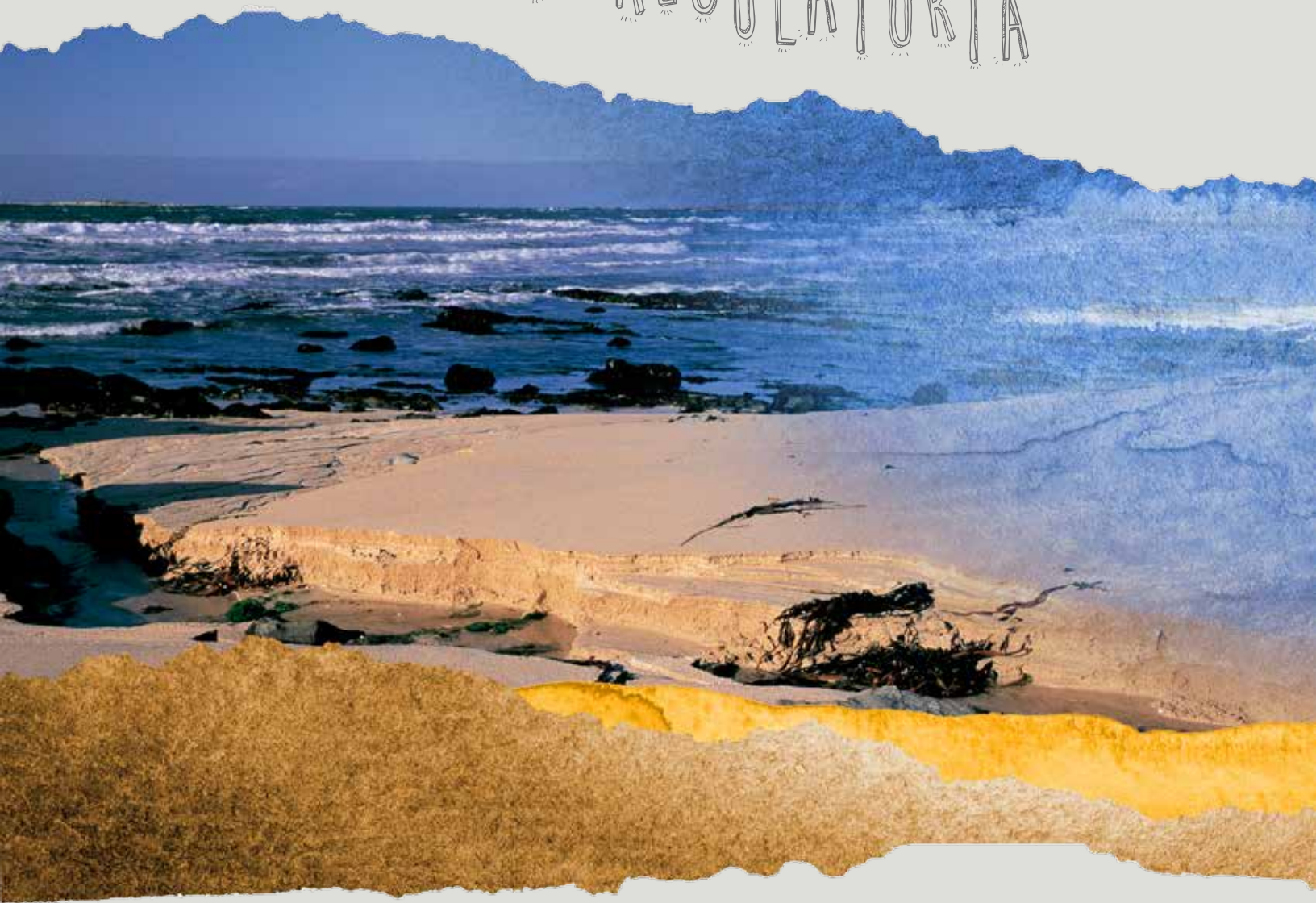
Adicionalmente, para este periodo se puso en marcha la externalización de la gestión de cobranza para clientes residenciales masivos a un contratista de cobranza extra-judicial.

Por otra parte, se continuó con las acciones judiciales iniciadas en el año 2013 a aquellos clientes que mantienen morosidad superior a 180 días de vencimiento y que son contribuyentes de primera categoría.

Las iniciativas mencionadas se desarrollan bajo metodologías que permiten mantener un seguimiento especial a la gestión de cobranza, midiendo la actividad en forma periódica en cada región y monitorear los indicadores para el cumplimiento de las metas y objetivos.

El desarrollo de los planes permitió disminuir en un 6,4% el saldo de deudores por venta, respecto a igual periodo del año anterior, alcanzando un saldo de MM\$ 128.771 al 31 de diciembre de 2014.

GESTIÓN REGULATORIA



El marco regulatorio que norma la actividad principal de CGE DISTRIBUCIÓN se encuentra definido en el DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (Ley General de Servicios Eléctricos), el Decreto Supremo N° 327-1997 del Ministerio de Minería (Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos), los decretos tarifarios y demás normas técnicas y reglamentarias emanadas del Ministerio de Energía (MINENERGÍA), del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (MINECON), de la CNE, de la SEC y del Centro de Despacho del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC).

AUMENTOS Y RETIROS DE INSTALACIONES

Con fecha 30 de enero de 2014, CGE DISTRIBUCIÓN, EMELECTRIC y EMETAL -estas dos últimas empresas hoy se encuentran disueltas, al ser absorbidas en noviembre de 2014 por CGE DISTRIBUCIÓN- presentaron a SEC la información del proceso de Aumentos y Retiros de sus instalaciones de distribución correspondientes al año 2013.

En dicha oportunidad se empleó por primera vez el nuevo Sistema de Cuentas para informar los Aumentos y Retiros de Instalaciones, establecido por SEC mediante Resolución Exenta N° 1662-2013 del 30 de julio 2013, la cual fue modificada mediante Resolución Exenta N° 2277-2013 del 10 de diciembre de 2013.

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 3113 del 30 de abril de 2014, SEC rechazó una parte de las instalaciones presentadas por las empresas concesionarias de servicio público de distribución de electricidad, por considerarlas innecesarias o excesivas, y otra parte, por no haberse ajustado al plan de cuentas establecido por ella o por otras causales no tipificadas en la ley.

Considerando que existen fundadas razones para estimar que el rechazo efectuado por SEC no tiene efectos materiales, dado que la tasa de rentabilidad económica de la industria se encuentra por debajo de su límite superior establecido en la ley, las empresas decidieron no presentar ningún tipo de recurso en contra de la Resolución Exenta N° 3113-2014, ya referida.

COSTOS DE EXPLOTACIÓN

Mediante Resolución Exenta N° 6331 del 16 de diciembre de 2014, SEC fijó los costos de explotación de las empresas concesionarias de servicio público de distribución, correspondientes al ejercicio del año 2013.

La fijación efectuada por la autoridad se tradujo en una reducción del 2,9% en el valor presentado por CGE DISTRIBUCIÓN -incluyendo los efectos en, EMELECTRIC y EMETAL, empresas disueltas en noviembre de 2014 y absorbidas por la primera- y del 4,4% del total de la industria.

Debido a que existen fundadas estimaciones de que la reducción efectuada no tendrá efecto material en el proceso de chequeo de rentabilidad de la industria correspondiente al ejercicio 2013, CGE DISTRIBUCIÓN decidió no presentar discrepancias ante el Panel de Expertos por la fijación de costos de explotación efectuada por SEC mediante la citada Resolución Exenta N° 6331-2014.



FIJACIÓN DE PRECIOS DE SERVICIOS ASOCIADOS AL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD DE DISTRIBUCIÓN

En virtud de lo dispuesto en el artículo 184° del DFL N° 4-2006 de MINECON y en el artículo 5° del Decreto N° 341-2007 de MINECON, que aprueba el Reglamento para la Fijación de Precios de los Servicios No Consistentes en Suministro de Energía, en el año 2012 se dio inicio a dicho proceso de fijación.

El 21 de febrero de 2013, en virtud de lo establecido en el artículo 15° del Reglamento, CNE comunicó la publicación del Informe Técnico “Fijación de fórmulas tarifarias de servicios no consistentes en suministro de energía, asociados a la distribución de electricidad”.

Así, en conformidad con lo dispuesto en el artículo 17 del Reglamento, el 7 de marzo de 2013, las empresas distribuidoras notificaron sus discrepancias a CNE, y el 28 de marzo de 2013, presentaron dichas discrepancias al Panel de Expertos, el que emitió sus dictámenes el 13 de mayo de 2013.

El 8 de octubre de 2013, CNE hizo entrega del Informe Técnico elaborado con posterioridad a los dictámenes del Panel de Expertos.

Finalmente, el 14 de marzo de 2014 fue publicado el Decreto 8T-2013 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fijaron los Precios de Servicios No Consistentes en Suministros de Energía, con vigencia a contar de esa misma fecha.

DÉFICIT DE ENERGÍA CONTRATADA DE LAS EMPRESAS EMEL-SIC

Con el objeto de satisfacer algunos déficits de energía no contratados que se presentaron en el año 2012, las empresas EMEL-SIC, es decir, ELECDA, EMELAT, EMELECTRIC y EMETAL -estas últimas dos empresas hoy se encuentran disueltas, al ser absorbidas en noviembre de 2014 por CGE DISTRIBUCIÓN- iniciaron los correspondientes procesos de licitación, haciendo entrega a la CNE de las bases correspondientes. Posteriormente, las proyecciones de dichos déficits fueron incluidas en diversos procesos efectuados por CGE DISTRIBUCIÓN durante el año 2012, todos los cuales fueron declarados desiertos. En este contexto, CNE instruyó la postergación para el año 2015 de la fecha de inicio del suministro licitado.

Las empresas EMEL-SIC requirieron a CNE que defina los mecanismos, forma, procedimiento o acciones destinadas a cubrir dichos suministros, instruyendo el modo y oportunidad para utilizarlos, con el objeto de asegurar la contratación de energía y potencia necesaria para cubrir los déficits proyectados.

Paralelamente, las empresas realizaron diversas gestiones con el objeto de aplicar el mecanismo de transferencias de excedentes, las cuales resultaron infructuosas.

Así, en el mes de diciembre de 2012, se presentó un déficit de aproximadamente 95 GWh en la energía contratada por las empresas EMEL-SIC, lo que, en enero de 2013, fue informado a CNE, SEC y el CDEC-SIC, haciendo entrega de los antecedentes del caso.

El 15 de enero de 2013, el CDEC-SIC solicitó a SEC su pronunciamiento respecto de la asignación de los consumos de clientes regulados sin contrato de suministro.

Así, mediante Oficio N° 7230 del 7 de agosto de 2013, SEC respondió la consulta efectuada por el CDEC-SIC y determinó que deben emplearse los excedentes de energía contratada de otras distribuidoras, requiriéndose el acuerdo previo entre concesionarias, la comunicación a las suministradoras, el informe favorable de CNE y el respeto a las características del suministro licitado en cuanto al precio y cantidad.

Algunas empresas generadoras presentaron recursos de reclamación y/o protección en contra del referido Oficio 7230/2013 en la Corte de Apelaciones, los cuales, con fecha 10 de abril de 2014, han sido desestimados por dicho tribunal. En el caso de los recursos de reclamación, el fallo de la Corte de Apelaciones se basó en la extemporaneidad de sus presentaciones, lo cual fue revocado por la Corte Suprema con fecha 8 de julio de 2014, debiendo ahora la Corte de Apelaciones emitir un pronunciamiento sobre el fondo del asunto debatido. En el caso de los recursos de protección, con fecha 9 de julio de 2014, la Corte Suprema confirmó las sentencias de rechazo.

LICITACIONES DE SUMINISTRO DE CGE DISTRIBUCIÓN

Ante los incumplimientos por parte de CAMPANARIO GENERACIÓN S.A. -empresa con la cual CGE DISTRIBUCIÓN suscribió un contrato de suministro en el año 2009- de los pagos por los retiros de energía asociados a los balances de inyecciones y retiros elaborados por el CDEC-SIC, mediante Resolución Exenta N° 2288 del 26 de agosto de 2011 y sus modificaciones posteriores, SEC instruyó la suspensión de la calidad de participante de esa empresa en dichos balances y el abastecimiento íntegro y en todo momento, por parte de las empresas que integran el CDEC-SIC, de los consumos de los clientes sujetos a fijación de precios cuyos suministros se encontraban asociados al referido contrato.

Adicionalmente, mediante Oficio N° 1308 del 31 de enero de 2012, SEC instruyó el inicio de los trámites de un nuevo proceso de licitación de suministro, con el objeto de licitar el bloque de suministro contratado con CAMPANARIO GENERACIÓN, para el evento en que el contrato suscrito termine anticipadamente. Además, MINENERGÍA, mediante carta N° 340 del 23 de marzo de 2012, señaló que, considerando la excepcional situación en la que se encuentra, corresponde que CGE DISTRIBUCIÓN proceda, sin más trámite y en el más breve plazo a poner término anticipado a dicho contrato, sin perjuicio de su obligación de iniciar el proceso de licitación de suministro que le permita dar cumplimiento a las obligaciones dispuestas en la ley.

Así, con fecha 25 de abril de 2012, CGE DISTRIBUCIÓN suscribió con el Síndico de la Quiebra, Hernán Chadwick Larraín, un Contrato de Transacción Extrajudicial, en el cual las partes aceptaron poner término anticipado al contrato,

sujeto a la condición de iniciarse el suministro total de energía eléctrica para los clientes regulados por parte de una o más empresas adjudicatarias del o los procesos de licitación iniciados a consecuencia de la instrucción de SEC, impartida mediante el ya referido Oficio N° 1308-2012, y aprobados por CNE.

En este contexto, durante el año 2012 CGE DISTRIBUCIÓN realizó tres llamados de licitación, con el objeto de adjudicar los suministros asociados al contrato suscrito en 2009 con CAMPANARIO GENERACIÓN, entre otros, todas las cuales fueron declaradas desiertas por no presentarse oferentes. Sólo en un cuarto llamado de licitación, aprobado por CNE mediante Resolución Exenta N° 855 del 13 de noviembre de 2012, CGE DISTRIBUCIÓN adjudicó, el 7 de diciembre de 2012, el 15% de la energía requerida a la empresa AES GENER S.A.

Asimismo, durante el año 2013, CGE DISTRIBUCIÓN realizó 3 licitaciones adicionales, cuyas bases fueron aprobadas por CNE mediante Resoluciones Exentas N° 92-2013 del 26 de febrero de 2013, N° 280-2013 del 13 de mayo de 2013, N° 610-2013 del 3 de octubre de 2013, todas las cuales fueron declaradas desiertas en su totalidad.

Del mismo modo, durante 2014, CGE DISTRIBUCIÓN realizó 3 nuevas licitaciones, cuyas bases fueron aprobadas por CNE mediante Resoluciones Exentas N° 13-2014 del 17 de enero de 2014, N° 116-2014 del 8 de abril de 2014 y N° 291-2014 del 3 de julio de 2014, todas las cuales fueron declaradas totalmente desiertas.



En los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2014, CGE DISTRIBUCIÓN presentó bases para un nuevo proceso de licitación, las cuales no han sido aprobadas por CNE.

El resumen de los procesos de licitación efectuados con el objeto de adjudicar los suministros asociados al contrato suscrito con CAMPANARIO GENERACIÓN se presenta en la siguiente tabla:

Proceso	Fecha Llamado	Valor máximo (US\$/MWh)	Energía Adjudicada	Precio (US\$/MWh)
CGE DISTRIBUCIÓN 2012/02	11 de mayo de 2012	129,482		
CGE DISTRIBUCIÓN 2012/02 - 2° Llamado	18 de julio de 2012	129,482		
CGE DISTRIBUCIÓN 2012/03	24 de agosto de 2012	127,259		
CGE DISTRIBUCIÓN 2012/03 - 2° Llamado	14 de noviembre de 2012	139,977	15%(*)	138,899
CGE DISTRIBUCIÓN 2013/01	1 de marzo de 2013	129,040		
CGE DISTRIBUCIÓN 2013/01 - 2° Llamado	14 de mayo de 2013	129,040		
CGE DISTRIBUCIÓN 2013/02	10 de octubre de 2013	120,177		
CGE DISTRIBUCIÓN 2013/02 - 2° Llamado	21 de enero de 2014	120,177		
CGE DISTRIBUCIÓN 2014/01	10 de abril de 2014	125,853		
CGE DISTRIBUCIÓN 2014/01 - 2 Llamado	7 de julio de 2014	125,853		

(*)de 800 GWh año 2013 y de 1.500 GWh para el 2014



LICITACIÓN CONJUNTA DE SUMINISTRO SIC 2013/03

Mediante Resolución Exenta N° 790 del 13 de diciembre de 2013, CNE aprobó las bases del proceso LICITACIÓN SIC 2013/03 -proceso realizado en conjunto por las empresas distribuidoras que operan en el SIC y coordinado por CGE DISTRIBUCIÓN, empresa mandataria-, el cual consideró, de acuerdo a las instrucciones impartidas por CNE en su carta CNE N° 463 del 9 de diciembre de 2013, un Bloque de Suministro conformado por la energía no adjudicada en el proceso LICITACIÓN SIC 2013/01 y por los requerimientos de las distribuidoras hasta alcanzar un volumen máximo de 5.000 GWh, que se inició en septiembre del año 2014 y termina en diciembre de 2025.

Mediante Circular Aclaratoria N° 1 del 29 de mayo de 2014, aprobada por CNE en su Resolución Exenta N° 218-2014 de esa misma fecha, las Empresas Licitantes dieron respuesta a las consultas recibidas en el marco del referido proceso de licitación.

Posteriormente, mediante carta CNE N° 176 del 6 de junio de 2014, entre otras cosas, CNE instruyó la modificación de la cláusula de adecuación a la normativa incluida en el modelo de contrato contenido en las Bases del proceso y la incorporación del mecanismo de precios de reserva.

En esa misma fecha, las Empresas Licitantes presentaron una nueva versión de las Bases del proceso, considerando las instrucciones anteriores, las cuales fueron aprobadas por CNE mediante Resolución Exenta N° 232-2014, también del 6 de junio de 2014.

Mediante Circular Aclaratoria N° 2, aprobada por CNE en su Resolución Exenta N° 285 del 1 de julio de 2014, las Empresas Licitantes dieron respuesta a consultas efectuadas por algunos generadores.

El 5 de agosto de 2014 se realizó la recepción de ofertas. Ese mismo día, se realizó el acto de apertura de las ofertas administrativas y, posteriormente, el 13 de agosto se realizó el acto de apertura de las ofertas económicas.

El día 14 de agosto de 2014, como resultado de la evaluación económica efectuada, se adjudicó el 15% de la energía requerida a ENDESA, a un precio de 112 US\$/MWh. En virtud de esto y por no encontrarse cubierta la totalidad de la demanda licitada, en esa misma fecha la licitación fue declarada parcialmente desierta.

LICITACIÓN CONJUNTA DE SUMINISTRO SIC 2013/03 – 2° LLAMADO

Mediante cartas del 5 y del 11 de septiembre, CNE instruyó la realización de un nuevo proceso de licitación, incorporando los requerimientos de suministro que no resultaron adjudicados en el proceso "LICITACIÓN SIC 2013/03". Además, CNE instruyó para la nueva convocatoria que se realice:

- Introducir todas aquellas adecuaciones al texto de las Bases de Licitación, de manera que éstas guarden debida correspondencia con el texto reglamentario, el cual fue modificado en agosto de 2014.
- Definir 4 Bloques de Suministro por un periodo de abastecimiento de 15 años cada uno, con inicios de suministro para el año 2016 (N°1), 2017 (N°2), 2018 (N°3) y 2019 (N°4).
- Se definió que los Bloques de Suministro N° 1 y N° 2 estuvieran compuestos por tres bloques de suministro horarios:

Bloques de Suministro A, destinados a abastecer únicamente los consumos que realicen las Licitantes durante los períodos horarios comprendidos entre

las 00:00hrs y las 07:59hrs y entre las 23:00hrs y 23:59hrs.

Bloques de Suministro B, destinados a abastecer únicamente los consumos que realicen las Licitantes durante el período horario comprendido entre las 08:00hrs y las 17:59hrs.

Bloques de Suministro C, destinados a abastecer únicamente los consumos que realicen Las Licitantes durante el período horario comprendido entre las 18:00hrs y las 22:59hrs.

- Los Bloques de Suministro N° 1 y N° 2 alcanzaron los 1.000 GWh/año, mientras que el Bloque de Suministro N° 3 fue en régimen de 6.000 GWh/año y el N° 4 de 5.000 GWh/año.
- Adecuar el cronograma de la licitación considerando el llamado a licitación para el 17 de septiembre de 2014 y la fecha de presentación de ofertas para el 1 de diciembre de 2014.
- Introducir un mecanismo de prórroga de inicio del suministro, de modo que dentro de un plazo máximo de 12 meses, para los Bloques N° 1 y N° 2, y 18 meses, para los bloques N° 3 y N° 4, contados desde la adjudicación, el generador podrá solicitar fundamentadamente la postergación del inicio de suministro del contrato, por un lapso que no podrá ser mayor a 12 meses, en el caso de los Bloques de Suministro N° 1 y N° 2, y no podrá ser mayor a 24 meses, para los Bloques de Suministro N° 3 y N° 4.
- Incorporar el índice RIAE (Recargo por Impuesto Anual de Emisiones, determinado por CNE con ocasión del Informe Técnico de Precios de Nudo Promedio), en las fórmulas de indexación.



- Incorporar en el modelo de contrato una cláusula de “Caso fortuito y fuerza mayor”, de modo que un evento de estas características que se extienda por más de 12 meses, será causal de término anticipado del contrato a requerimiento de cualquiera de las partes.

Así, el 12 de septiembre de 2014, las Empresas Licitantes presentaron a CNE la propuesta de bases del proceso “LICITACIÓN SIC 2013/03 - 2° LLAMADO”, solicitándole además definir los mecanismos para cubrir los suministros no considerados en los Bloques de Suministro e instruir el modo y oportunidad para utilizarlos.

Mediante Resolución Exenta N° 432-2014, de esa misma fecha, CNE aprobó las bases del proceso “LICITACIÓN SIC 2013/03 - 2° LLAMADO”.

Cabe destacar que CGE DISTRIBUCIÓN fue designada empresa mandataria por el resto de las Empresas Licitantes.

Posteriormente, mediante carta del 10 de octubre, las Licitantes presentaron una nueva versión de bases del proceso “LICITACIÓN SIC 2013/03 - 2° LLAMADO”, corrigiendo algunas inconsistencias menores.

En la Circular Aclaratoria N° 1 del 27 de octubre de 2014, la que fue aprobada por CNE mediante Resolución Exenta N° 525-2014 de esa misma fecha, las Licitantes dieron respuesta a las 454 consultas formuladas por los interesados del proceso.

Luego, mediante carta CNE N° 562 del 29 de octubre de 2014, CNE solicitó incorporar principalmente las siguientes modificaciones a las bases de licitación:

- Posibilidad de presentar un informe de clasificación autorizado por la normativa vigente cuyo contenido dé cuenta de una calificación o categoría equivalente a una clasificación de riesgo no menor de BB+.

A más tardar dentro del año siguiente a la suscripción del contrato el suministrador deberá reemplazar este informe por un informe de clasificación de riesgo.

- Posibilidad de presentar “ofertas con restricción”: dos o más ofertas en los distintos bloques horarios que conforman el Bloque de Suministro N° 1 o el Bloque de Suministro N° 2 que sólo podrán ser adjudicadas conjuntamente.

- Posibilidad de presentar “ofertas condicionadas”: ofertas en el Bloque de Suministro N° 1 (o N° 3) y en el Bloque de Suministro N° 2 (o N° 4), sujeto a que la oferta presentada en el Bloque de Suministro N° 2 (o N° 4) sólo se adjudique en caso que la oferta presentada en el Bloque de Suministro N° 1 (o N° 3) no resulte adjudicada.

- Adecuación del mecanismo de evaluación a las “ofertas con restricción” y “ofertas condicionadas”.

- Adecuación del índice RIAE (Recargo por impuesto anual de emisiones), explicitando que será igual a cero mientras no entre en vigencia y se aplique una ley que modifique los valores de algunas variables consideradas para la elaboración del índice.

Por ello, el 29 de octubre de 2014 las Empresas Licitantes presentaron una nueva versión de las bases de licitación, incluyendo las modificaciones instruidas, la cual fue aprobada por CNE mediante Resolución Exenta N° 533-2014 de esa misma fecha.

Mediante Circular Aclaratoria N° 2 del 21 de noviembre de 2014, aprobada por CNE por Resolución Exenta N° 607-2014 del 25 de noviembre de 2014, se efectuaron aclaraciones respecto principalmente

del mecanismo de adjudicación y de la variable RIAE contenida en las fórmulas de indexación.

Luego, se dio cumplimiento a las distintas etapas consideradas en el proceso de licitación:

- El 1 de diciembre de 2014 se efectuó la recepción de ofertas.

Presentaron propuestas las empresas Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar S.A. y Abengoa Solar Chile SpA.; Acciona Energía Chile SpA.; AELA Negrete S.A.; Central El Campesino S.A.; Chungungo S.A.; E-CL S.A.; Empresa Eléctrica Carén S.A.; Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA.; Empresa Nacional de Electricidad S.A.; Energía Cerro El Morado S.A.; La Cabaña SpA.; Mainco S.A.; Norvind S.A.; Pelumpén S.A.; San Juan SpA.; Santiago Solar S.A.; SPV P4 S.A.; Total Sunpower La Huella S.A.

- Posteriormente, en esa misma fecha se efectuó el Acto de Apertura del Precio y Margen de Reserva y el acto de apertura de las Ofertas Administrativas.

- El 2 de diciembre de 2014 se dio a conocer la Evaluación de las Ofertas Administrativas.

- El 5 de diciembre, los proponentes cuyas ofertas administrativas fueron observadas, presentaron sus ofertas administrativas rectificadas.

- Hasta el 9 de diciembre se recibieron las declaraciones de modificación de ofertas económicas, asociadas con aquellas ofertas que hubieran superado el Precio de Reserva.

- El día 11 de diciembre de 2014, se efectuó la Apertura de las Ofertas Económicas y el día 12 de diciembre se realizó el Acto de Adjudicación de la Primera Etapa.

En el Acta de la Apertura de las Ofertas Económicas, se dejó constancia que:

- Los sobres presentados por AELA Negrete S.A. contenían los documentos de las ofertas económicas presentados con el nombre AELA ENERGÍA S.A., el que no corresponde a ningún proponente. Por lo anterior, dichas ofertas económicas no fueron consideradas en el proceso.
- Energía Cerro El Morado S.A. presentó 2 ofertas para el Bloque N° 1-B y 2 ofertas para el Bloque N° 2-B y en ambos casos no expresó, en el documento correspondiente, los coeficientes de indexación del precio de la energía respecto de sus Ofertas N° 2, por lo que estas ofertas no fueron consideradas en el proceso.
- Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA no presentó ofertas económicas para los Bloques de Suministro N° 2-A y N° 2-C.

En conformidad con lo dispuesto en las bases del proceso, el 12 de diciembre de 2014 se notificó a los proponentes que resultaron adjudicatarios. Además, en esa misma fecha, se procedió a solicitar a cada uno de los proponentes cuyas ofertas económicas resultaron en condición de Oferta Marginal que manifestaran si aceptan suministrar, manteniendo su precio de oferta, un monto de energía equivalente al número de sub-bloques estrictamente necesarios para completar la energía total de los Bloque de Suministro correspondientes. Mediante comunicaciones del 15 de diciembre, los proponentes que cuyas ofertas se encontraban en dicha condición aceptaron suministrar las ofertas marginales.



Así, las ofertas adjudicadas en el proceso “LICITACIÓN SIC 2013/03 - 2° LLAMADO” fueron las siguientes:

Bloque de Suministro	Proponente	Número Oferta	Energía Adjudicada (GWh/año)	Precio (US\$/MWh)
1-A	Empresa Eléctrica Carén S.A.	1	5	111,132
1-A	Empresa Eléctrica Carén S.A.	2	5	111,133
1-A	Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA.	1	40	110,008
1-B	Chungungo S.A.	1	190	88,998
1-B	Empresa Eléctrica Carén S.A.	1	10	111,133
1-B	Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA.	1	10	119,9
1-B	Energía Cerro El Morado S.A.	1	40	116,572
1-B	SPV P4 S.A.	1	10	104,268
1-B	SPV P4 S.A.	2	10	92,268
1-C	Empresa Eléctrica Carén S.A.	1	5	111,133
1-C	Empresa Eléctrica ERNC-1 SpA.	1	10	119,9
2-A	San Juan SpA.	1	25	100,645
2-A	San Juan SpA.	2	25	100,646
2-A	San Juan SpA.	3	25	100,647
2-B	Pelumpén S.A.	1	260	84,997
2-B	Pelumpén S.A.	2	30	84,998
2-B	Pelumpén S.A.	3	90	84,999
2-B	Santiago Solar S.A.	1	120	79,88
2-C	San Juan SpA.	1	15	100,645
2-C	San Juan SpA.	2	15	100,646
2-C	San Juan SpA.	3	15	100,647
3	Acciona Energía Chile SpA.	1	60	94,985
3	Acciona Energía Chile SpA.	2	300	89,985
3	Acciona Energía Chile SpA.	3	120	99,913
3	Acciona Energía Chile SpA.	4	120	109,913
3	E-CL S.A.	1	5.040	109,48
3	Empresa Eléctrica Carén S.A.	1	60	109,354
3	San Juan SpA.	1	60	103,219
3	San Juan SpA.	2	60	103,22
3	San Juan SpA.	3	60	103,221
3	San Juan SpA.	4	60	103,222
3	San Juan SpA.	5	60	103,223
4	Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar S.A. y Abengoa Solar Chile SpA.	1	950	114,821
4	Central El Campesino S.A.	1	3.800	110,985
4	Central El Campesino S.A.	2	200	110,985
4	Norvind S.A.	1	50	113,221

Con ello, el nivel de cobertura alcanzó al 92% y el precio medio de adjudicación a 108,2 US\$/MWh.

RELIQUIDACIÓN DECRETO 14-2012 DEL MINISTERIO DE ENERGÍA

El 9 de abril de 2013 fue publicado en Diario Oficial el Decreto 14-2012 del MINENERGÍA, con fecha 14 de febrero de 2012, mediante el cual se fijaron las tarifas de los sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación, a partir del 1 de enero de 2011.

Dicho decreto introduce algunas modificaciones que tienen impacto en los consumos facturados por los generadores a CGE DISTRIBUCIÓN, en el marco de los contratos de compraventa suscritos como resultado de los procesos licitatorios efectuados a contar del año 2006, tal como fue ratificado en cada uno de los Informes Técnicos de Fijación de Precios de Nudo Promedio elaborados por CNE, en los que se incluyó el decreto señalado precedentemente.

Los principales impactos o efectos sobre la determinación de los consumos facturados desde enero de 2011 en adelante, introducidos por el Decreto 14-2012 son los siguientes:

- Con la entrada en vigencia del Decreto 14-2012 se complementa la tarificación de la Transmisión Troncal, efectuada mediante Decreto N° 61-2011 del MINENERGÍA, publicado en el Diario Oficial del 17 de noviembre de 2011, lo que se traduce en que, a partir de su entrada en vigencia, algunas barras troncales que constituían puntos de compra pierden esa condición.
- El Decreto 14-2012 define un nuevo criterio para la asignación de los consumos de electricidad desde los puntos de retiro de los sistemas de subtransmisión a las subestaciones troncales de generación-transporte.

- En el Decreto 14-2012 se definen factores de expansión de pérdidas únicos para cada sistema de subtransmisión, los que además representan las pérdidas totales entre las barras troncales y las barras de ingreso a los sistemas de distribución, por lo que no existen factores de pérdidas tarifarios aplicables en las barras de medida contempladas anteriormente, por lo resulta necesario adecuar los puntos de medición de modo de aplicar los factores de expansión de pérdidas fijados en el Decreto 14-2012.

El 25 de noviembre de 2013, CGE DISTRIBUCIÓN solicitó a SEC ratificar que la metodología empleada por CNE para la determinación de los Precios de Nudo Promedio, en los correspondientes Informes Técnicos, debe ser aplicada para la determinación o cálculo del precio de la energía y potencia comprada para el abastecimiento de los clientes regulados a contar de enero de 2011.

Por lo anterior, mediante Oficio N° 1016-2014, con fecha 31 de enero de 2014, SEC solicitó a la Asociación Gremial de Generadoras de Chile, Empresas Eléctricas AG, Federación Chilena de Cooperativas Eléctricas, CODINER y Empresa Eléctrica Municipal de Til Til, su pronunciamiento en relación con el requerimiento formulado por CGE DISTRIBUCIÓN para que instruya la forma en que deben determinarse los precios y volúmenes en los contratos de suministro, desde la entrada en vigencia del Decreto Supremo N° 14-2012 de MINENERGÍA.

Las distribuidoras del Grupo CGE que operan en el SING y en el SIC, con excepción de CGE DISTRIBUCIÓN presentaron su respuesta el 18 de febrero de 2014, señalando que comparten la necesidad de que SEC, en el ejercicio de sus

atribuciones y en resguardo del interés público comprometido en este asunto, instruya a las empresas la forma en que debe considerarse el Decreto 14-2012 en los contratos de suministro.

Previamente, por todo lo expuesto y con el objeto de guardar coherencia con la aplicación de las disposiciones del Decreto 14-2012, el 11 de noviembre de 2013 CGE DISTRIBUCIÓN hizo llegar a sus proveedores los cálculos para la emisión de facturas por el suministro del mes de octubre de 2013 considerando los criterios y valores que resultan de la aplicación del referido decreto.

Lo anterior se tradujo en que algunos de los proveedores de CGE DISTRIBUCIÓN manifestaran su desacuerdo con la aplicación de los términos y criterios aplicados en conformidad con lo dispuesto en el Decreto 14-2012.

Particularmente, después de agotarse las instancias de conciliación contempladas en los respectivos contratos de suministro, AES GENER y COLBÚN solicitaron al Centro de Arbitraje y Mediación de la Cámara de Comercio de Santiago la designación de árbitros para resolver las controversias existentes. Lo propio efectuó ENDESA.

Así, la Cámara de Comercio designó los siguientes árbitros:

- Francisco Orrego Vicuña: en las controversias surgidas entre COLBÚN y CGE DISTRIBUCIÓN y entre ENDESA y EMETAL (filial de CGE DISTRIBUCIÓN hoy disuelta y absorbida por ella).



- Andrés Cuneo Macchiavello: En las controversias surgidas entre ENDESA y CGE DISTRIBUCIÓN.
- Miguel Luis Amunátegui Monckeberg: en las controversias surgidas entre ENDESA y EMELECTRIC (filial de CGE DISTRIBUCIÓN hoy disuelta y absorbida por ella); y entre GENER y CGE DISTRIBUCIÓN.
- Orlando Poblete Iturrate: en las controversias surgidas entre GENER y EMELECTRIC y entre GENER y EMETAL.

Por su parte, CGE DISTRIBUCIÓN presentó demandas contra ENDESA, respecto a los 2 contratos del 11 de junio de 2007, al contrato del 13 de julio del 2009 y al contrato del 18 de noviembre de 2009; contra AES GENER, respecto al contrato del 27 de diciembre de 2012; y contra COLBÚN, respecto a los contratos celebrados el 31 de mayo de 2007 y el 13 de julio de 2009. Lo mismo hicieron EMELECTRIC y EMETAL -filiales de CGE DISTRIBUCIÓN que hoy se encuentran disueltas después de haber sido absorbidas por la última- contra AES GENER, respecto a los 4 contratos de 29 de junio de 2007 y contra ENDESA, respecto a los 4 contratos de 27 de junio de 2007.

Estas demandas tienen por objeto que se declare la nulidad de las cláusulas arbitrales en cuanto en ellas se habría pactado resolver en sede arbitral materias de orden público que no pueden ser sometidas a la decisión de árbitros.

A esta fecha aún no existen sentencias en ninguna de las controversias señaladas, encontrándose pendientes todos los arbitrajes y demandas.

En relación con esto, el 6 de octubre de 2014 fue publicado el Decreto 2T-2014 de MINENERGÍA, mediante el cual se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de enero de 2013, para el SIC, y del 1 de marzo de 2013, para el SING, ratificándose la forma en que los precios fijados en el Decreto 14-2012 se incluyen en las fórmulas tarifarias aplicables a los clientes finales sujetos a fijación de precios. Adicionalmente, en dicho decreto se actualizan los valores de los decretos con vigencia entre enero de 2011 y las fechas de vigencia del Decreto 2T-2014. Del mismo modo, el 10 y el 29 de octubre, el 14 y el 24 de noviembre y el 6 de diciembre de 2014 fueron publicados los Decretos 3T-2014, 4T-2014, 6T-2014, 7T-2014 y 8T-2014, todos de MINENERGÍA, mediante el cual se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de mayo de 2013, 1 de noviembre de 2013, 1 de diciembre de 2013, 1 de enero de 2014 y 1 de marzo de 2014, respectivamente.



Por lo anterior, mediante Oficio N° 13442/2014 del 9 de diciembre de 2014, SEC instruyó la reliquidación de los señalados decretos de nudo promedio 2T-2014, 3T-2014, 4T-2014, 6T-2014, 7T-2014 y 8T-2014, estableciendo que, producto de las reliquidaciones entre distribuidoras y sus clientes regulados, los abonos o cargos que procedan entre las empresas generadoras eléctricas y las distribuidoras o clientes regulados que reciben suministro eléctrico de las generadoras, deberán aplicarse en la forma, plazo y condiciones indicadas precedentemente. En estos abonos y cargos, que deberán materializarse en las primeras facturas que emitan las empresas generadoras, deberán incluirse las diferencias por concepto de compra de energía y potencia, originadas como consecuencia de la aplicación de los decretos de precios de nudo promedio, incluyendo el que fija los peajes de subtransmisión, conforme a la metodología establecida en el mismo para la determinación de los suministros efectuados a las empresas distribuidoras.

INTERCONEXIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

El 9 de julio de 2013 ingresó a la Comisión de Minería y Energía del Senado el proyecto de ley elaborado por el Ejecutivo para modificar la Ley Eléctrica, con el fin de promover la interconexión de sistemas eléctricos independientes (Boletín 9022-08), siendo publicada la Ley 20726 el 7 de febrero de 2014.

En términos generales, en dicha Ley se establece que:

- El Estudio de Transmisión Troncal podrá incluir como nuevas obras la interconexión de sistemas eléctricos, en cuyo caso se deberá realizar y adjuntar una evaluación que dé cuenta de los impactos económicos que tendría para cada sistema eléctrico por separado.
- MINENERGÍA podrá disponer que CNE incorpore la interconexión entre sistemas eléctricos, cuando ello sea necesario para el mejor funcionamiento del sistema eléctrico en su conjunto. En ese caso, CNE deberá contemplar las instalaciones correspondientes en el Informe Técnico que debe elaborar en base al estudio realizado por el consultor.

- CNE podrá incorporar obras de interconexión en el Plan de Expansión Anual -MINENERGÍA también puede disponer que lo haga-, en cuyo caso deberá adjuntar un informe técnico con la justificación técnico-económica y de política pública de las obras propuestas en condiciones equivalentes a las establecidas en el Estudio de Transmisión Troncal.

AGENDA DE ENERGÍA

El 15 de mayo de 2014, el Ejecutivo presentó la Agenda de Energía, cuyas principales metas y objetivos generales dicen relación con:

- Reducir los costos marginales de electricidad durante este período de gobierno en un 30% en el SIC, de manera que el costo marginal promedio del año 2017 sea inferior a 105,96 US\$/MWh.
- Reducir en un 25% los precios de las licitaciones de suministro eléctrico de la próxima década, para lo cual se deben desarrollar los proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos consignados en el Plan de Obras de la CNE.
- Levantar las barreras existentes para las Energías Renovables No Convencionales, comprometiendo que un 45% de la capacidad de generación que se instale entre los años 2014 y 2025 provenga de este tipo de fuentes.
- Fomentar el uso eficiente de la energía como un recurso energético, estableciendo una meta de ahorro de 20% al año 2025.
- Diseñar un sistema de estabilización de precios a los combustibles que reduzca de manera efectiva la volatilidad de los precios combustibles a la que están expuestos los hogares.
- Transformar a ENAP en una empresa robusta de forma tal que sea un actor sólido y con protagonismo en los desafíos energéticos del país. Con ese fin, se le proveerá de un régimen de gobierno corporativo que mejore su gestión empresarial y se fortalecerá su balance financiero con un aporte de capital.

- Desarrollar al año 2015 una Política Energética, de largo plazo, validada por la sociedad chilena, mediante un proceso participativo y regional.

Dicha Agenda de Energía ha sido estructurada sobre la base de 7 ejes, cada uno de los cuales contempla medidas específicas, siendo aquéllas vinculadas directamente con el negocio de distribución de energía eléctrica -segmento en el cual CGE DISTRIBUCIÓN desarrolla sus actividades- las que dicen relación con los perfeccionamientos de los procesos licitatorios, la modificación del límite de potencia de los clientes sujetos a fijación de precios y la implementación de un mecanismo de desacople con el objeto que las empresas distribuidoras deban implementar programas de eficiencia energética.

REGLAMENTO DE LICITACIONES DE SUMINISTRO

El 21 de agosto de 2014 fue publicado el Decreto N° 126-2013 de MINENERGÍA, mediante el cual se modifica el Reglamento de Licitaciones.

Las principales modificaciones introducidas dicen relación con:

- Aumento de los plazos de anticipación para licitar y adjudicar (74 meses para presentar bases y 60 meses para adjudicar).



- Mecanismo de licitación excepcional y fundado para licitar consumos no previstos.
- Se aclara que los bloques son anuales y las distribuciones mensuales y por puntos de compra son sólo referenciales.
- Se incluye la posibilidad de incluir “precios de reserva” en el mecanismo de evaluación y adjudicación.
- Se establece que los puntos de compra corresponderán a todas aquellas barras contenidas en el decreto de precio de nudo de corto plazo vigente al momento de la facturación, desde los cuales se abastece la distribuidora, y que sean resultantes de la aplicación de lo dispuesto en el decreto vigente que fija tarifas de subtransmisión.
- Se perfecciona el mecanismo de transferencia de excedentes (se elimina cualquier intervención del generador, entre otras cosas).
- Se desvinculan los puntos de compra de los puntos de retiro definidos en los balances del CDEC.

REGLAMENTO Y NORMA TÉCNICA PARA GENERADORAS RESIDENCIALES

El 6 de septiembre de 2014 fue publicado el Decreto N° 71-2014 de MINENERGÍA, mediante el cual se aprueba el Reglamento de la Ley N° 20.571, la cual regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales.

Dicho Reglamento, que entró en vigencia transcurridos 30 días hábiles desde su publicación, establece principalmente:

- Los requisitos para conectar el medio de generación, para garantizar la seguridad de las personas y de los bienes, y la seguridad y continuidad del suministro.
- En caso de desenergización del alimentador de distribución el equipamiento de generación deberá quedar impedido de realizar inyecciones a la red.
- La conexión del equipamiento de generación a la red sólo puede ser efectuada o supervisada por la distribuidora.

- El procedimiento de conexión de equipamiento de generación (solicitud de conexión, respuesta, notificación de conexión, contrato de conexión, conexión).
- La metodología para determinar los costos de adecuaciones a la red, los que deben ser solventados por el propietario del equipamiento de generación y determinados en base al VNR fijado por SEC.
- La capacidad permitida debe ser establecida por la distribuidora, en función de parámetros técnicos, considerando las solicitudes y notificaciones de conexión conformes.
- El precio al cual se valorizarán las inyecciones (precio de nudo de energía en nivel de distribución que se traspasa al cliente final), incorporando las menores pérdidas eléctricas.
- Las menciones mínimas de los contratos.
- Los procedimientos que deben seguirse para el traspaso de los certificados y la imputación de inyecciones asociados a la obligación establecida en el artículo 150° bis de la Ley (ERNC).

Asimismo, el 20 de octubre de 2014, fue publicada la Resolución Exenta N° 513 de CNE; mediante la cual se dicta la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión, estableciendo los procedimientos, metodologías y demás exigencias para la conexión de dicho equipamiento en redes de concesionarios de servicio público de distribución de electricidad.

REGLAMENTO DE LICITACIONES DE ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL

El 6 de diciembre de 2014 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto 29-2014 del Ministerio de Energía, mediante el cual se aprueba el Reglamento de Licitaciones para la Provisión de Bloques Anuales de Energía Provenientes de Medios de Generación de Energía Renovable No Convencional.

Dicha normativa reglamenta la Ley 20.698, publicada el 22 de octubre de 2013, mediante la cual se modificó la Ley General de Servicios Eléctricos en lo relativo a la ampliación de la matriz energética mediante fuentes renovables no convencionales.

PROYECTO DE LEY DE LICITACIONES

En 16 de abril de 2014, con el objeto de analizar los procesos licitatorios de la industria, por requerimiento de CNE, se constituyó una mesa de trabajo en la que participaron representantes de MINENERGÍA, de CNE, de las empresas distribuidoras, de organizaciones de consumidores, consultores y expertos y asesores.

El objetivo de este grupo de trabajo fue generar un espacio para la discusión y elaboración de propuestas en torno al rediseño de los procesos de licitación de suministro para clientes regulados, de modo de contribuir a aumentar la competencia, a diversificar las fuentes de energía, a incorporar nuevos actores y a obtener precios competitivos.

Considerando las conclusiones obtenidas en dicha mesa, entre otros elementos, el 19 de agosto de 2014 el Ejecutivo ingresó a la Cámara de Diputados el proyecto que introduce modificaciones a la Ley perfeccionando el sistema de licitaciones de suministro eléctrico (Boletín 9515-08).

Dicho proyecto persiguió los siguientes objetivos:

- Asegurar suministro bajo contrato para la totalidad de los clientes regulados;
- Obtener precios competitivos en un mercado preferentemente de largo plazo; y
- Garantizar el cumplimiento de los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación.

El 6 de enero de 2015, después de haber completado su tramitación, el proyecto de Ley fue despachado por el Congreso para su promulgación.

Las principales modificaciones introducidas dicen relación con:

- CNE deberá diseñar, coordinar y dirigir la realización de las licitaciones.
- Las distribuidoras serán las encargadas del proceso administrativo.
- Las distribuidoras deberán monitorear y proyectar su demanda futura permanentemente e informar semestralmente a CNE, en forma justificada y documentada, las proyecciones de demanda y las necesidades de suministro a contratar.

El incumplimiento de la obligación anterior, así como la entrega de información errónea, incompleta o elaborada a partir de antecedentes no fidedignos, dará lugar a sanciones de acuerdo a la Ley 18.410.

- CNE anualmente deberá determinar las licitaciones necesarias para abastecer los consumos de los clientes regulados, sobre la base de la información proporcionada por las distribuidoras.
- El proceso de licitación se iniciará con un informe técnico fundado de CNE, que puede ser observado por las distribuidoras, los generadores y los usuarios e instituciones interesadas que se inscriban en el registro correspondiente.

Se podrán someter al dictamen del Panel de Expertos las discrepancias que se produzcan en relación con las proyecciones de demanda contenidas en dicho informe.

- Una vez elaboradas las bases, CNE remitirá a las distribuidoras, las cuales podrán efectuar observaciones a las mismas en los plazos y condiciones que establezca el reglamento.
- Se establece un esquema flexible de definición de bloques de suministro a licitar (licitaciones de largo plazo, con al menos 5 años de antelación, y de ser necesario, licitaciones de corto plazo).



- Se aumenta el plazo máximo de los contratos que deben suscribirse como resultado de los procesos licitatorios de 15 a 20 años.

- En aquellos casos que CNE prevea, para el año siguiente, que el consumo efectivo de energía de una concesionaria resulte superior al suministro contratado, se efectuará una licitación de corto plazo, cuyo valor máximo no podrá ser inferior a la componente de energía del precio medio de mercado, establecido en el informe técnico definitivo del precio de nudo de corto plazo vigente al momento de la convocatoria, incrementado hasta en el 50%. Los contratos que se celebren no podrán exceder de 3 años y estarán sujetos a un mecanismo especial de ajuste de precios, adicional a su fórmula de indexación, el cual se activará en los siguientes casos:

a) Si el costo marginal horario en el punto de oferta se ubica dentro de una banda de precios entre un límite de 50% y 70%, inferior o superior, respecto de la componente de energía del precio medio de mercado, el precio del contrato en el punto de oferta será igual al costo marginal en dicho punto.

b) Si el costo marginal horario en el punto de oferta se ubica sobre el límite superior o bajo el límite inferior del 70% de la banda de precios, respecto de la componente de energía del precio medio de mercado, el precio del contrato en el punto de oferta será igual a la componente de energía del precio medio de mercado incrementado o reducido en un 70%, según corresponda.

- El precio máximo de las ofertas será fijado por la autoridad en las bases o podrá mantenerse oculto a los oferentes hasta después de abiertas las ofertas, eliminándose el precio máximo establecido actualmente.

- Los contratos podrán contener mecanismos de revisión de precios en casos que, por causas que no hayan podido ser previstas por el suministrador, los costos de capital o de operación hayan variado en una magnitud que le produzca un excesivo desequilibrio económico, de conformidad al porcentaje o variación mínima establecida en las Bases.

Podrán ser causa de esta revisión, siempre que se cumplan con los requisitos de imprevisibilidad y magnitud de los efectos económicos del contrato, los cambios en la normativa sectorial o tributaria y en general todas las variaciones sustanciales y no transitorias en las condiciones del mercado. Se excluyen expresamente aquellos cambios normativos que sean aplicables con alcance general.

Se incorpora en este mecanismo al Panel de Expertos, en caso que se produzca una discrepancia entre el generador y CNE.

- Los oferentes que participen con proyectos nuevos podrán postergar el plazo de inicio de suministro o poner término anticipado al contrato, por causas no imputables. Estas facultades podrán hacerse efectivas, a solicitud fundada del oferente, hasta el plazo máximo que establezcan las bases, el cual no podrá ser posterior a 3 años desde la suscripción del contrato. El plazo de postergación de inicio de suministro no podrá ser superior a 2 años.

La verificación de las condiciones que provocan la aplicación de esta medida debe fundarse en un informe de un consultor independiente.

CNE podrá autorizar o rechazar fundadamente la postergación del inicio de suministro o el término anticipado del contrato.

- Los criterios de evaluación establecidos en las bases podrán considerar las fórmulas de indexación, así como criterios que favorezcan la evaluación de ofertas que aseguren el cumplimiento de los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación, tales como respaldo en nuevos proyectos de generación, en energía firme disponible para ser contratada, entre otros.

CNE deberá establecer en las bases las condiciones, criterios y metodologías que serán empleados para realizar la evaluación económica de las ofertas.

- Las distribuidoras que dispongan excedentes de suministro contratado podrán convenir con otras distribuidoras, que pertenezcan al mismo sistema eléctrico, el traspaso de ellos. Dichas transferencias deberán mantener las características esenciales del suministro contratado originalmente.

Las transferencias de excedentes se efectuarán considerando las diferencias entre el costo marginal en el punto de compra y el costo marginal en el punto de oferta del contrato correspondiente.



- Los retiros de energía para el abastecimiento de los clientes regulados que no se efectúen bajo un contrato de suministro será asignada entre los generadores a prorrata de su energía inyectada.

Los retiros serán pagados por las empresas distribuidoras al mayor valor entre el precio de nudo de corto plazo y el costo variable propio del generador, más las diferencias de costos marginales entre el punto de retiro y el punto de inyección, ajustando por factores que reconozcan las pérdidas.

El exceso de los consumos sin contrato por sobre el 5% del total del suministro será pagado por la empresas distribuidoras a un precio equivalente al costo marginal en la barra de retiro.

Para efectos de la determinación del precio a traspasar al cliente regulado, las valorizaciones de los déficits serán consideradas como si fueran contratos de las distribuidoras excedidas.

CNE debe implementar las licitaciones que sean necesarias para restablecer el respectivo régimen de contratos y procurar que la situación de consumos que exceden el suministro contratado dure el menor tiempo posible.

- Se aumenta el límite para ser calificado como sujeto a fijación de precios de 2.000 kW a 5.000 kW.

Para efectos de aplicar el límite definido para ser cliente regulado, no podrá existir más de un empalme asociado a un suministro de un usuario final cuando sus instalaciones interiores se encuentren eléctricamente interconectadas.

Un cliente libre podrá optar por traspasarse a régimen de tarifa regulada, sólo a partir del cuarto año contado desde la publicación de la ley y una vez que se produzca el término de su contrato de compraventa de energía suscrito con su suministrador y sólo por las causales de mutuo acuerdo entre las partes o expiración del plazo pactado en el mismo.

- Se establece que el Ajuste/Recargo, contemplado en la normativa para que ninguna empresa traspase precios promedio de energía que superen en más de 5% el precio promedio ponderado del sistema en que se encuentra, debe determinarse en conjunto para los sistemas de más de 200 MW.

- Dentro del plazo de 90 días, desde la publicación de la ley, se deberá dictar un reglamento que establezca las disposiciones necesarias para su ejecución.

ROAD SHOW POR LICITACIONES DE SUMINISTRO

CGE DISTRIBUCIÓN fue parte de la comitiva que realizó un road-show en Madrid y París, entre el 25 y el 29 de agosto de 2014, y en Bogotá y Medellín, entre el 28 de octubre y el 1 de noviembre de 2014, con el objeto de reunirse con empresas de generación y sumar actores para las licitaciones de distribuidoras que deberán efectuarse en 2015. La comitiva estuvo conformada además por representantes de CNE, del Comité de Inversiones Extranjeras y de Empresas Eléctricas AG.



GESTIÓN ADMINISTRATIVA Y FINANCIERA



MODELO DE GESTIÓN

Durante el 2014 se utilizó un modelo de gestión basado en los siguientes focos estratégicos:

- Eficiencia operacional, enfocada en la optimización de los recursos de la compañía y orientado a una calidad superior del servicio.
- Trabajo en equipo, cuyo objetivo es fomentar una cultura colaborativa a través de unidades de trabajo transversales orientadas a objetivos y con sentido de urgencia para lograrlos.
- Calidad de Servicio, orientada a generar una cultura orientada a la calidad que nos destaque en la industria, transmitiendo confianza a nuestros clientes con procesos eficientes y alto estándar de servicio.

Dentro de estos ejes estratégicos destaca la implementación del modelo “Sello de Calidad”, orientado a posicionar al cliente en el centro de nuestra gestión, basado en cuatro atributos fundamentales que cada colaborador refleja en su actividad diaria. Estos atributos son:

Comprometido: Un servicio que transmita seguridad al cliente cumpliendo compromisos y plazos y entregando información precisa (para lograr la confianza del cliente).

Resolutivo: Entregar una solución en un solo punto de contacto con personal empoderado con

una respuesta adecuada y eficiente, en el marco de las políticas y procedimientos de la compañía.

Empático: Relación establecida con respeto comprendiendo el requerimiento del cliente como si fuera propio y asumiendo un compromiso para encontrar las mejores alternativas de solución posibles.

Oportuno: Entregar un servicio en el momento apropiado, adecuando las expectativas del cliente, que ofrezca una respuesta inmediata y/o una solución en camino.

GESTIÓN FINANCIERA

Al 31 de diciembre del 2014, la deuda financiera consolidada de CGE DISTRIBUCIÓN alcanzó MM\$ 272.532, de los cuales un 43% corresponde a créditos bancarios y un 57% a bonos.

En 2014 se destacan las siguientes actividades en el ámbito financiero para la empresa CGE DISTRIBUCIÓN:

- El 26 de marzo del 2014, se repactaron los términos del contrato asociado al crédito con el Banco Estado, por un monto de MM\$ 20.000, con cambio en el recargo de la tasa bancaria (spread) TAB 180 nominal de 0,35%.

- El 31 de marzo del 2014, se repactaron los términos del contrato asociado al crédito con el Banco Estado, por un monto de MUF 600, con cambio en la tasa bancaria TAB de 360 días a 180 días, sin modificación en el spread.

- El 21 de julio del 2014, se repactaron los términos del contrato asociado al crédito con el Banco de Chile, por un monto de MUF 912, con cambio en la tasa bancaria TAB de 360 días a 180 días, sin modificación en spread.

- El 26 de octubre del 2014, se realizó prórroga al vencimiento del pagaré del crédito con el Banco Itaú, por un monto de MUF 450 vigente a la fecha, siendo la nueva fecha de pago el 26 de marzo del 2015. A su vez, para esta misma fecha se estipula el pago de intereses, que devengan a una tasa de interés fija de 0,25%.

- El 24 de noviembre del 2014, se repactaron los términos del crédito con el Banco Bice, por un monto de MUF 1.000, con cambio en la tasa TAB de 360 a 180, sin modificación en spread.

- En noviembre de 2014, se realizó traspaso de las deudas asociadas a los bancos Santander, Estado y Penta pertenecientes a EMELECTRIC, quedando a nombre de CGE DISTRIBUCIÓN.

- En abril y octubre del 2014, se realizó el pago de las cuotas del Bono serie B, cada una por un valor de UF 107.143.

Respecto a la clasificación de riesgos, durante el presente ejercicio los títulos de deuda emitidos por CGE DISTRIBUCIÓN fueron clasificados por las firmas Feller Rate y Fitch Ratings.

La clasificación vigente al 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:

CLASIFICADORA	CLASIFICACIÓN
Feller Rate	AA+
Fitch Ratings	AA-

SEGUROS

Para cubrir posibles siniestros en sus instalaciones, la sociedad mantiene pólizas de seguros que cubren sus principales activos, personal y riesgos operacionales, que para este 2014 se resumen en las pólizas de responsabilidad civil, seguro de vida para el personal en caso de accidentes, incendio a bienes físicos, terrorismo y responsabilidad civil vehicular y de equipos móviles.

PRINCIPALES PROVEEDORES

Los principales proveedores de CGE DISTRIBUCIÓN, están asociados al abastecimiento del suministro eléctrico, la provisión de materiales y equipos eléctricos, a la prestación de servicios informáticos y de comunicaciones y a la prestación de servicios en la construcción, mantenimiento de redes eléctricas y verificación y calibración de equipos de medida.

Para abastecer el consumo de los clientes regulados se cuenta con contratos suscritos en el marco de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas a contar del año 2006, en cumplimiento de lo dispuesto en la Ley General de Servicios Eléctricos.



En efecto, producto de los mencionados procesos, CGE DISTRIBUCIÓN contrató el total de sus requerimientos para abastecer el suministro de sus clientes regulados con Empresa Nacional de Electricidad S.A., Colbún S.A., AES GENER S.A., Eólica Monte Redondo S.A., Empresa Eléctrica Diego de Almagro S.A., CHILECTRA S.A. Eléctrica Puntilla S.A., Empresa Eléctrica Guacolda S.A. Dichos acuerdos cubren las necesidades de todas las zonas de concesión de la empresa.

En cuanto al suministro para clientes libres, CGE DISTRIBUCIÓN, mantiene contratos vigentes con diversos suministradores por plazos variables, los cuales se encuentran ajustados a los plazos convenidos con los clientes libres.

Los principales proveedores no asociados al abastecimiento de suministro en las siguientes empresas relacionadas:

- COMERCIAL & LOGÍSTICA GENERAL para materiales y equipos eléctricos.
- BINARIA para servicio informático y de comunicaciones.
- IGSA para arriendo de oficinas e instalaciones donde realiza sus operaciones.
- TECNET para la prestación de servicio de atención de emergencia, servicios en la construcción, mantenimiento de redes eléctricas y verificación y calibración de equipos de medida.



PROPIEDADES

Para el desarrollo de sus negocios, CGE DISTRIBUCIÓN utiliza 120 inmuebles, de los cuales 111 son usados bajo contrato de arrendamiento, y los nueve restantes son propiedad de CGE DISTRIBUCIÓN, según la siguiente clasificación:

Oficina central y oficinas administrativas	28
Oficinas técnicas y comerciales	55
Terrenos y otros	14
Bodegas	23
Total	120

El detalle de las oficinas comerciales se encuentra al final de ésta memoria.

A continuación, se presenta el detalle de los 14 terrenos que utiliza CGE DISTRIBUCIÓN:

Concepto	Comuna	Región	Dirección	Propio/ Arrendado	Tamaño (m ²)
Estacionamientos	Los Ángeles	IX	Colo Colo 89 (J. de Manzo)	Arrendado	353
Terrenos técnicos	Loncoche	IX	Camino Molul Pidenco PC 14 Pte.	Arrendado	150
Casa habitación	Colbún	VII	Camino San Dionisio, casa N° 6	Arrendado	128
Casa habitación	Hualañe	VII	D. Portales Esq. Línea Férrea (contiguo)	Arrendado	312
Casa habitación	Hualañe	VII	D. Portales Esq. Línea Férrea	Arrendado	393
Casa habitación	Pelluhue	VII	Abdón Fuentealba N° 15	Arrendado	120
Estacionamientos	Parral	VII	Ignacio Carrera Pinto	Arrendado	539
Casa habitación	Concepción	VIII	Circunvalación Alto Llacolén 809	Arrendado	295
Casino	Concepción	VIII	O'Higgins 39	Arrendado	168
Estacionamientos	Concepción	VIII	CONCEPCIÓN LOTE 2 CO (1849)	Arrendado	7
Estacionamientos	Concepción	VIII	CONCEPCIÓN LOTE 6 CO (carrera 1850)	Arrendado	7
Estacionamientos	Concepción	VIII	CONCEPCIÓN LOTE 7 CO (carrera 1838)	Arrendado	7
Estacionamientos	Concepción	VIII	CONCEPCIÓN LOTE 1 CO (1837)	Arrendado	7
Estacionamientos	Coronel	VIII	Sotomayor 201	Arrendado	258

Por otro lado, la extensión del sistema eléctrico durante el ejercicio se puede resumir en las siguientes cifras:

	Total
Líneas de media tensión (km)	21.433
Líneas de baja tensión (km)	22.240

La infraestructura eléctrica incluye 36.020 transformadores de distribución propios, con una potencia instalada de 2.313 MVA, y abastece a 18.403 transformadores de propiedad de clientes, con una potencia de 2.629 MVA.

GESTIÓN DE PERSONAS



Durante este año, la dotación de CGE DISTRIBUCIÓN se incrementó de 993 a 1.009 colaboradores, lo que representa un aumento de 1,6%.

La dotación de personal al 31 de diciembre de cada año se conforma de la siguiente manera:

	2014	2013(*)
Gerentes y Ejecutivos Principales	28	30
Profesionales y Técnicos	474	427
Colaboradores	507	536
Total de Colaboradores	1.009	993

(*) Datos del 2013 fueron actualizados de acuerdo a reclasificación en maestro de dotación de la compañía.

Las remuneraciones pagadas a los Gerentes y Ejecutivos Principales o personal clave CGE DISTRIBUCIÓN durante el ejercicio 2014, fueron un 7,14% menor respecto al año 2013. El monto pagado durante el 2014 ascendió a MM\$ 2.885, de los cuales MM\$ 2.488 correspondieron a remuneraciones fija y MM\$ 397 a remuneraciones variables, la que incluye principalmente los bonos de gestión aprobados por el Directorio en su sesión N°125 del 21 de marzo de 2014. En el marco de la Política Corporativa de compensaciones, estos bonos son otorgados producto de la evaluación que el Directorio hace del desempeño de su equipo ejecutivo, evaluación que depende del cumplimiento de los objetivos de la sociedad y del cumplimiento individual.

Un detalle de las remuneraciones del personal clave se encuentra en la nota "Remuneración del Equipo Gerencial" de los Estados Financieros incluidos en la presente memoria.

En el nivel ejecutivo de CGE DISTRIBUCIÓN, a raíz de la renuncia a su cargo ejecutivo de la señora Isabel Vallejos Lemus, se efectuó el nombramiento en el mes de septiembre, del señor Leonardo Zuñiga Álvarez al cargo de Subgerente de Personas.

Durante los meses de julio y agosto, se llevó a cabo en forma exitosa el proceso de negociación colectiva con dos grupos negociadores que abarcan a 6 de los 8 sindicatos de CGE DISTRIBUCIÓN, y que representan al 74% de las personas sindicalizadas, cerrando los contratos colectivos a 4 y 2 años, respectivamente.

SELECCIÓN Y DESARROLLO

En el año 2014, se dio énfasis en poder normar el proceso de reclutamiento y selección a objeto de reducir el número de cargos vacantes, comenzando el año con 60 cargos y terminando el periodo con sólo 14 procesos abiertos. Considerando esto, se puede mencionar que durante el año se procesaron 164 vacantes de los cuales 99 corresponden a ingresos de personal externo a la organización, 52 promociones internas y 13 ingresos de personas desde empresas del Grupo CGE.

Por otra parte, se buscó optimizar el tiempo de respuesta en la búsqueda de nuevos colaboradores. Adicionalmente, se logró sistematizar y generar reportes semanales, mensuales y semestrales del área que dieran cuenta de las fluctuaciones y avances de los procesos de selección en pos de optimización, control y seguimiento.

Respecto a Desarrollo Organizacional, se trabajó intensivamente en el Clima laboral, estableciendo comunicación y diálogo de los resultados en reuniones ampliadas, lideradas por el gerente general, en cada una de las zonales. Además se conformaron 6 comités de Sello CGE DISTRIBUCIÓN (uno por cada zona), compuestos por jefaturas y por representantes de los colaboradores, cuyo objetivo es promover la confianza con los clientes internos y externos, además de generar acciones que permitan incrementar la calidad de vida de los colaboradores.

Durante la última parte del año, se realizó el lanzamiento del Sello de Calidad CGE DISTRIBUCIÓN con la obra teatral: "Se me prendió la ampolleta", la que tuvo por objetivo transmitir los 4 atributos que lo conforman: Comprometido, Resolutivo, Empático y Oportuno. Y, como instancia de trabajo en equipo se generó un taller asociado al atributo del compromiso, actividad a la cual asistió más del 60% de la dotación.

CAPACITACIÓN

Durante el año 2014 se incrementaron en un 30% la cantidad de horas invertidas en capacitación respecto del periodo anterior, efectuándose 39.000 horas de capacitación, de las cuales el 69% fueron dictadas de forma externa y 31% interna, con un promedio de 38 horas de capacitación por persona durante el año.

En complemento a las instancias de capacitación, se otorgaron 57 becas de estudios superiores a colaboradores de las distintas gerencias y zonas.

GESTIÓN DE BIENESTAR

En el ámbito de personas uno de los propósitos de CGE DISTRIBUCIÓN es el bienestar de sus colaboradores, y en este contexto el Departamento de Bienestar gestiona la entrega de beneficios en las áreas de salud y educación, brindando apoyo y orientación a los colaboradores y sus familias. La Empresa cuenta desde el año 2011 con un programa de asistencia al empleado que brinda orientación telefónica a colaboradores y familia en aspectos legales, financieros y psicológicos.



En el año 2014 se entregaron prestaciones de salud a los colaboradores y sus beneficiarios, a través de los reembolsos y coberturas de los planes colectivos con Instituciones de Salud Previsional y seguros complementarios, otorgando asimismo facilidades en el pago de las deudas médicas. La red de atención en el área de salud a través de convenios con farmacia, ópticas, dentistas, centros médicos y clínicas permitieron el financiamiento y la atención oportuna y de calidad a los beneficiarios.

Las becas de estudios para hijos que cursan educación superior, benefició a 279 alumnos. En esta misma categoría la empresa continuó entregando becas de excelencia que reconoce a aquellos alumnos que se destacan por su buen rendimiento académico. Este año se entregaron semestralmente 50 becas a hijos de colaboradores.

En otra área, se asignaron 9 subsidios de vivienda a colaboradores que adquirieron su primera vivienda y alcanzaron los requisitos para estos efectos. Así también, durante el 2014 se entregaron 81 préstamos a colaboradores por distintos motivos de emergencia.

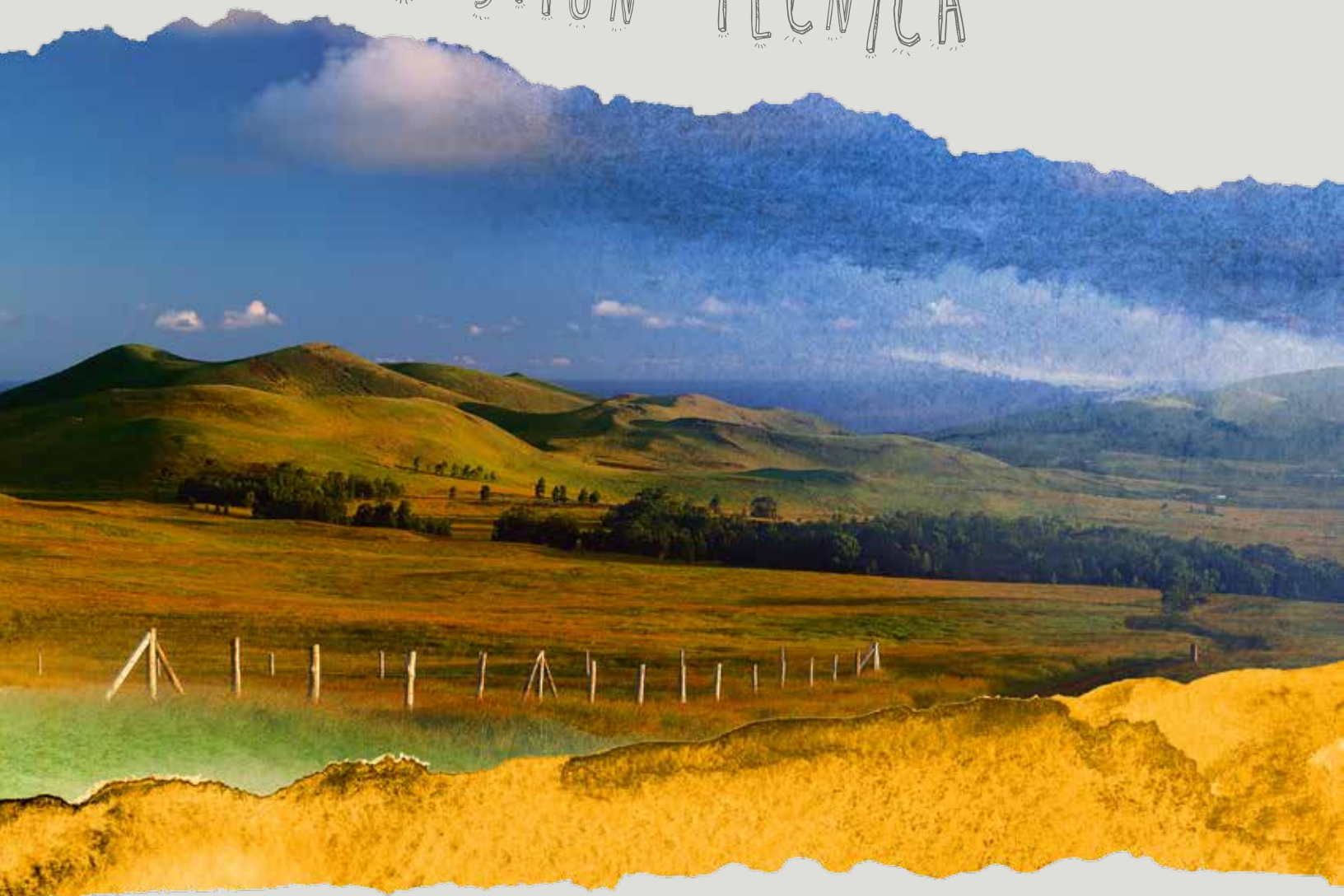
Con foco en mejorar el clima laboral, el Departamento de Bienestar coordinó distintas actividades recreativas para los colaboradores, entre las que destacaron: la celebración del día del eléctrico, el aniversario de la empresa, fiestas de fin de año y concurso fotográfico. En el plano familiar apoyó actividades, culturales y de esparcimiento.

MISIÓN NOCHE BUENA

El año 2014 la Campaña Misión Noche Buena estuvo fuertemente orientada a incrementar el concepto de voluntariado, el que se desarrolló en las Regionales Centro, Araucanía y Bío Bío, oportunidad en que los colaboradores y sus familias entregaron directamente las cajas de navidad a los beneficiados. El ambiente, aporte y las múltiples actividades desarrolladas como rifas, ventas de snack, remate, donaciones -liderado por los colaboradores- fue fundamental para alcanzar la meta de cajas establecida para este año.



GESTIÓN TÉCNICA



2014
Memoria
Anual

INVERSIONES EN DISTRIBUCIÓN

Los planes de inversión se elaboran anualmente con el objeto de satisfacer el abastecimiento de demanda de energía de nuestros clientes, reducir pérdidas eléctricas y cumplir con las exigencias de calidad establecidas por el marco regulatorio.

Durante el año 2014, en total se invirtieron MM\$ 28.603 en infraestructura eléctrica. Estas inversiones fueron destinadas principalmente a obras para nuevos clientes, abastecimiento de demanda de energía, disminución de pérdidas eléctricas, renovación de instalaciones y calidad de suministro eléctrico.

El 44% de estas obras fueron destinadas a obras para nuevos clientes extendiendo y adecuando la infraestructura eléctrica para abastecer el crecimiento de la demanda, 23% para reducir pérdidas eléctricas en proyectos de aumento de capacidad de conductores, cambio de nivel de tensión e instalación de medidas anti-hurto, 25% en proyectos de renovación necesarios para mantener la calidad de las instalaciones y contrarrestar su deterioro natural, como también se consideran proyectos de traslado y normalización de redes que afecten la seguridad de las personas e instalaciones, 3% para mejorar los estándares de continuidad de suministro asociados a los índices normativos, alimentadores fuera de norma y pago de compensaciones, como también busca incrementar la confiabilidad de las instalaciones y un 5% en proyectos de traslado de redes propias solicitados principalmente por terceros.

La expansión del sistema eléctrico durante el ejercicio se puede resumir en las siguientes cifras:

	Total
Líneas de media tensión propias (km)	365
Líneas de baja tensión propias (km)	300
Cantidad de transformadores de MT/BT	340
Potencia agregada en transformadores MT/BT (MVA)	64

El plan de inversiones contempló la ejecución de 6.167 proyectos, distribuidos en obras para nuevos clientes, trabajos de ampliación y mejoramiento de las redes de distribución eléctrica, proyectos de disminución de pérdidas, medidores y equipos eléctricos.

Dentro de los proyectos relevantes contemplados en el plan de inversiones 2014 de CGE DISTRIBUCIÓN se encuentra el soterramiento de redes eléctricas emplazadas en el By-Pass Pucón con un presupuesto de inversión MM\$ 732. De igual forma, se ejecutaron 62 proyectos de refuerzo de alimentadores y cambio nivel de voltaje para disminuir pérdidas técnicas con un presupuesto de inversión de MM\$ 4.227, MM\$ 510 en proyecto de instalación de módulos de tele-operación de medidores los que permiten realizar cortes y reconexiones a distancia, instalación y reemplazo de 92 equipos reconectores para mejorar la continuidad de suministro y la seguridad de las personas e instalaciones con una inversión de MM\$ 1.321.

En conformidad con la planificación de la expansión del sistema primario, durante el año 2014 la empresa relacionada TRANSNET realizó aumentos de potencia en zona de concesión de CGE DISTRIBUCIÓN en las subestaciones Hospital 66/15 kV de 10 a 18.7 MVA, Piduco 66/15 kV habilitando una segunda unidad de 18.7 MVA, Rauquén 66/15 kV segunda unidad de 30 MVA, Las Encinas 66/15 kV segunda unidad de 25 MVA, Pillanlelbún tercera unidad de 10 MVA, Duqueco 66/23 kV de 20 a 30 MVA, Pirque 66/13.2 kV segunda unidad de 5 MVA, Nirivilo 66/13,2 kV segunda unidad de 5 MVA y Marchigüe segunda unidad de 5 MVA, lo que en conjunto permitió incorporar y reforzar circuitos de media tensión, destinados a atender el crecimiento de los consumos, reducir las pérdidas técnicas y mejorar la continuidad de suministro.

Adicionalmente, debido al importante aumento de los consumos que ha experimentado la ciudad de Pichilemu, se puso en servicio un tercer transformador de 4 MVA en la subestación reductora 23/13,2 kV, y la habilitación de un tercer circuito de 13,2 kV, obra que además permite mejorar las condiciones de respaldo de la red. Con la incorporación de esta unidad la subestación dispone de una capacidad de transformación de 12 MVA.

Para el ejercicio 2015, la sociedad ha aprobado un plan de inversiones de MM\$ 30.640 destinado fundamentalmente a la construcción de obras de infraestructura y equipamiento requeridos para abastecer el crecimiento de los consumos y clientes, mejorar la calidad y continuidad de suministro, reducción de pérdidas, modernización y renovación de las actuales instalaciones, y el cumplimiento de la normativa vigente.

INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

Al 31 de diciembre de 2014 se contaba con las siguientes instalaciones:

	Total
Líneas de media tensión (km)	21.433
Líneas de baja tensión (km)	22.240

La infraestructura eléctrica incluye 36.020 transformadores de distribución propios, con una potencia instalada de 2.313 MVA, y abastece a 18.403 transformadores de propiedad de clientes, con una potencia de 2.629 MVA.

PROYECTOS ADICIONALES PARA REDUCIR PÉRDIDAS TÉCNICAS

Con el objetivo de identificar nuevas iniciativas de proyectos para reducir las pérdidas técnicas, durante el año 2014 se realizaron diversos estudios de ingeniería que permitieron definir un portafolio adicional al plan de inversiones de proyectos de refuerzos en alimentadores y aumento del voltaje de distribución en media tensión.

RECONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE MÍNIMAS PÉRDIDAS

Durante el año 2014 se desarrolló una herramienta de ingeniería que permite extraer, convertir y modelar la base de datos técnica del sistema GIS al software de simulación de flujos de carga Digsilent. Adicionalmente, esta aplicación utiliza automatismos de análisis que ejecutan 35.000 simulaciones por alimentador, sujeto a restricciones operacionales tales como regulación de voltaje, disponibilidad en subestaciones de inyección AT/MT, capacidades de los circuitos y holguras para transferencia de carga.

Como resultado del análisis, se obtiene una red reconfigurada indicando los nuevos límites de zona entre cada alimentador, considerando el mínimo nivel de pérdidas técnicas en media tensión.

CALIDAD DE SUMINISTRO

Para el periodo diciembre 2013 a noviembre 2014 los indicadores de continuidad de suministro de CGE DISTRIBUCIÓN considerados en el Reglamento Eléctrico, cuya función es controlar y supervisar uno de los aspectos de la calidad de servicio recibida por los clientes, mostraron el siguiente desempeño:

Frecuencia media de interrupción FMIK	=	5,9 veces al año
Tiempo medio total de interrupción por cliente TTIK	=	12,7 horas al año

En el ámbito propio de la distribución, esto es, descontando las interrupciones en los sistemas de generación, transmisión y subtransmisión y las fallas por causa de fuerza mayor, los índices para el periodo referido son los siguientes:

Frecuencia media de interrupción FMIK	=	1,8 veces al año
Tiempo medio total de interrupción por cliente TTIK	=	4,6 horas al año



Estos indicadores se calculan considerando como ponderador estadístico la potencia instalada desconectada en cada evento.

Los niveles de continuidad de suministro anteriormente indicados equivalen a una disponibilidad media de 99,95% de la red de distribución y de 99,86% a nivel del sistema total.

CGE DISTRIBUCIÓN también registra los indicadores internacionales de continuidad de suministro SAIFI (“System Average Interruption Frequency Index”) y SAIDI (“System Average Interruption Duration Index”).

Estos indicadores, para el mismo período antes señalado, son los siguientes:

SAIFI red distribución (*)	=	2,6 veces al año
SAIDI red distribución (*)	=	6,5 horas al año
SAIFI total	=	7,4 veces al año
SAIDI total	=	16,0 horas al año

(*): Excluye fallas en generación, transmisión, subtransmisión y de fuerza mayor.

COMPENSACIONES POR INTERRUPCIONES DE SUMINISTRO OCURRIDAS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Considerando aquellas interrupciones ocurridas en la red de distribución y de responsabilidad de CGE DISTRIBUCIÓN, en conformidad con lo establecido en el Artículo 16b de la Ley N° 18.410 y a lo instruido por la SEC en sus Oficios Circulares N° 2341 y 2342, ambos de fecha 30 de abril de 2004, durante el año 2014 se continuó realizando el pago de compensaciones a los clientes regulados por la energía no suministrada, a consecuencia de dichas interrupciones de suministro que superaron los valores permitidos por el Reglamento Eléctrico.

Durante este periodo se abonó en las cuentas de los clientes un total de MM\$ 321, a un promedio mensual de aproximadamente 32.500 clientes, los que representa el 2% del total.

REQUERIMIENTOS REGULATORIOS Y DE FISCALIZACIÓN

Durante la gestión del ejercicio 2014 en materia de requerimientos regulatorios emanados de la SEC, se gestionaron diversas respuestas de requerimientos sobre materias técnicas y se continuó con el proceso de envío de información sobre las interrupciones de suministro que afectan a los clientes, en conformidad a lo establecido en los procesos denominados Interrupciones e Índices de Continuidad de Suministro, como asimismo el proceso de informes al Centro de Despacho Económico de Carga CDEC-SIC.

Por otra parte, mediante la Resolución Exenta N°2566 del 3 de febrero de 2014, SEC instruyó un nuevo proceso de Calidad del Producto Eléctrico, mediante el cual se aborda la fiscalización sistematizada de la calidad del producto, que fundamentalmente se refiere a las variaciones permitidas en el voltaje entregado a los clientes de media y baja tensión, con rangos diferenciados para las zonas urbanas y rurales.

En una primera fase, el proceso considera el envío de perfiles de voltaje en los puntos de tele-medicación disponibles en las cabeceras de los circuitos de media tensión, tarea que fue adecuadamente cumplida.

MANTENIMIENTO DE LA RED

Durante el ejercicio se desarrollaron los distintos planes y actividades de mantenimiento programado, gestionados en la plataforma SAP-PM y el sistema OPEN, este último migrado a SAP en noviembre.

Es así como se ejecutaron 12.000 órdenes de mantenimiento, destinadas a inspección de líneas y transformadores, despejes de fajas de seguridad, reemplazo de componentes dañados, termografía y lavado de aislación.

La tareas también incluyeron efectuar mantenimiento e inspecciones a los equipos eléctricos mayores tales como reconectores, reguladores de voltaje, bancos de condensadores, bóvedas y equipos subterráneos y desconectores tripolares.

PREVENCIÓN DE RIESGOS DE ACCIDENTES

En lo que se refiere a la gestión de la prevención de riesgos, este año se llevaron a cabo diferentes acciones orientadas a promover el autocuidado y desarrollar la conciencia de seguridad. Ello mediante una profundización sistemática del análisis de incidentes y accidentes para a partir de ello, revisar y adoptar métodos de trabajo que garanticen una labor segura.

Debido a los logros en estas iniciativas, CGE DISTRIBUCIÓN recibió las siguientes distinciones:

- Mención Honrosa “EMPRESA DESTACADA EN SEGURIDAD Y PREVENCIÓN”, por estar dentro de las 16 empresas con mayores estándares de seguridad de las más de 45 mil afiliadas a la Asociación Chilena de Seguridad.
- Premio “EXCELENCIA EN PREVENCIÓN DE RIESGOS”, por lograr tasa de frecuencia de accidentes cero durante dos o más años consecutivos.
- Premio “CONSEJO NACIONAL DE SEGURIDAD”, por lograr la más baja tasa de frecuencia en su grupo-categoría.
- Premio “ESFUERZO EN PREVENCIÓN DE RIESGOS”, por lograr una reducción mayor al 25% en la tasa de frecuencia de accidentes con respecto al promedio de los últimos 2 años.

Por otra parte cabe destacar las capacitaciones realizadas por el Departamento de Seguridad y Control de Riesgos al personal propio y trabajadores de contratistas, sumando aproximadamente 16.000 horas, las cuales fueron efectuadas con relatores internos, entidades de capacitación externa y apoyo de la Asociación Chilena de Seguridad.

En el marco de la Política de Prevención de Riesgos y Medio Ambiente, CGE DISTRIBUCIÓN ha establecido 75 Grupos de Prevención de Riesgos (GPR) integrados por colaboradores de todas las áreas, apoyando a los 17 Comités Paritarios de Higiene, Seguridad y de Faenas con el objeto de promover la labor de prevención a la comunidad, personal propio y contratistas.

En lo que se refiere a la tasa de siniestralidad efectiva de accidentes del trabajo y enfermedades profesionales, cabe destacar que de acuerdo a lo establecido en el Decreto Supremo N°67 del Ministerio del Trabajo y Previsión Social, CGE DISTRIBUCIÓN mantendrá la cotización adicional en 0% durante el período de enero 2014 a diciembre de 2015.

PLANES OPERATIVOS DE INVIERNO Y VERANO

Con el fin de mejorar la percepción de los clientes durante la atención de contingencias eléctricas derivadas de eventos climáticos adversos, se desarrolló el Plan de Invierno con el involucramiento de toda la organización, tanto de las áreas internas de la Compañía, así como la coordinación con las empresas de sub-transmisión, área de comunicaciones de CGE, Contact Center Corporativo, USC Logística y empresas contratistas. El plan se estructuró a través de talleres de trabajo, coordinación funcional, implementación de apoyo telefónico regional de atención de reclamos, campañas de difusión con autoridades y medios, refuerzo de la prevención de riesgos, y entrega de información en línea sobre el estado de la red.

Durante el mes de junio de 2014 la zona centro sur del país se vio afectada por tres severos sistemas frontales, lo que motivó la fiscalización de SEC en dependencias de diversas empresas eléctricas, ocasión en que la Compañía obtuvo positivos resultados.

Asimismo, con motivo de los mayores riesgos en época de verano de incendios forestales que pueden llegar a ocasionar daños al tendido eléctrico, se estructuró el Plan de Verano, que consiste en diversas medidas preventivas tales como intensificación y focalización de despeje de fajas de líneas en zonas boscosas con mayor riesgo, bloqueo de reconexiones automáticas, mayor sensibilización de equipos de protección, aumento de patrullajes y estado de alerta en los Centros de Operación Zonal.

A ello se suma un plan de proyectos de traslado de líneas de MT, para desarrollar trazados alternativos en las bermas de los caminos, de diversas líneas antiguas que actualmente se encuentran emplazadas en terrenos privados de tipo forestal.

Además, se mantiene una estrecha coordinación con las Oficinas Regionales de Emergencias OREMI, cuerpo de Bomberos y Direcciones Regionales de SEC.

Los meses de verano de los últimos años se han presentado secos y calurosos en la zona centro sur del país, a raíz de la prolongada sequía que afecta al territorio.

MODELO DE ANÁLISIS DE RIESGO PARA SECTORES CRÍTICOS

A través de metodologías de formulación de matrices de riesgo y modelos de evaluación de riesgos operacionales, se caracterizaron sectores de la red eléctrica y su ubicación, para estructurar planes de acción que permitieron actuar de manera más focalizada e intensiva en la mejor atención de clientes, en localidades que pudieran estar recibiendo puntualmente una menor calidad de servicio, la cual no resulta identificable mediante indicadores que utilizan promedios estadísticos.

Los factores que inciden en la matriz de riesgo no tan solo son de índole técnica, tales como aspectos de operación, mantenimiento e inversiones, sino que se capturan elementos relacionados con el manejo de asuntos públicos, planes de comunicaciones, necesidades específicas de autoridades locales y de las comunidades.

Como resultado de la aplicación de esta metodología se han logrado identificar diversos sectores críticos, que son abordados con planes de acción diseñados para cada caso en particular.

ESQUEMAS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA DE CARGA

CGE DISTRIBUCIÓN desarrolló la aplicación de una moderna tecnología denominada esquema de transferencia automática de carga en redes de media tensión, que ante una falla en alguna línea que atiende a un sector de mayor concentración de clientes, ésta es desenergizada, y los consumos se transfieren en forma automática a una línea de alimentación de respaldo.

De este modo, una falla cuya reparación puede tardar algunas horas, no es percibida por los clientes salvo una pequeña perturbación de algunos segundos de duración mientras el esquema realiza la operación de transferencia. Esta tecnología se basa en la actuación coordinada de equipos reconectores de última generación, comandados por moderadas unidades de control digital.

Este avance ha beneficiado a los habitantes de la localidad de Pichilemu en la VI Región, que han visto un claro mejoramiento en los niveles de calidad del servicio que entrega la Compañía.

PARTICIPACIÓN EN PLAN DE CONTINGENCIAS EXTREMAS DEL SIC

Durante el año 2014, se concluyeron los análisis de disponibilidad de carga instruidos por el Centro de Despacho Económico de Carga CDEC-SIC, para participar en el esquema contra contingencias



extremas en el Sistema Interconectado Central SIC, el cual se aplica en las regiones metropolitana, sexta y séptima, y permite mitigar los riesgos de apagones por una falla en el corredor de 500 kV Ancoa - Alto Jahuel.

Esta contribución se suma al que ya aporta nuestra empresa en el esquema nacional de baja frecuencia EDAC, el que permite mantener la estabilidad del sistema interconectado ante fallas en los sistemas de generación y transmisión, reduciendo los riesgos de apagones o "blackouts" generalizados.

DETECTORES SENSITIVOS DE FALLAS EN LA RED

Como el objetivo de incrementar los niveles de seguridad de la red eléctrica de media tensión, CGE DISTRIBUCIÓN continuó ampliando la cobertura de equipos reconectores automáticos de protección, provistos de detectores sensitivos de fallas denominados SEF.

De este modo, CGE DISTRIBUCIÓN se encuentra a la vanguardia en la aplicación de esta tecnología digital de última generación, la que permite detectar un mayor rango de eventos respecto de los sistemas de protección convencionales, desde un punto de vista en que la adecuada preservación de los estándares de continuidad de suministro debe desenvolverse observando la seguridad de operación de la red.

NUEVO SISTEMA TÉCNICO GIS/OMS

En el año 2014 ha iniciado el proceso de desarrollo e implementación de Nuevo Sistema Técnico GIS/OMS (Sistema de Información Geográfico/Sistema de Gestión de Incidencias en referencia a sus siglas en inglés).

Este proyecto, tiene por objetivo entregar una plataforma informática y procesos de negocio renovados relacionados con el diseño y construcción de proyectos eléctricos, la operación eléctrica de la red y sistemas de información en línea.

CGE DISTRIBUCIÓN ha participado activamente en este proyecto, destacando las instancias de mesas de trabajo de especificaciones técnicas y de selección del proveedor, así como de los distintos talleres enfocados al diseño y configuración de la solución tecnológica a implementar.

SISTEMA DE TRAZABILIDAD PAGO PROVEEDORES

Durante el transcurso del año 2014 se desarrolló y aplicó una herramienta de gestión para el registro y control en la plataforma SAP del pago de prestación de servicios de elaboración de proyectos de proveedores externos, lo que en conjunto con la generación de reportes diarios, logró la trazabilidad y control de toda la cadena de dicho proceso de pago.

CONEXIÓN DE PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDOS

De acuerdo al marco regulatorio vigente, CGE DISTRIBUCIÓN debe permitir la conexión a sus redes de distribución de pequeñas centrales de generación, denominadas Pequeños Medios de Generación Distribuidos o PMGD, entendiéndose como tales aquellos medios cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kW.

Durante el año 2014 se conectaron al sistema de distribución de CGE DISTRIBUCIÓN un total de 4 PMGD con una inyección de 17,7 MW, cuyo detalle es el siguiente:

- PMGD Biomasa Forestal León, inyección de 7,2 MW, ubicado en la comuna de Coelemu.
- PMGD Hidráulico Los Bajos, inyección de 5,1 MW, ubicado en la comuna de San Bernardo.

- PMGD Hidráulico Caemsa, inyección de 5,0 MW, ubicado en la comuna de San Bernardo.

- PMGD Biogás Las Pampas, inyección de 0,4 MW, ubicado en la comuna de Pichidegua.

Con estas nuevas conexiones, CGE Distribución totaliza a la fecha la inyección de 52 MW provistos por plantas PMGD.

DETERMINACIÓN DE HUELLA DE CARBONO

Durante el año 2014, CGE DISTRIBUCIÓN llevó a cabo la determinación de la Huella de Carbono Corporativa para el año 2013. Dicha actividad tiene como propósito realizar planes de trabajo de seguimiento, determinación y mitigación de las emisiones de CO₂ derivadas de la actividad principal de distribución de energía eléctrica.

PLAN DE MANEJO DE EQUIPOS ELÉCTRICOS

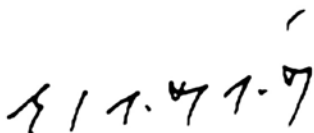
Durante el año 2014, se implementó la estandarización técnica para el almacenamiento, transporte, montaje, reparación y disposición final de equipos eléctricos, con el objeto de aumentar la eficiencia en el proceso y mitigar riesgos medioambientales generados por las actividades técnicas de CGE DISTRIBUCIÓN.

ROBO DE CONDUCTORES

En el presente período, la empresa ha sido víctima de robos por 17,2 toneladas de cobre, con un daño patrimonial directo de MM\$ 144. Estos delitos generan problemas de continuidad de suministro y daño en artefactos e instalaciones de propiedad de los clientes. Además, estos ilícitos se traducen en un deterioro de la calidad de suministro, la seguridad del servicio, la seguridad pública y vial en calles y caminos. A esto se agrega en forma importante el riesgo vital que representan dichos robos para quienes los perpetran.

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

En conformidad a la Norma de Carácter General N°30 de la SVS, los abajo firmantes declaran bajo juramento que son responsables de la veracidad de toda la información incorporada en la presente Memoria Anual:



Eduardo Rafael Morandé Montt
Ingeniero Comercial
RUT: 7.024.596-5
Presidente



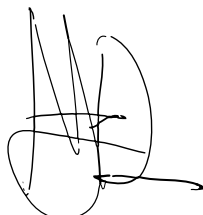
Luis Gonzalo Palacios Vásquez
Ingeniero Civil Industrial
RUT: 5.545.086-2
Vicepresidente



Wilhelm Franz Wendt Glana
Ingeniero Civil
RUT: 6.323.400-1
Director



Pablo Sobarzo Mierzo
Ingeniero Comercial
RUT: 9.006.201-8
Director



Mauricio Russo Camhi
Ingeniero Civil
RUT: 7.774.599-8
Director



Rafael Pablo Salas Cox
Abogado
RUT: 9.609.399-3
Director



Eduardo Apablaza Dau
Ingeniero Civil Eléctrico
RUT: 9.048.258-0
Gerente General

ESTADOS FINANCIEROS
E INFORME DE AUDITOR EXTERNO





EY Chile
Avda. Presidente
Riesco 5435, piso 4,
Santiago

Tel: +56 (2) 2676 1000
www.eychile.cl

Informe del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores
CGE Distribución S.A.

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

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

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 3.1 a los estados financieros. 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 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 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 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. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros, 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 de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados a las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.

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



Opinión sobre la base regulatoria de contabilización


En nuestra opinión, los mencionados estados financieros presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de CGE Distribución S.A. al 31 de diciembre de 2014 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha de acuerdo con instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en Nota 3.1 a los estados financieros.

Base de contabilización

Tal como se describe en Nota 3.1 a los estados financieros, en virtud de sus atribuciones la Superintendencia de Valores y Seguros con fecha 17 de octubre de 2014 emitió Oficio Circular N° 856 instruyendo a las entidades fiscalizadas, registrar en el ejercicio respectivo contra patrimonio las diferencias en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos que se produzcan como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley 20.780, cambiando el marco de preparación y presentación de información financiera adoptado hasta esa fecha, dado que el marco anterior (NIIF) requiere ser adoptado de manera integral, explícita y sin reservas. Al 31 de diciembre de 2014 y por el año terminado en esa fecha la cuantificación del cambio del marco contable también se describen en Nota 23.6. Nuestra opinión no se modifica respecto de este asunto.

Otros asuntos

Anteriormente, hemos efectuado una auditoría, de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile, a los estados financieros al 31 de diciembre de 2013 de CGE Distribución S.A. adjuntos, y en nuestro informe de fecha 23 de enero de 2014 expresamos una opinión de auditoría sin modificaciones sobre tales estados financieros.



Fernando Zavala C.

ERNST & YOUNG LTDA.

Santiago, 23 de enero de 2015

ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013

(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$
ACTIVOS CORRIENTES		
Efectivo y equivalentes al efectivo.	6.219.230	11.943.521
Otros activos no financieros.	312.856	437.649
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	226.537.421	167.827.460
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	985.869	28.198.618
Inventarios.	408.387	323.888
Activos por impuestos.	6.830.016	1.880.715
Total activos corrientes	241.293.779	210.611.851
ACTIVOS NO CORRIENTES		
Cuentas por cobrar.	15.513.292	10.962.841
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	79.798.925	79.788.343
Plusvalía.	104.740.054	104.740.054
Propiedades, planta y equipo.	531.168.297	461.625.394
Propiedad de inversión.	77.424	87.947
Total activos no corrientes	731.297.992	657.204.579
TOTAL ACTIVOS	972.591.771	867.816.430

PATRIMONIO Y PASIVOS	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$
PASIVOS CORRIENTES		
Otros pasivos financieros.	50.925.434	18.159.862
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	87.942.969	120.768.936
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	67.557.570	7.088.621
Otras provisiones.	2.323.605	2.198.989
Otros pasivos no financieros.	6.007.635	6.049.092
Total pasivos corrientes	214.757.213	154.265.500
PASIVOS NO CORRIENTES		
Otros pasivos financieros.	221.607.181	247.191.129
Cuentas por pagar.	0	83.125
Pasivo por impuestos diferidos.	51.099.653	34.839.860
Provisiones por beneficios a los empleados.	15.749.464	12.258.196
Otros pasivos no financieros.	1.534	3.931
Total pasivos no corrientes	288.457.832	294.376.241
TOTAL PASIVOS	503.215.045	448.641.741
PATRIMONIO		
Capital emitido.	314.733.393	314.762.772
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	51.800.665	33.875.320
Primas de emisión.	1	1
Acciones propias en cartera.	0	(29.379)
Otras reservas.	102.842.667	70.565.971
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	469.376.726	419.174.685
Participaciones no controladoras.		4
Total patrimonio	469.376.726	419.174.689
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	972.591.771	867.816.430

ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS POR FUNCIÓN

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013

(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	839.534.909	718.625.551
Costo de ventas.	(732.968.328)	(611.440.668)
Ganancia bruta	106.566.581	107.184.883
Otros ingresos, por función.	1.209.649	1.414.899
Gasto de administración.	(69.564.422)	(60.617.094)
Otras ganancias (pérdidas).	10.053.684	(2.561.587)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	48.265.492	45.421.101
Ingresos financieros.	3.637.469	2.896.566
Costos financieros.	(11.467.442)	(17.441.822)
Diferencias de cambio.	1.275	(3.993)
Resultados por unidades de reajuste.	(12.290.638)	(4.617.680)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	28.146.156	26.254.172
Gasto por impuestos a las ganancias.	21.127.909	(5.166.271)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	49.274.065	21.087.901
Ganancia (pérdida)	49.274.065	21.087.901
Ganancia (pérdida) atribuible a		
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	49.274.065	21.087.900
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	0	1
Ganancia (pérdida)	49.274.065	21.087.901
Ganancias por acción		
Ganancia por acción básica y diluida (\$ por acción)		
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas.	276,90	118,48
Ganancia (pérdida) por acción básica.	276,90	118,48

ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADO INTEGRAL

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$
Ganancia (pérdida)	49.274.065	21.087.901
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por revaluación.	63.597.582	0
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	(1.918.143)	(262.679)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos	61.679.439	(262.679)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	61.679.439	(262.679)
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán a resultado del período		
Impuesto a las ganancias relacionado con cambios en el superávit de revaluación de otro resultado integral.	(24.997.519)	0
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral.	616.856	52.535
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período	(24.380.663)	52.535
Otro resultado integral	37.298.776	(210.144)
Total resultado integral	86.572.841	20.877.757
Resultado integral atribuible a		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.	86.572.841	20.877.756
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas.		1
TOTAL RESULTADO INTEGRAL	86.572.841	20.877.757

ESTADOS CONSOLIDADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO

Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 y 2013
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

2014

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Acciones propias en cartera M\$	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio		
				Superavit de revaluación M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Total reservas M\$		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2014	314.762.772	1	(29.379)	89.409.451	(576.289)	(18.267.191)	70.565.971	33.875.320	419.174.685	4	419.174.689
Cambios en patrimonio											
Resultado integral											
Ganancia (pérdida)								49.274.065	49.274.065		49.274.065
Otro resultado integral				38.589.539	(1.290.763)		37.298.776		37.298.776		37.298.776
Total resultado integral	0	0	0	38.589.539	(1.290.763)	0	37.298.776	49.274.065	86.572.841	0	86.572.841
Dividendos							0	(28.881.621)	(28.881.621)		(28.881.621)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.				(5.022.080)			(5.022.080)	(2.467.099)	(7.489.179)	(4)	(7.489.183)
Incremento (disminución) por transacciones con acciones propias en cartera.	(29.379)		29.379				0		0		0
Total incremento (disminución) en el patrimonio	(29.379)	0	29.379	33.567.459	(1.290.763)	0	32.276.696	17.925.345	50.202.041	(4)	50.202.037
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2014	314.733.393	1	0	122.976.910	(1.867.052)	(18.267.191)	102.842.667	51.800.665	469.376.726	0	469.376.726

ESTADOS CONSOLIDADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO

Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 y 2013
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

2013

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Acciones propias en cartera M\$	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio		
				Superavit de revaluación M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Total reservas M\$		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2013	312.364.032	1		56.999.511	(366.145)	19.937.741	76.571.107	18.549.651	407.484.791	2.416.977	409.901.768
Patrimonio reexpresado	312.364.032	1	0	56.999.511	(366.145)	19.937.741	76.571.107	18.549.651	407.484.791	2.416.977	409.901.768
Cambios en patrimonio											
Resultado integral											
Ganancia (pérdida)								21.087.900	21.087.900	1	21.087.901
Otro resultado integral					(210.144)		(210.144)		(210.144)		(210.144)
Total resultado integral	0	0	0	0	(210.144)	0	(210.144)	21.087.900	20.877.756	1	20.877.757
Emisión de patrimonio	2.398.740						0		2.398.740		2.398.740
Dividendos							0	(11.557.554)	(11.557.554)		(11.557.554)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.				32.409.940		(38.205.263)	(5.795.323)	5.795.323	0		0
Incremento (disminución) por transacciones con acciones propias en cartera.			(29.379)				0		(29.379)	(2.416.974)	(2.446.353)
Incremento (disminución) por cambios en las participaciones en subsidiarias que no impliquen pérdida de control.						331	331		331		331
Total incremento (disminución) en el patrimonio	2.398.740	0	(29.379)	32.409.940	(210.144)	(38.204.932)	(6.005.136)	15.325.669	11.689.894	(2.416.973)	9.272.921
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2013	314.762.772	1	(29.379)	89.409.451	(576.289)	(18.267.191)	70.565.971	33.875.320	419.174.685	4	419.174.689

ESTADOS CONSOLIDADOS DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$
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.	965.011.740	911.969.584
Otros cobros por actividades de operación.	31.649	0
Clases de pagos		
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.	(958.572.971)	(776.733.897)
Pagos a y por cuenta de los empleados.	(22.756.511)	(26.316.157)
Otros pagos por actividades de operación.	(2.722.636)	0
Otros cobros y pagos de operación		
Intereses pagados.	0	(862.731)
Intereses recibidos.	1.041.626	2.141.339
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).	(4.802.128)	(20.917.721)
Otras entradas (salidas) de efectivo.	766.634	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(22.002.597)	89.280.417
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		
Préstamos a entidades relacionadas	(1.212.718)	0
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.	3.663.025	7.000
Compras de propiedades, planta y equipo.	(27.219.424)	(26.953.816)
Compras de activos intangibles.	(17.075)	(19.273)
Cobros a entidades relacionadas.	3.209.170	0
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(21.577.022)	(26.966.089)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		
Total importes procedentes de préstamos.	0	108.180.547
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.	0	108.180.547
Préstamos de entidades relacionadas.	972.603.881	893.996.376
Pagos de préstamos.	(5.119.415)	(124.130.290)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.	(888.994.399)	(921.314.827)
Dividendos pagados.	(28.886.840)	(11.548.453)
Intereses pagados.	(11.109.462)	(12.387.664)
Otras entradas (salidas) de efectivo.	(638.437)	0
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(638.437)	(67.204.311)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(5.724.291)	(4.889.983)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	11.943.521	16.833.504
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	6.219.230	11.943.521



CGE DISTRIBUCIÓN S.A.
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
Correspondientes al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

1.- INFORMACION GENERAL.

CGE Distribución S.A. es una sociedad anónima abierta, tiene su domicilio social en Avda. Presidente Riesco N° 5561 piso 17 en la comuna de Las Condes de la ciudad de Santiago, en la República de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile bajo el N° 83, cotiza sus acciones en la Bolsa de Comercio de Santiago, la Bolsa de Comercio de Valparaíso y la Bolsa Electrónica de Chile.

CGE Distribución S.A. (en adelante la "Sociedad"), es una empresa subsidiaria de Compañía General de Electricidad S.A. (en adelante el "Grupo CGE"), quien posee el 99,32716% de la propiedad accionaria.

La emisión de estos estados financieros correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 fue aprobada por el Directorio en Sesión Ordinaria N° 135 de fecha 23 de enero de 2015, quien con dicha fecha autorizó además su publicación.

2.- DESCRIPCIÓN DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA LA SOCIEDAD.

2.1.- Sector electricidad.

La Sociedad participa en el negocio de distribución de energía eléctrica, abasteciendo a clientes finales ubicados entre las regiones Metropolitana y de la Araucanía. Las principales características de este segmento y sus eventuales factores de riesgos son los siguientes:

2.1.1.- Aspectos regulatorios.

Los negocios de la Sociedad en Chile están sujetos a la normativa contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción). El objetivo de dicha Ley es definir un marco regulatorio que restringe el poder discrecional del gobierno a través del establecimiento de criterios objetivos, de forma tal que el resultado sea la asignación económicamente eficiente de recursos en el sector eléctrico.

El sistema regulatorio, vigente desde 1982, aunque ha sufrido algunas modificaciones importantes en los últimos años, permitió, en términos generales, un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico, además de su tránsito desde un sistema de propiedad estatal a otro de propiedad mayoritariamente privada. Asimismo, contribuyó a un rápido proceso de crecimiento, con altas tasas de inversión durante la última década, a la diversificación de la oferta en generación, e importantes reducciones en los costos de producción, transporte y distribución. Sin perjuicio de esto, en los últimos años, las barreras de entrada existentes en el mercado de generación y las dificultades para el desarrollo de proyectos de generación y transmisión han influido negativamente en los precios y han afectado la oferta de energía.

En lo relativo al segmento de distribución, en el cual la Sociedad desarrolla sus actividades, las inversiones se han efectuado normalmente, respondiendo adecuadamente a las necesidades de la demanda.



El mercado ha sido dividido en dos categorías: a) clientes sujetos a fijación de precios o clientes regulados, que corresponden principalmente a aquellos cuya potencia conectada es igual o inferior a 2000 kW y; b) clientes no sujetos a fijación de precios o clientes libres. Las tarifas aplicables a clientes regulados son fijadas por la autoridad, mientras que los precios de suministro para clientes libres se pactan libremente. Adicionalmente, los clientes que tienen una potencia conectada mayor a 500 kW se encuentran facultados para optar entre la tarifa regulada y una de precio libre.

En relación con la posibilidad de que clientes que se encuentran en el mercado regulado opten por acceder al mercado de los clientes libres, es posible señalar que con las condiciones actuales de precios de generación, no parecen existir incentivos para ello. Además, aunque así fuere, dicha situación no debería representar efectos significativos en los resultados de las empresas concesionarias en la medida en que se acojan a las opciones tarifarias de peajes de distribución existentes.

2.1.2.- Mercado de distribución de electricidad.

CGE Distribución S.A. distribuye energía eléctrica en las regiones Metropolitana, Valparaíso, del Libertador Bernardo O'Higgins, del Maule, del Biobío y de la Araucanía y abastece a 1.767.275 clientes, cuyas ventas físicas alcanzaron a 9.024 GWh, en el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014.

Contratos de suministro:

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, CGE Distribución S.A. cuenta con contratos suscritos en el marco de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas entre los años 2006 y 2013, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos. En efecto, producto de los mencionados procesos la Sociedad contrató el total del suministro de sus clientes regulados con los generadores: Empresa Nacional de Electricidad S.A., Colbún S.A., Campanario Generación S.A., Eólica Monte Redondo S.A., Eléctrica Diego de Almagro S.A., Eléctrica Puntilla S.A., AES Gener S.A. y Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.

Así, CGE Distribución S.A. ha asegurado el suministro de sus clientes sometidos a regulación de precios, suscribiendo contratos de largo plazo con proveedores cuyas clasificaciones de riesgo, efectuadas por reconocidas empresas del mercado, son bajas, por lo que en esta materia el riesgo se encuentra acotado a esos niveles.

Sin perjuicio de lo anterior, ante el incumplimiento de pagos de facturas correspondientes a los balances de energía y potencia a contar del mes de mayo de 2011, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante Resolución Exenta N° 2288 del 26 de agosto de 2011, instruyó la suspensión de la calidad de participante de Campanario Generación S.A. en dichos balances, a partir del 1 de septiembre de 2011, debiendo las empresas que integran el CDEC-SIC abastecer íntegramente y en todo momento, los consumos de los clientes sujetos a fijación de precios cuyos suministros se encuentren adjudicados a dicha empresa. Adicionalmente, en esa resolución se establece que los pagos de los suministros se harán a las empresas generadoras que los efectúen a los precios y condiciones obtenidas y establecidas en las licitaciones correspondientes, por lo que no se ve afectado el suministro a los clientes finales abastecidos por la Sociedad.

Adicionalmente, mediante Oficio N° 1308 del 31 de enero de 2012, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó el inicio de los trámites de un nuevo proceso de licitación de suministro por los consumos asociados al contrato suscrito con Campanario Generación S.A. en 2009, por lo que CGE Distribución S.A. ha realizado diversas licitaciones, todas las cuales fueron aprobadas por la Comisión Nacional de Energía. Como resultado de dichos procesos de licitación,



la Sociedad adjudicó, el 7 de diciembre de 2012, el abastecimiento del 15% de la energía requerida los años 2013 y 2014 a la empresa AES Gener S.A. Posteriormente, CGE Distribución S.A. ha continuado efectuando procesos de licitación, todos los cuales han sido declarados desiertos al no presentarse ofertas.

En cuanto al suministro para clientes libres, la Sociedad mantiene contratos vigentes con diversos suministradores por plazos variables, los cuales se encuentran ajustados a los plazos convenidos con dichos clientes. Sin perjuicio de lo anterior, CGE Distribución S.A. se encuentra negociando condiciones de suministro con distintos generadores del sistema, con el objeto de renovar algunos contratos suscritos con clientes libres cuya vigencia se encuentra próxima a su fin.

Sin perjuicio de lo anterior, con el objeto de satisfacer algunos déficits de energía no contratados que se presentaron en el año 2012 en la Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. (EMELECTRIC) y Empresa Eléctrica de Talca S.A. (EMETAL) -filiales de CGE DISTRIBUCIÓN disueltas durante el año 2014, como resultado de la absorción de las primeras por parte de esta última-, ambas empresas iniciaron el año 2008 los correspondientes procesos de licitación, haciendo entrega a la Comisión Nacional de Energía de las bases correspondientes. Posteriormente, las proyecciones de dichos déficits fueron incluidas en diversos procesos efectuados por CGE Distribución S.A. durante el año 2012, todos los cuales fueron declarados desiertos.

Además, las referidas empresas solicitaron oportunamente a los generadores que cuentan con excedentes en las energías contratadas con distintas empresas distribuidoras su autorización para la transferencia de dichos excedentes, de modo de mitigar el déficit excedente, lo que no tuvo éxito ante la negativa de ellos.

Así, mediante Oficio N° 7230 del 7 de agosto de 2013, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles determinó que deben emplearse los excedentes de energía contratada de otras distribuidoras, requiriéndose el acuerdo previo entre concesionarias, la comunicación a las suministradoras, el informe favorable de la Comisión Nacional de Energía y el respeto a las características del suministro licitado en cuanto al precio y cantidad.

Algunas empresas generadoras presentaron recursos de reclamación y/o protección en contra del referido Oficio 7230/2013 en la Corte de Apelaciones, los cuales, con fecha 10 de abril de 2014, han sido desestimados por dicho tribunal. En el caso de los recursos de reclamación, el fallo de la Corte de Apelaciones se basó en la extemporaneidad de sus presentaciones, lo cual fue revocado por la Corte Suprema con fecha 8 de julio de 2014, debiendo ahora la Corte de Apelaciones emitir un pronunciamiento sobre el fondo del asunto debatido. En el caso de los recursos de protección, con fecha 9 de julio de 2014, la Corte Suprema confirmó las sentencias de rechazo.

Demanda:

El crecimiento de la demanda se relaciona con el mejoramiento del ingreso y con el desarrollo tecnológico asociado principalmente, en el sector residencial, a mayor acceso a equipos electrodomésticos y, en el sector industrial, a la automatización de procesos. Otro factor que influye en el crecimiento de la demanda es el incremento de la población y las viviendas, lo que está fuertemente relacionado con los planes de desarrollo urbano.

Así, es posible concluir que el crecimiento de este mercado está fuertemente vinculado con el crecimiento de la región. En Chile, como nación en desarrollo, el consumo per cápita aún es bajo, en comparación con el de países desarrollados. Por lo tanto, las perspectivas de crecimiento del consumo de energía eléctrica son altas, lo que se traduce en que el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es bastante reducido, incluso considerando el impacto que podría generar la implementación de planes de eficiencia energética, los que tienden a traducirse en reducciones de la demanda que experimentan las empresas concesionarias y con ello, de los



correspondientes ingresos. Además, este último riesgo se encuentra acotado si se tiene en cuenta que la experiencia internacional demuestra que para que dichos planes sean efectivos es necesario desacoplarlos de los ingresos de las empresas concesionarias, lo que independiza los ingresos de éstas de las variaciones de consumo que experimenten los clientes.

2.1.3.- Precios.

El segmento de distribución de electricidad en Chile se encuentra regulado por el Estado, debido a que presenta las características propias de un monopolio natural. Consecuentemente, se establece un régimen de concesiones para el establecimiento, operación y explotación de redes de distribución de servicio público, donde se delimita territorialmente la zona de operación de las empresas distribuidoras. Asimismo, se regulan las condiciones de explotación de este negocio, precios que se pueden cobrar a clientes regulados y la calidad de servicio que debe prestar.

El marco regulatorio de la industria eléctrica en Chile, está definido por la Ley General de Servicios Eléctricos cuyo texto se encuentra contenido en el DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto N° 327-1997 del Ministerio de Minería), los decretos tarifarios y demás normas técnicas y reglamentarias emanadas del referido ministerio, de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Valor agregado de distribución (VAD):

La tarifa regulada de distribución, que es fijada cada cuatro años por la Comisión Nacional de Energía, resulta de la suma de tres componentes:

- El precio de nudo, fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución, (a partir de enero de 2010, se debe considerar el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras, como resultado de las licitaciones realizadas para dar cumplimiento a la modificación legal introducida por la Ley Corta II),
- Cargo único por concepto de uso del Sistema Troncal y
- Valor Agregado de Distribución (VAD), también fijado por la autoridad sectorial.

Como el precio de nudo corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos sometidos a regulación de precios y el cargo único por uso del Sistema Troncal se debe traspasar a los propietarios de dichos sistemas, la distribuidora recauda sólo el VAD, componente que le permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, los correspondientes costos de comercialización y rentar sobre todas las instalaciones.

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que cada 4 años se debe efectuar el cálculo de los costos de los componentes del VAD, basado en el dimensionamiento de empresas modelo de distribución de energía eléctrica, las cuales deben ser eficientes y satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio determinada en la normativa vigente.

La ley establece que las concesionarias deben mantener una rentabilidad agregada, esto es considerando a todas las empresas como un conjunto, dentro de una banda del 10% ± 4% al momento de la determinación del Valor Agregado de Distribución.

Así, el retorno sobre la inversión para una distribuidora dependerá de su desempeño relativo a los estándares determinados para la empresa modelo. El sistema tarifario permite que aquellas más eficientes, obtengan retornos superiores a los de la empresa modelo.



El valor agregado de distribución considera:

- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo;
- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía;
- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización, igual al 10% real anual.

Para la determinación del Valor Agregado de Distribución, CNE y las propias empresas concesionarias realizan estudios, cuyos resultados son ponderados en la proporción de dos tercios y un tercio, respectivamente. Con los valores agregados definitivos, la Comisión Nacional de Energía estructura fórmulas tarifarias finales y sus fórmulas de indexación, las cuales, de acuerdo con los procedimientos establecidos, son fijadas mediante decreto del Ministerio de Energía. Actualmente, dichas fórmulas de indexación, que son aplicadas mensualmente, consideran las variaciones del IPC, del IPMN, del precio del cobre y del dólar, reflejando las variaciones en los precios de los principales insumos que afectan los costos de la distribución de electricidad.

Adicionalmente, dada la existencia de economías de escala en la actividad de distribución de electricidad, las empresas alcanzan anualmente rendimientos crecientes con el aumento de la cantidad de clientes y de la demanda en sus zonas de concesión, los cuales son incorporados en las tarifas reguladas y transferidos a los clientes mediante la aplicación de factores de ajuste anuales determinados por CNE.

El 2 de abril de 2013, fue publicado el Decreto 1T-2012 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fija el valor agregado de distribución para el cuatrienio 2012-2016.

Precios de compra traspasados a público:

Como ya se manifestó, uno de los componentes de la tarifa regulada de distribución corresponde al precio de nudo, fijado por la autoridad, en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución. Dicho precio considera el valor de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de las licitaciones realizadas para dar cumplimiento a la modificación legal introducida por la Ley Corta II, así como también, los costos asociados al uso de las instalaciones de subtransmisión, las que permiten entregar suministro eléctrico a los sistemas de distribución.

Al respecto, en el mes de enero de 2015, el Congreso Nacional aprobó el proyecto de ley que introduce modificaciones a la Ley perfeccionando el sistema de licitaciones de suministro eléctrico (Boletín 9515-08), estando pendiente sólo su promulgación. Dicha Ley persigue los siguientes objetivos: asegurar el suministro bajo contrato para la totalidad de los clientes regulados; obtener precios competitivos en un mercado preferentemente de largo plazo; y garantizar el cumplimiento de los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación.

Por otro lado, cabe señalar que el 9 de abril de 2013 fue publicado el decreto 14/2012 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fijan las tarifas de sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación, con vigencia desde el 1 de enero de 2011. Sin embargo, recién entre los meses de octubre y diciembre de 2014, se publicaron los Decretos 2T-2014, 3T-2014, 4T-2014, 6T-2014, 7T-2014 y 8T-2014, todos del Ministerio de Energía, mediante los cuales fijan precios de nudo promedio con vigencia desde el 1 de enero de 2011, permitiendo el traspaso de los efectos del Decreto 14-2012 del Ministerio de Energía a las cuentas de los clientes finales.



Al respecto, mediante Oficio Circular N° 13442-2014, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó la reliquidación de los decretos de precios de nudo promedio señalados precedentemente, la cual se materializará a contar de enero de 2015.

Aún se encuentran pendientes de publicación los decretos de precios de nudo promedio que fijarán precios con vigencias desde el 1 de mayo, 1 de septiembre, 1 de octubre y 1 de noviembre de 2014, todo lo anterior ha obligado a efectuar provisiones de modo de considerar su impacto en los resultados. Por la misma situación, la “Determinación de excedente o déficit de recaudaciones” por diferencias en las unidades físicas de compra también se encuentra pendiente, lo que ha significado que se deba estimar una provisión por dicho desajuste.

Precios de servicios asociados al suministro:

Por otra parte, en la misma ocasión en que se fija el Valor Agregado de Distribución, cada cuatro años, se fijan los precios de los servicios asociados al suministro de electricidad. Los servicios más relevantes son los de apoyos en postes a empresas de telecomunicaciones, arriendo de medidores, suspensión y reconexión de servicios, pago fuera de plazo y ejecución de empalmes.

El procedimiento para la fijación de los precios de dichos servicios se encuentra contenido en el Decreto N° 341 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de fecha 12 de diciembre de 2007, publicado en el Diario Oficial del 10 de marzo de 2008.

En dicho reglamento se establece que la revisión y determinación de nuevas tarifas de servicios no consistentes en suministro de energía que se efectúe con ocasión del proceso de fijación de tarifas de suministro de distribución, debe hacerse sobre la base de los estudios de costos del valor agregado de distribución y de criterios de eficiencia, debiendo ser plenamente coherentes. Dicha coherencia se funda en el hecho que una misma empresa es la que provee el servicio de distribución y los servicios no consistentes en suministro de energía, lo que debe reflejarse en los estudios que se realicen.

Para dar cumplimiento a lo anterior, CNE debe encargar un estudio de costos, que es financiado, licitado y supervisado por ella, en el cual se estiman los costos del valor agregado de distribución y de los servicios no consistentes en suministro de energía. El resultado del estudio contratado debe contar con capítulos plenamente identificables y auto-contenidos, uno referido a los costos del valor agregado de distribución y otro a la estimación tarifaria de los servicios no consistentes en suministro de energía.

Así, en lo referido a los precios de los servicios asociados, los estudios son publicados por la Comisión Nacional de Energía. Posteriormente, CNE debe elaborar y publicar un Informe Técnico, considerando las observaciones que hayan efectuado las empresas, el cual es sometido al dictamen del Panel de Expertos, en caso de que existan discrepancias.

El 14 de marzo de 2014, fue publicado el Decreto 8T/2013 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fija los precios de los servicios al suministro de electricidad vigentes a contar de dicha fecha.

De todo lo indicado anteriormente, se puede concluir que el negocio de distribución de electricidad en Chile posee un bajo nivel de riesgo desde el punto de vista tarifario ya que los precios son determinados por la legislación vigente mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable para los activos.



3.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.

Las principales políticas contables aplicadas en la preparación de los estados financieros se detallan a continuación. Estas políticas han sido aplicadas uniformemente en todos los ejercicios presentados, a menos que se indique lo contrario.

3.1.- Bases de preparación de los estados financieros.

Los presentes estados financieros de la Sociedad han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de información financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB"), exopto por lo dispuesto por el Oficio Circular N° 856, de la Superintendencia de Valores y Seguros señalados en el párrafo siguiente:

El Oficio Circular N° 856 de la SVS, de fecha 17 de octubre de 2014 dispuso una norma de aplicación temporal y de excepción a la Norma Internacional de Contabilidad la NIC 12 para la actualización de los activos y pasivos por impuestos diferidos que se producen como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley 20.780 (Reforma Tributaria), publicada en el Diario Oficial el 29 de septiembre de 2014. A tal efecto, la SVS dispuso que las diferencias en los activos y pasivos por impuestos diferidos producidas por la referida actualización, deberán contabilizarse en el ejercicio respectivo contra patrimonio.

Los estados financieros han sido preparados de acuerdo con el principio de costo, modificado por la revaluación de propiedades, planta y equipo, propiedades de inversión, activos financieros disponibles para la venta y ciertos activos y pasivos financieros a valor justo por resultados.

En la preparación de los estados financieros se han utilizado las políticas emanadas desde El Grupo CGE.

En la preparación de los estados financieros se han utilizado estimaciones contables críticas para cuantificar algunos activos, pasivos, ingresos y gastos. Las áreas que involucran un mayor grado de juicio o complejidad o áreas en las que los supuestos y estimaciones son significativos para los estados financieros consolidados se describen en Nota 4.

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013 se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del ejercicio anterior.

3.1.1.- Cambio en perímetro de consolidación

A contar del 1 de noviembre de 2014 la Sociedad absorbió a sus subsidiarias Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. (Emelectric) y a Empresa Eléctrica de Talca S.A. (Emetal) al reunir en su poder el 100% de las acciones emitidas y pagadas, por lo anterior los activos, pasivos, resultado y flujos de efectivos que tenían esas subsidiarias son parte integrante de los presentes estados financieros de CGE Distribución S.A.

Los estados financieros del año 2013 que se incluyen para efectos comparativos se consolidan con los de sus subsidiarias dado que la Sociedad poseía el 99,9999% de Emelectric y el 99,9998% de Emetal, lo que generó participaciones de los no controladores en el patrimonio de M\$4 y en los resultados M\$1.

3.2.- Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por el Grupo.

Los siguientes estándares, interpretaciones y enmiendas son obligatorios por primera vez para los ejercicios financieros iniciados el 1 de enero de 2014.

- 3.2.1.- Enmienda a la NIC 32 “Instrumentos financieros”: “Presentación”. Emitida en diciembre 2011. Aclara los requisitos para la compensación de activos y pasivos financieros en el Estado de Situación Financiera. Específicamente, indica que el derecho de compensación debe estar disponible a la fecha del estado financiero y no depender de un acontecimiento futuro. Indica también que debe ser jurídicamente obligante para las contrapartes tanto en el curso normal del negocio, así como también en el caso de impago, insolvencia o quiebra. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2014.
- 3.2.2.- Mejora a la NIC 27 “Estados Financieros Separados”, NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados” y NIIF 12 “Información a revelar sobre participaciones en otras entidades”. Emitida en octubre de 2012. Las modificaciones incluyen la definición de una entidad de inversión e introducen una excepción para consolidar ciertas subsidiarias pertenecientes a entidades de inversión. Esta modificación requiere que una entidad de inversión mida esas subsidiarias al valor razonable con cambios en resultados de acuerdo a la NIIF 9 “Instrumentos Financieros” en sus estados financieros consolidados y separados. Las modificaciones también introducen nuevos requerimientos de información a revelar relativos a entidades de inversión en la NIIF 12 y en la NIC 27. Estas modificaciones son aplicables a partir del 1 de enero de 2014.
- 3.2.3.- CINIIF 21 “Gravámenes”. Emitida en mayo de 2013. Esta interpretación de la NIC 37 “Provisiones, Activos Contingentes y Pasivos Contingentes”, proporciona una guía sobre cuándo una entidad debe reconocer un pasivo por un gravamen impuesto por el gobierno, distinto al impuesto a la renta, en sus estados financieros. Estas modificaciones son aplicables a partir del 1 de enero de 2014.
- 3.2.4.- Enmienda a NIC 36 “Deterioro del valor de los activos”. Emitida en mayo de 2013. La enmienda aclara el alcance de las revelaciones sobre el valor recuperable de los activos deteriorados, limitando los requerimientos de información al monto recuperable que se basa en el valor razonable menos los costos de disposición. Estas modificaciones son aplicables a partir de 1 de enero de 2014.
- 3.2.5.- Enmienda a NIC 39 “Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición”. Emitida en junio de 2013. A través de esta enmienda, se incorpora en la Norma los criterios que se deben cumplir para no suspender la contabilidad de coberturas, en los casos en que el instrumento de cobertura sufre una novación. Estas modificaciones son aplicables a partir de 1 de enero de 2014.
- 3.2.6.- Enmienda a NIC 19 “Beneficios a los Empleados”. Emitida en noviembre de 2013. Está enmienda se aplica a las aportaciones de empleados o terceros a planes de beneficios definidos. El objetivo de las enmiendas es la simplificación de la contabilidad de aportaciones que están independientes de los años de servicio del empleado; por ejemplo, aportaciones de empleados que se calculan de acuerdo a un porcentaje fijo del salario. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de julio de 2014.
- 3.2.7.- Enmienda a NIIF 3 “Combinaciones de Negocios”. Emitida en diciembre de 2013. A través de esta enmienda se clarifican algunos aspectos de la contabilidad de consideraciones contingentes en una combinación de negocios. NIIF 3 “Combinaciones de Negocios”

requiere que la medición subsecuente de una consideración contingente debe realizarse al valor razonable, por lo cual elimina las referencias a IAS 37 “Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes” u otras NIIF que potencialmente tienen otras bases de valorización que no constituyen el valor razonable. Se deja la referencia a NIIF 9 “Instrumentos Financieros”; sin embargo, se modifica NIIF 9 aclarando que una consideración contingente, sea un activo o pasivo financiero, se mide al valor razonable con cambios en resultados u otros resultados integrales, dependiendo de los requerimientos de ésta. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de julio de 2014.

3.2.8.- Enmienda a NIC 40 “Propiedades de Inversión”. Emitida en diciembre de 2013. A través de esta modificación la enmienda aclara que se requiere de juicio para determinar si la adquisición de propiedades de inversión constituye la adquisición de un activo, un grupo de activos o una combinación de negocios conforme la NIIF 3. Además el IASB concluye que NIIF 3 “Combinaciones de Negocios” y NIC 40 “Propiedades de Inversión” no son mutuamente excluyentes y se requiere juicio en determinar si la transacción es sólo una adquisición de una propiedad de inversión o si es la adquisición de un grupo de activos o una combinación de negocios que incluye una propiedad de inversión. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de julio de 2014.

3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2014, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.

3.3.1.- NIIF 9, “Instrumentos financieros” cuya versión final fue emitida en julio de 2014. Modifica la clasificación y medición de los activos financieros e introduce un modelo “más prospectivo” de pérdidas crediticias esperadas para la contabilidad del deterioro y un enfoque sustancialmente reformado para la contabilidad de coberturas. Las entidades también tendrán la opción de aplicar en forma anticipada la contabilidad de ganancias y pérdidas por cambios de valor justo relacionados con el “riesgo crediticio propio” para los pasivos financieros designados al valor razonable con cambios en resultados, sin aplicar los otros requerimientos de IFRS 9. Su aplicación es obligatoria a contar del 1 de enero de 2018 y su adopción anticipada es permitida.

3.3.2.- NIIF 14 “Cuentas Regulatorias Diferidas”, emitida en enero de 2014, es una norma provisional que pretende mejorar la comparabilidad de información financiera de entidades que están involucradas en actividades con precios regulados. Muchos países tienen sectores industriales que están sujetos a la regulación de precios (por ejemplo gas, agua y electricidad), la cual puede tener un impacto significativo en el reconocimiento (momento y monto) de ingresos de la entidad. Una entidad que ya presenta estados financieros bajo IFRS no debe aplicar esta norma. Su aplicación es efectiva a contar del 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.

3.3.3.- NIIF 15 “Ingresos procedentes de Contratos con Clientes”, emitida en mayo de 2014, es una nueva norma que es aplicable a todos los contratos con clientes, excepto arrendamientos, instrumentos financieros y contratos de seguros. Esta nueva norma pretende mejorar las inconsistencias y debilidades de NIC 18 y proporcionar un modelo que facilitará la comparabilidad de compañías de diferentes industrias y regiones. Proporciona un nuevo modelo para el reconocimiento de ingresos y requerimientos más detallados para contratos con elementos múltiples. Su aplicación es obligatoria a contar del 1 de enero de 2017 y su adopción anticipada es permitida.

- 3.3.4.- Enmienda a NIC 16 “Propiedades, Planta y Equipo” y NIC 38 “Activos Intangibles”. Emitida en mayo de 2014. En sus enmiendas a NIC 16 y NIC 38 el IASB clarificó que el uso de métodos basados en los ingresos para calcular la depreciación de un activo no es adecuado porque los ingresos generados por una actividad que incluye el uso de un activo, generalmente reflejan factores distintos del consumo de los beneficios económicos incorporados al activo. El IASB también aclaró que los ingresos generalmente presentan una base inadecuada para medir el consumo de los beneficios económicos incorporados de un activo intangible. Sin embargo, esta suposición puede ser rebatida en ciertas circunstancias limitadas. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.5.- Enmienda a NIC 16 “Propiedades, Planta y Equipo” y NIC 41 “Agricultura”. Emitida en junio de 2014. Estas enmiendas establecen que el tratamiento contable de las plantas productoras de frutos debe ser igual a propiedades, planta y equipo, debido a que sus operaciones son similares a las operaciones de manufactura. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.6.- Enmienda a NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos”. Emitida en mayo de 2014. Esta enmienda se aplica a la adquisición de una participación en una operación conjunta que constituye un negocio. La enmienda clarifica que los adquirentes de estas partes deben aplicar todos los principios de la contabilidad para combinaciones de negocios de NIIF 3 “Combinaciones de Negocios” y otras normas que no estén en conflicto con las guías de NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos”. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.7.- Enmienda a NIC 27 “Estados Financieros Separados”. Emitida en agosto de 2014. Esta enmienda restablece la opción de utilizar el método de la participación para la contabilidad de las inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas en los estados financieros separados. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.8.- Enmienda a NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos” y NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados”. Emitida en septiembre de 2014. Estas enmiendas abordan una inconsistencia reconocida entre los requerimientos de NIIF 10 y los de NIC 28 en el tratamiento de la venta o la aportación de bienes entre un inversor y su asociada o negocio conjunto. Establece que cuando la transacción involucra un negocio (tanto cuando se encuentra en una subsidiaria o no) se reconoce una ganancia o una pérdida completa. Se reconoce una ganancia o pérdida parcial cuando la transacción involucra activos que no constituyen un negocio, incluso cuando los activos se encuentran en una subsidiaria. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.9.- Enmienda a NIIF 5 “Activos no Corrientes Mantenedidos para la Venta y Operaciones Discontinuas”. Emitida en septiembre de 2014. Esta enmienda clarifica que si la entidad reclasifica un activo (o grupo de activos para su disposición) desde mantenido para la venta directamente a mantenido para distribuir a los propietarios, o desde mantenido para distribuir a los propietarios directamente a mantenido para la venta, entonces el cambio en la clasificación es considerado una continuación en el plan original de venta. El IASB aclara que en estos casos no se aplicarán los requisitos de contabilidad para los cambios en un plan de venta. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.

- 3.3.10.- Modificación a NIIF 7 “Instrumentos Financieros: Información a Revelar”. Emitida en septiembre de 2014. Esta modificación clarifica que los acuerdos de servicio pueden constituir implicación continuada en un activo transferido para los propósitos de las revelaciones de transferencias de activos financieros. Generalmente esto será el caso cuando el administrador tiene un interés en el futuro rendimiento de los activos financieros transferidos como consecuencia de dicho contrato. Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.11.- Modificación a NIC 34 “Información Financiera Intermedia”. Emitida en septiembre de 2014. Esta modificación clarifica que las revelaciones requeridas deben estar o en los estados financieros interinos o deben ser indicadas con referenciadas cruzadas entre los estados financieros interinos y cualquier otro informe que lo contenga. La modificación será de aplicación obligatoria para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.12.- Modificación a NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados”, NIIF 12 “Información a Revelar sobre Participaciones en Otras Entidades” y NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos”. Emitida en diciembre de 2014. Estas modificaciones introducen clarificaciones menores acerca de los requerimientos para la contabilización de entidades de inversión. Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.13.- Modificación a NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”. Emitida en diciembre de 2014. Estas modificaciones abordan algunas preocupaciones expresados sobre los requerimientos de presentación y revelación, y aseguran que las entidades tienen la posibilidad de ejercer juicio cuando apliquen NIC 1. Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.

La Administración del Grupo CGE estima que la adopción de las Normas, Enmiendas e Interpretaciones, antes descritas, y que pudiesen aplicar a CGE Distribución S.A., no tendrán un impacto significativo en los estados financieros en el ejercicio de su primera aplicación.

3.4.- Bases de consolidación.

3.4.1.- Subsidiarias o filiales.

Subsidiarias o filiales son todas las entidades (incluidas las entidades de cometido especial) sobre las que el Grupo CGE tiene poder para dirigir las políticas financieras y de explotación, el que generalmente viene acompañado de una participación superior a la mitad de los derechos de voto. A la hora de evaluar si la Sociedad controla otra entidad, se considera la existencia y el efecto de los derechos potenciales de voto que sean actualmente ejercibles o convertibles. Las subsidiarias se consolidan a partir de la fecha en que se transfiere el control y se excluyen de la consolidación en la fecha en que cesa el mismo.

Para contabilizar la adquisición de subsidiarias se utiliza el método de adquisición. El costo de adquisición es el valor razonable de los activos entregados, de los instrumentos de patrimonio emitidos y de los pasivos incurridos o asumidos en la fecha de intercambio. El precio pagado determinado incluye el valor justo de activos o pasivos



resultantes de cualquier acuerdo contingente de precio. Los costos relacionados con la adquisición son cargados a resultados tan pronto son incurridos. Los activos identificables adquiridos y los pasivos y contingencias identificables asumidos en una combinación de negocios se valoran inicialmente por su valor razonable a la fecha de adquisición, con independencia del alcance de las participaciones no controladas, el cual incluiría cualquier activo o pasivo contingente a su valor justo. Según cada adquisición, la Sociedad reconoce el interés no controlante a su valor justo o al valor proporcional del interés no controlante sobre el valor justo de los activos netos adquiridos. El exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de la Sociedad en los activos netos identificables adquiridos, se reconoce como menor valor o plusvalía comprada (goodwill). Si el costo de adquisición es menor que el valor razonable de los activos netos de la subsidiaria adquirida, la diferencia se reconoce directamente en el estado de resultados.

Se eliminan las transacciones intercompañías, los saldos y las ganancias no realizadas por transacciones entre entidades relacionadas. Las pérdidas no realizadas también se eliminan, a menos que la transacción proporcione evidencia de una pérdida por deterioro del activo transferido. Cuando es necesario, para asegurar su uniformidad con las políticas adoptadas por la Sociedad, se modifican las políticas contables de las subsidiarias.

3.4.2.- Transacciones y participaciones no controladoras.

CGE Distribución S.A. trata las transacciones con las participaciones no controladoras como si fueran transacciones con accionistas de la Sociedad. En el caso de adquisiciones de participaciones no controladoras, la diferencia entre cualquier retribución pagada y la correspondiente participación en el valor en libros de los activos netos adquiridos de la subsidiaria se reconoce en el patrimonio. Las ganancias y pérdidas por bajas a favor de la participación no controladora, mientras se mantenga el control, también se reconocen en el patrimonio.

Cuando la Sociedad deja de tener control o influencia significativa, cualquier interés retenido en la entidad es remediado a valor razonable con impacto en resultados. El valor razonable es el valor inicial para propósitos de su contabilización posterior como asociada, negocio conjunto o activo financiero. Los importes correspondientes previamente reconocidos en Otros resultados integrales son reclasificados a resultados.

3.5.- Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.

3.5.1.- Moneda funcional y de presentación.

Las partidas incluidas en los estados financieros de cada una de las entidades de la Sociedad se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera ("moneda funcional"). La moneda funcional de la Sociedad es el Peso chileno, que constituye además la moneda de presentación de los estados financieros consolidados de la Sociedad.



3.5.2.- Transacciones y saldos.

Las transacciones en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones. Las pérdidas y ganancias en moneda extranjera que resultan de la liquidación de estas transacciones y de la conversión a los tipos de cambio de cierre de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, se reconocen en el estado de resultados, excepto que corresponda su diferimiento en el patrimonio neto, a través de otros resultados integrales, como es el caso de las derivadas de estrategias de coberturas de flujos de efectivo y coberturas de inversiones netas.

Los cambios en el valor razonable de inversiones financieras en títulos de deuda denominados en moneda extranjera clasificados como disponibles para la venta son separados entre diferencias de cambio resultantes de modificaciones en el costo amortizado del título y otros cambios en el importe en libros del mismo. Las diferencias de cambio se reconocen en el resultado del período o ejercicio en el que ocurra y los otros cambios en el importe en libros se reconocen en el patrimonio neto, y son estos últimos reflejados de acuerdo con NIC 1 a través del estado de resultados integral, reciclando a resultados la porción devengada.

Las diferencias de cambio sobre inversiones financieras en instrumentos de patrimonio mantenidos a valor razonable con cambios en resultados, se presentan como parte de la ganancia o pérdida por valor razonable en el resultado del período o ejercicio en el que ocurra. Las diferencias de cambio sobre dichos instrumentos clasificados como activos financieros disponibles para la venta, se incluyen en el patrimonio neto en la reserva correspondiente, y son reflejados de acuerdo con NIC 1 a través del estado de resultados integral.

3.5.3.- Bases de conversión.

Los activos y pasivos en moneda extranjera y aquellos pactados en unidades de fomento, se presentan a los siguientes tipos de cambios y valores de cierre respectivamente:

Fecha	CL \$ / US \$	CL \$ / UF
31-12-2014	606,75	24.627,10
31-12-2013	524,61	23.309,56

CL \$ Pesos chilenos
U.F. Unidades de fomento
US \$ Dólar Estadounidense

3.6.- Información financiera por segmentos operativos.

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos proporcionados a los responsables de tomar las decisiones operativas relevantes. Dichos ejecutivos son los responsables de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos, los cuales han sido identificados como: eléctrico, para los que se toman las decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota 29.

3.7.- Propiedades, planta y equipo.

Los terrenos y edificios de la Sociedad, se reconocen inicialmente a su costo. La medición posterior de los mismos se realiza de acuerdo a NIC 16 mediante el método de retasación periódica a valor razonable.

Los equipos, instalaciones y redes destinados al negocio eléctrico, se reconocen inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente son revalorizados mediante el método de retasación periódica a valor razonable.

Las tasaciones se llevan a cabo, a base del valor de mercado o valor de reposición técnicamente depreciado, según corresponda. La plusvalía por revalorización neta de los correspondientes impuestos diferidos se abona a la reserva o superávit por revaluación en el patrimonio neto registrada a través del estado de resultados integral.

El resto de las propiedades, planta y equipo, tanto en su reconocimiento inicial como en su medición posterior, son valorados a su costo menos la correspondiente depreciación y deterioro acumulado de existir.

Los costos posteriores (reemplazo de componentes, mejoras, ampliaciones, crecimientos, etc.) se incluyen en el valor del activo inicial o se reconocen como un activo separado, sólo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con los elementos de las propiedades, planta y equipo vayan a fluir a la Sociedad y el costo del elemento pueda determinarse de forma fiable. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente. El resto de las reparaciones y mantenciones se cargan en el resultado del ejercicio o período en el que se incurrían.

Las construcciones u obras en curso, incluyen los siguientes conceptos devengados únicamente durante el período de construcción:

- Gastos financieros relativos a la financiación externa que sean directamente atribuibles a las construcciones, tanto si es de carácter específica como genérica. En relación con la financiación genérica, los gastos financieros activados se obtienen aplicando el costo promedio ponderado de financiación de largo plazo a la inversión promedio acumulada susceptible de activación no financiada específicamente.
- Gastos de personal relacionado en forma directa y otros de naturaleza operativa, atribuibles a la construcción.

Los aumentos en el valor en libros como resultado de la revaluación de los activos valorados mediante el método de retasación periódica se acreditan a los otros resultados integrales y a reservas en el patrimonio, en la cuenta reserva o superávit de revaluación. Las disminuciones que revierten aumentos previos al mismo activo se cargan a través de otros resultados integrales a la cuenta reserva o superávit de revaluación en el patrimonio; todas las demás disminuciones se cargan al estado de resultados. Cada año la diferencia entre la depreciación sobre la base del valor en libros revaluado del activo cargada al estado de resultados y de la depreciación sobre la base de su costo original se transfiere de la cuenta reserva o superávit de revaluación a las ganancias (pérdidas) acumuladas, neta de sus impuestos diferidos.

La depreciación de las propiedades, planta y equipo se calcula usando el método lineal para asignar sus costos o importes revalorizados a sus valores residuales sobre sus vidas útiles técnicas estimadas con excepción de las unidades de generación, las cuales se deprecian en base a horas de uso.



El valor residual y la vida útil de los bienes del rubro Propiedades, planta y equipo, se revisan y ajustan si es necesario, en cada cierre de estado de situación financiera, de tal forma de tener una vida útil restante acorde con el valor de dichos bienes.

Cuando el valor de un activo es superior a su importe recuperable estimado, su valor se reduce de forma inmediata hasta su importe recuperable, mediante la aplicación de pruebas de deterioro.

Las pérdidas y ganancias por la venta de una propiedad, planta y equipo, se calculan comparando los ingresos obtenidos con el valor en libros y se incluyen en el estado de resultados. Al vender activos revalorizados, los valores incluidos en reserva o superávit de revaluación se traspasan a Ganancias (pérdidas) acumuladas, netas de impuestos diferidos.

3.8.- Propiedades de inversión.

Se incluyen principalmente los terrenos y construcciones que se mantienen con el propósito de obtener ganancias en futuras ventas (fuera del curso ordinario de los negocios), plusvalías, o bien explotarlos bajo un régimen de arrendamientos, y no son ocupados por CGE Distribución S.A. y subsidiarias. El criterio de valoración inicial de las propiedades de inversión es al costo y la medición posterior es a su valor razonable, por medio de retasaciones independientes que reflejan su valor de mercado.

Las pérdidas o ganancias derivadas de un cambio en el valor razonable de las propiedades de inversión se incluyen en el resultado del ejercicio en que se generan, y se presentan en el rubro otras ganancias (pérdidas) del estado de resultados por función.

3.9.- Activos intangibles.

3.9.1.- Menor valor o plusvalía comprada (Goodwill).

El menor valor representa el exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de la Sociedad en los activos netos identificables de las ex subsidiarias Compañía Eléctrica del Río Maipo S.A. y la Empresa Eléctrica del Sur S.A. El menor valor relacionado con adquisiciones de subsidiarias representa un intangible y se incluye bajo el rubro de plusvalía.

El menor valor relacionado con adquisiciones de asociadas o coligadas se incluye en inversiones en asociadas contabilizadas por el método de la participación, y se somete a pruebas por deterioro de valor junto con el saldo total de la coligada. El menor valor reconocido por separado se somete a pruebas por deterioro de valor anualmente y se valora por su costo menos pérdidas acumuladas por deterioro. Las ganancias y pérdidas por la venta de una entidad incluyen el importe en libros del menor valor relacionado con la entidad vendida. La plusvalía comprada se asigna a unidades generadoras de efectivo para efectos de realizar las pruebas de deterioro. La distribución se efectúa entre aquellas unidades generadoras de efectivo o grupos de unidades generadoras de efectivo que se espera se beneficiarán de la combinación de negocios de la que surgió la plusvalía.



3.9.2.- Servidumbres.

Los derechos de servidumbre se presentan a costo. La explotación de dichos derechos en general no tiene una vida útil definida, por lo cual no estarán afectos a amortización. Sin embargo, la vida útil indefinida es objeto de revisión en cada ejercicio para el que se presente información, para determinar si la consideración de vida útil indefinida sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas por deterioro de valor anualmente.

3.9.3.- Derechos de explotación exclusiva de clientes regulados.

Los derechos de explotación exclusiva de clientes regulados adquiridos a través de combinaciones de negocios han sido determinados en base a los flujos netos estimados a la fecha de adquisición que se recibirán durante el plazo de la concesión.

Dichos intangibles no se amortizan (vida útil indefinida), dado que la concesión no posee un plazo de expiración. Estos activos se someten a pruebas por deterioro de valor anualmente.

3.9.4.- Programas informáticos.

Las licencias para programas informáticos adquiridas, se capitalizan sobre la base de los costos en que se ha incurrido para adquirirlas y prepararlas para usar el programa específico. Estos costos se amortizan durante sus vidas útiles estimadas.

Los gastos relacionados con el desarrollo o mantenimiento de programas informáticos se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos directamente relacionados con la producción de programas informáticos únicos e identificables controlados por la Sociedad, y que es probable que vayan a generar beneficios económicos superiores a los costos durante más de un año, se reconocen como activos intangibles. Los costos directos incluyen los gastos del personal que desarrolla los programas informáticos.

Los costos de producción de programas informáticos reconocidos como activos, se amortizan durante sus vidas útiles estimadas.

3.10.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.

Los activos que tienen una vida útil indefinida no están sujetos a amortización y se someten anualmente a pruebas de pérdidas por deterioro del valor. Los activos sujetos a depreciación o amortización se someten a pruebas de pérdidas por deterioro siempre que algún suceso o cambio en las circunstancias indique que el importe en libros puede no ser recuperable. Se reconoce una pérdida por deterioro por el exceso del importe en libros del activo sobre su importe recuperable.

El importe recuperable es el valor razonable de un activo menos los costos para la venta o el valor de uso, el mayor de los dos. A efectos de evaluar las pérdidas por deterioro del valor, los activos se agrupan al nivel más bajo para el que hay flujos de efectivo identificables por separado (unidades generadoras de efectivo). Los activos no financieros, distintos del menor valor (Goodwill), que hubieran sufrido una pérdida por deterioro se someten a revisiones a cada fecha de cierre por si se hubieran producido reversiones de la pérdida.



3.11.- Activos financieros.

La Sociedad clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías: a valor razonable con cambios en resultados, préstamos y cuentas por cobrar y disponibles para la venta. La clasificación depende del propósito con el que se adquirieron los activos financieros. La Administración determina la clasificación de sus activos financieros en el momento de reconocimiento inicial.

3.11.1.- Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.

Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados son activos financieros mantenidos para negociar. Un activo financiero se clasifica en esta categoría si se adquiere principalmente con el propósito de venderse en el corto plazo. Los derivados también se clasifican como adquiridos para su negociación a menos que sean designados como coberturas. Los activos de esta categoría se clasifican como activos corrientes.

Las inversiones en valores negociables se registran inicialmente al costo y posteriormente su valor se actualiza con base en su valor de mercado (valor justo).

Las inversiones en acciones se encuentran contabilizadas a su valor razonable, los resultados obtenidos se encuentran registrados en otros ingresos (resultados).

3.11.2.- Préstamos y cuentas por cobrar.

Los préstamos y cuentas por cobrar son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo. Se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha de los estados de situación financiera, que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas por cobrar incluyen los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar y el efectivo y equivalentes al efectivo en el estado de situación financiera.

Reconocimiento y medición:

Las adquisiciones y enajenaciones de activos financieros se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en que la Sociedad se compromete a adquirir o vender el activo. Los activos financieros se reconocen inicialmente por el valor razonable más los costos de la transacción para todos los activos financieros no llevados a valor razonable con cambios en resultados. Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se reconocen inicialmente por su valor razonable, y los costos de la transacción se llevan a resultados.

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando los derechos a recibir flujos de efectivo de las inversiones han vencido o se han transferido y se ha traspasado sustancialmente todos los riesgos y ventajas derivados de su titularidad.

Los activos financieros disponibles para la venta y los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se contabilizan posteriormente por su valor razonable (con contrapartida en otros resultados integrales y resultados, respectivamente). Los préstamos y cuentas por cobrar se registran por su costo amortizado de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.



Las ganancias y pérdidas que surgen de cambios en el valor justo de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se incluyen en el estado de resultados, en el período o ejercicio en el que se producen los referidos cambios en el valor justo. Los ingresos por dividendos de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados, se reconocen en el estado de resultados en el rubro otros ingresos por función cuando se ha establecido el derecho a percibir los pagos por los dividendos.

Cuando un título o valor clasificado como disponible para la venta se vende o su valor se deteriora, los ajustes acumulados por fluctuaciones en su valor razonable reconocidos en el patrimonio se incluyen en el estado de resultados en el rubro “Otras ganancias (pérdidas)”.

Los intereses que surgen de los valores disponibles para la venta calculados usando el método de interés efectivo se reconocen en el estado de resultados en el rubro ingresos financieros. Los dividendos generados por instrumentos disponibles para la venta se reconocen en el estado de resultados en el rubro Otras ganancias (pérdidas), cuando se ha establecido el derecho a percibir el pago de los dividendos.

Los valores razonables de las inversiones que cotizan se basan en precios de compra corrientes. Si el mercado para un activo financiero no es activo (y para los títulos que no cotizan), se establece el valor razonable empleando técnicas de valoración que incluyen el uso de valores observados en transacciones libres recientes entre partes interesadas y debidamente informadas, la referencia a otros instrumentos sustancialmente similares, el análisis de flujos de efectivo descontados, y modelos de fijación de precios de opciones haciendo un uso máximo de información del mercado y confiando lo menos posible en información interna específica de la entidad. En caso de que ninguna técnica mencionada pueda ser utilizada para fijar el valor razonable, se registran las inversiones a su costo de adquisición neto de la pérdida por deterioro, si fuera el caso.

La Sociedad evalúa en la fecha de cada estado de situación financiera si existe evidencia objetiva de que un activo financiero o un grupo de activos financieros puedan haber sufrido pérdidas por deterioro. En el caso de títulos de patrimonio clasificados como disponibles para la venta, para determinar si los títulos han sufrido pérdidas por deterioro se considerará si ha tenido lugar un descenso significativo o prolongado en el valor razonable de los títulos por debajo de su costo. Si existe cualquier evidencia de este tipo para los activos financieros disponibles para venta, la pérdida acumulada determinada como la diferencia entre el costo de adquisición y el valor razonable corriente, menos cualquier pérdida por deterioro del valor en ese activo financiero previamente reconocido en resultados, se elimina del patrimonio neto y se reconoce en el estado de resultados. Las pérdidas por deterioro del valor reconocidas en el estado de resultados por instrumentos de patrimonio no se revierten a través del estado de resultados.

Los activos y pasivos financieros se exponen netos en el estado de situación financiera cuando existe el derecho legal de compensación y la intención de cancelarlos sobre bases netas o realizar el activo y cancelar el pasivo simultáneamente.

3.12.- Instrumentos financieros derivados y actividad de cobertura.

Los derivados se reconocen inicialmente al valor razonable en la fecha en que se ha efectuado el contrato de derivados y posteriormente se vuelven a valorar a su valor razonable. El método para reconocer la pérdida o ganancia resultante depende de si el derivado se ha designado como un instrumento de cobertura y, si es así, de la naturaleza de la partida que está cubriendo. La Sociedad puede designar determinados derivados como:



- Coberturas del valor razonable de activos o pasivos reconocidos o compromisos a firme (cobertura del valor razonable);
- Coberturas de un riesgo concreto asociado a un activo o pasivo reconocido o a una transacción prevista altamente probable (cobertura de flujos de efectivo); o

La Sociedad documenta al inicio de la transacción la relación existente entre los instrumentos de cobertura y las partidas cubiertas, así como sus objetivos para la gestión del riesgo y la estrategia para manejar varias transacciones de cobertura. La Sociedad también documenta su evaluación, tanto al inicio como sobre una base continua, de si los derivados que se utilizan en las transacciones de cobertura son altamente efectivos para compensar los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo de las partidas cubiertas.

Los derivados negociables se clasifican como un activo o pasivo corriente.

La contabilidad de coberturas se registra de acuerdo con lo dispuesto por NIC 39.

3.12.1.- Coberturas de valor razonable.

Los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y califican como coberturas de valor razonable se registran en el estado de resultados, junto con cualquier cambio en el valor razonable del activo o del pasivo cubierto atribuible al riesgo cubierto.

La ganancia o pérdida relacionada con la porción efectiva de permutas de interés (“swaps”) que cubren préstamos a tasas de interés fijas se reconoce en el estado de ganancias y pérdidas como “costos financieros”.

La ganancia o pérdida relacionada con la porción inefectiva se reconoce también en el estado de resultados. Los cambios en el valor razonable de los préstamos a tasa de interés fija cubiertos atribuibles al riesgo de tasa de interés se reconocen en el estado de resultados como “costos financieros”.

Si la cobertura deja de cumplir con los criterios para ser reconocida a través del tratamiento contable de coberturas, el ajuste en el valor en libros de la partida cubierta, para la cual se utiliza el método de la tasa de interés efectiva, se amortiza en resultados en el período remanente hasta su vencimiento.

3.12.2.- Coberturas de flujos de efectivo.

La porción efectiva de los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y que califican como coberturas de flujos de efectivo se reconocen en el patrimonio a través del estado de otros resultados integrales. La ganancia o pérdida relativa a la porción inefectiva se reconoce inmediatamente en el estado de resultados.

Los montos acumulados en el patrimonio neto se reciclan al estado de resultados en los períodos o ejercicios en los que la partida cubierta afecta los resultados (por ejemplo, cuando la venta proyectada cubierta ocurre o el flujo cubierto se realiza). Sin embargo, cuando la transacción prevista cubierta da como resultado el reconocimiento de un activo no financiero (por ejemplo existencias o activos fijos), las ganancias o pérdidas previamente reconocidas en el patrimonio se transfieren del patrimonio y se incluyen como parte del costo inicial del activo. Los montos diferidos son finalmente reconocidos en el costo de los productos vendidos, si se trata de existencias, o en la depreciación, si se trata de propiedades, planta y equipo.

Cuando un instrumento de cobertura expira o se vende, o cuando deja de cumplir con los criterios para ser reconocido a través del tratamiento contable de coberturas, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio a esa fecha permanece en el patrimonio y se reconoce cuando la transacción proyectada afecte al estado de resultados. Cuando se espere que ya no se produzca una transacción proyectada la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere inmediatamente al estado de resultados.

3.12.3.- Derivados a valor razonable a través de ganancias y pérdidas.

Ciertos instrumentos financieros derivados no califican para ser reconocidos a través del tratamiento contable de coberturas y se registran a su valor razonable a través de ganancias y pérdidas. Cualquier cambio en el valor razonable de estos derivados se reconoce inmediatamente en el estado de resultados.

3.13.- Inventarios.

Las existencias se valorizan a su costo o a su valor neto realizable, el menor de los dos. El costo se determina de acuerdo al método de precio medio ponderado (PMP).

Los costos de los productos terminados, de los productos en proceso, como los costos de construcción de transformadores y el de construcción de obras eléctricas para terceros, incluyen los costos de diseño, los materiales eléctricos, la mano de obra directa propia y de terceros y otros costos directos e indirectos de existir, los cuales no incluyen costos por intereses.

El valor neto realizable es el precio estimado de venta de un activo en el curso normal de la operación menos los costos estimados para terminar su producción y los necesarios para llevar a cabo las ventas.

3.14.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

Las cuentas comerciales a cobrar corrientes se reconocen a su valor nominal, ya que los plazos medios de vencimientos no superan los 20 días desde su facturación y los retrasos respecto de dicho plazo generan intereses explícitos. Las cuentas comerciales a cobrar no corrientes se reconocen a su costo amortizado.

Se establece una provisión para pérdidas por deterioro de cuentas comerciales a cobrar cuando existe evidencia objetiva de que la Sociedad no será capaz de cobrar todos los importes que se le adeudan de acuerdo con los términos originales de las cuentas por cobrar. Algunos indicadores de posible deterioro de las cuentas por cobrar son dificultades financieras del deudor, la probabilidad de que el deudor vaya a iniciar un proceso de quiebra o de reorganización financiera y el incumplimiento o falta de pago, como así también la experiencia sobre el comportamiento y características de la cartera colectiva.

El importe de la provisión es la diferencia entre el importe en libros del activo y el valor actual de los flujos futuros de efectivo estimados, descontados al tipo de interés efectivo. El valor de libros del activo se reduce por medio de la cuenta de provisión y el monto de la pérdida se reconoce con cargo al estado de resultados. Cuando una cuenta por cobrar se considera incobrable, se castiga contra la respectiva provisión para cuentas incobrables. La recuperación posterior de montos previamente castigados se reconoce como abono en el estado de resultados.



3.15.- Efectivo y equivalentes al efectivo.

El efectivo y equivalentes al efectivo incluyen el efectivo en caja, los depósitos a plazo en entidades de crédito, otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con un vencimiento original de tres meses o menos, con un riesgo poco significativo de cambio de valor y los sobregiros bancarios. En el estado de situación financiera, los sobregiros, de existir, se clasifican como Otros Pasivos Financieros en el Pasivo Corriente.

3.16.- Capital social.

El capital social está representado por acciones ordinarias de una sola clase y un voto por acción.

Los costos incrementales directamente atribuibles a la emisión de nuevas acciones se presentan en el patrimonio neto como una deducción, neta de impuestos, de los ingresos obtenidos.

3.17.- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.

Las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes se reconocen a su valor nominal, ya que su plazo medio de pago es reducido y no existe diferencia material con su valor razonable.

3.18.- Préstamos y otros pasivos financieros.

Los préstamos, obligaciones con el público y pasivos financieros de naturaleza similar se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos en que se haya incurrido en la transacción. Posteriormente, se valorizan a su costo amortizado y cualquier diferencia entre los fondos obtenidos (netos de los costos necesarios para su obtención) y el valor de reembolso, se reconoce en el estado de resultados durante el plazo de la deuda de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

Las obligaciones financieras se clasifican como pasivos corrientes a menos que la Sociedad tenga un derecho incondicional a diferir su liquidación durante al menos 12 meses después de la fecha de los estados de situación financiera.

3.19.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.

El gasto por impuesto a las ganancias del ejercicio comprende al impuesto a la renta corriente y al impuesto diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados, excepto cuando se trata de partidas que se reconocen directamente en el patrimonio, en otros resultados integral o provienen de una combinación de negocios.

El cargo por impuesto a la renta corriente se calcula sobre la base de las leyes tributarias vigentes a la fecha del estado de situación financiera.

Los impuestos diferidos se calculan de acuerdo con el método del pasivo, sobre las diferencias que surgen entre las bases tributarias de los activos y pasivos, y sus importes en libros en los estados financieros. Sin embargo, si los impuestos diferidos surgen del reconocimiento inicial de un pasivo o un activo en una transacción distinta de una combinación de negocios que en el



momento de la transacción no afecta ni al resultado contable ni a la ganancia o pérdida fiscal, no se contabiliza. El impuesto diferido se determina usando tasas impositivas (y leyes) aprobadas o a punto de aprobarse en la fecha de los estados de situación financiera y que se espera aplicar cuando el correspondiente activo por impuesto diferido se realice o el pasivo por impuesto diferido se liquide.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen en la medida en que es probable que vaya a disponerse de beneficios fiscales futuros con los que poder compensar dichas diferencias.

El impuesto a la renta diferido se provisiona por las diferencias temporales que surgen de las inversiones en subsidiarias y en asociadas, excepto cuando la oportunidad en que se revertirán las diferencias temporales es controlada por la Sociedad y es probable que la diferencia temporal no se revertirá en un momento previsible en el futuro.

3.20.- Beneficios a los empleados.

3.20.1.- Vacaciones del personal.

La Sociedad reconoce el gasto por vacaciones del personal mediante el método del devengo. Este beneficio corresponde a todo el personal y equivale a un importe fijo según los contratos particulares de cada trabajador. Este beneficio es registrado a su valor nominal y presentado bajo el rubro Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.

3.20.2.- Beneficios post jubilatorios.

La Sociedad mantiene beneficios post-jubilatorios acordados con el personal conforme a los contratos colectivos e individuales vigentes, para todo el personal contratado con anterioridad al año 1992. Este beneficio se reconoce en base al método de la unidad de crédito proyectada.

3.20.3.- Indemnizaciones por años de servicio (PIAS).

La Sociedad constituye pasivos por obligaciones por indemnizaciones por cese de servicios, en base a lo estipulado en los contratos colectivos e individuales del personal de sus subsidiarias. Si este beneficio se encuentra pactado, la obligación se trata de acuerdo con NIC 19 (r), de la misma manera que los planes de beneficios definidos y es registrada mediante el método de la unidad de crédito proyectada. El resto de los beneficios por cese de servicios se tratan según el apartado siguiente.

Los planes de beneficios definidos establecen el monto de retribución que recibirá un empleado al momento estimado de goce del beneficio, el que usualmente, depende de uno o más factores, tales como, edad del empleado, rotación, años de servicio y compensación.

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera es el valor presente de la obligación del beneficio definido más/menos los ajustes por ganancias o pérdidas actuariales y los costos por servicios pasados. El valor presente de la obligación de beneficio definido se determina descontando los flujos de salida de efectivo estimados, usando rendimientos de mercado de bonos denominados en la misma moneda en la que



los beneficios serán pagados y que tienen términos que se aproximan a los términos de la obligación por PIAS hasta su vencimiento.

Los costos de servicios pasados se reconocen inmediatamente en resultados. Las ganancias y pérdidas actuariales se reconocen inmediatamente en el balance, con un cargo o abono a otros resultados integrales en los períodos en los cuales ocurren. No son reciclados posteriormente.

3.20.4.- Otros beneficios por cese de la relación laboral.

Los beneficios por cese que no califican con descrito en el punto 3.21.3.- se pagan cuando la relación laboral se interrumpe antes de la fecha normal de retiro o cuando un empleado acepta voluntariamente el cese a cambio de estos beneficios. La Sociedad reconoce los beneficios por cese cuando está demostrablemente comprometido, ya sea:

- i) A poner fin a la relación laboral de empleados de acuerdo a un plan formal detallado sin posibilidad de renuncia; o
- ii) De proporcionar beneficios por cese como resultado de una oferta hecha para incentivar el retiro voluntario. Los beneficios que vencen en más de 12 meses después de la fecha del estado de situación financiera, de existir, se descuentan a su valor presente.

3.20.5.- Participación en las utilidades.

La Sociedad reconoce un pasivo y un gasto por participación en las utilidades en base a contratos colectivos e individuales de sus trabajadores, como también de los Directores, sobre la base de una fórmula que toma en cuenta la utilidad atribuible a los accionistas de las Sociedades

3.21.- Provisiones.

La Sociedad reconoce una provisión cuando está obligado contractualmente o cuando existe una práctica del pasado que ha creado una obligación asumida.

Las provisiones para contratos onerosos, litigios y otras contingencias se reconocen cuando:

- La Sociedad tiene una obligación presente, ya sea legal o implícita, como resultado de sucesos pasados;
- Es probable que vaya a ser necesaria una salida de recursos para liquidar la obligación;
- El importe se ha estimado de forma fiable.

Las provisiones se valoran por el valor actual de los desembolsos que se espera que sean necesarios para liquidar la obligación usando la mejor estimación de la Sociedad y subsidiarias. La tasa de descuento utilizada para determinar el valor actual refleja las evaluaciones actuales del mercado, en la fecha de los estados de situación financiera, del valor temporal del dinero, así como el riesgo específico relacionado con el pasivo en particular, de corresponder. El incremento en la provisión por el paso del tiempo se reconoce en el rubro gasto por intereses.



3.22.- Subvenciones estatales.

Las subvenciones estatales se reconocen por su valor justo, cuando hay una seguridad razonable de que la subvención se cobrará, y la Sociedad cumplirá con todas las condiciones establecidas.

Las subvenciones estatales relacionadas con costos, se difieren como pasivo y se reconocen en el estado de resultados durante el período necesario para correlacionarlas con los costos que pretenden compensar. Las subvenciones estatales relacionadas con la adquisición de propiedades, planta y equipo se presentan netas del valor del activo correspondiente y se abonan en el estado de resultados sobre una base lineal durante las vidas esperadas de los activos.

3.23.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.

En el estado de situación financiera, los saldos se clasifican en función de sus vencimientos o plazos estimados de realización, como corrientes los con vencimiento igual o inferior a doce meses contados desde la fecha de corte de los estados financieros y como no corrientes, los mayores a ese período.

En el caso que existan obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo se encuentre asegurado, se reclasifican como no corrientes.

3.24.- Reconocimiento de ingresos.

Los ingresos ordinarios incluyen el valor razonable de las contraprestaciones recibidas o a recibir por la venta de bienes y servicios en el curso ordinario de las actividades de la Sociedad. Los ingresos ordinarios se presentan netos de impuestos a las ventas, devoluciones, rebajas y descuentos.

La Sociedad reconoce los ingresos cuando el importe de los mismos se puede valorar con fiabilidad, es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la entidad y se cumplen las condiciones específicas para cada una de las actividades de la Sociedad, tal y como se describe a continuación. No se considera que sea posible valorar el importe de los ingresos con fiabilidad hasta que no se han resuelto todas las contingencias relacionadas con la venta.

3.24.1.- Ventas de electricidad.

El ingreso por ventas de electricidad se registra en base a la facturación efectiva del período de consumo, además de incluir una estimación de energía y/o gas por facturar que ha sido suministrado hasta la fecha de cierre del período o ejercicio.

3.24.2.- Ventas de bienes.

Las ventas de bienes se reconocen cuando la Sociedad ha entregado los productos al cliente y no existe ninguna obligación pendiente de cumplirse que pueda afectar la aceptación de los productos por parte del cliente. La entrega no tiene lugar hasta que los productos se han enviado al lugar concreto, los riesgos de obsolescencia y pérdida se han transferido al cliente y el cliente ha aceptado los productos de acuerdo con el contrato de venta, el período de aceptación ha finalizado, o bien la Sociedad tiene evidencia objetiva de que se han cumplido los criterios necesarios para la aceptación.



Las ventas se reconocen en función del precio fijado en el contrato de venta, neto de los descuentos por volumen y las devoluciones estimadas a la fecha de la venta. Los descuentos por volumen se evalúan en función de las compras anuales previstas. Se asume que no existe un componente financiero implícito, dado que las ventas se realizan con un período medio de cobro reducido.

3.24.3.- Ingresos por intereses.

Los ingresos por intereses se reconocen usando el método de la tasa de interés efectiva.

3.24.4.- Ingresos por dividendos de inversiones temporales.

Los ingresos por dividendos se reconocen cuando se percibe su pago.

3.25.- Arrendamientos.

3.25.1.- Cuando la Sociedad es el arrendatario - arrendamiento operativo.

Los arrendamientos en los que el arrendador conserva una parte importante de los riesgos y ventajas derivados de la titularidad del bien se clasifican como arrendamientos operativos. Los pagos en concepto de arrendamiento operativo (netos de cualquier incentivo recibido del arrendador) se cargan en el estado de resultados sobre una base lineal durante el período de arrendamiento

3.25.2.- Cuando la Sociedad es el arrendador.

Los activos arrendados a terceros bajo contratos de arrendamiento operativo se incluyen dentro del rubro de propiedades, planta y equipos o en propiedades de inversión según corresponda.

Los ingresos derivados del arrendamiento operativo se reconocen de forma lineal durante el plazo del arrendamiento.

3.26.- Contratos de construcción.

Los costos de los contratos de construcción a terceros se reconocen cuando se incurre en ellos. Los ingresos y costos del contrato de construcción se reconocen en resultados de acuerdo con el método de grado de avance físico. Cuando el resultado de un contrato de construcción no puede estimarse de forma fiable, los ingresos del contrato se reconocen sólo hasta el límite de los costos del contrato incurridos que sea probable que se recuperarán. Cuando el resultado de un contrato de construcción puede estimarse de forma fiable y es probable que el contrato vaya a ser rentable, los ingresos del contrato se reconocen durante el período del contrato. Cuando sea probable que los costos del contrato vayan a exceder el total de los ingresos del mismo, la pérdida esperada se reconoce inmediatamente como un gasto, o como parte de un contrato oneroso.



3.27.- Distribución de dividendos.

Los dividendos a pagar a los accionistas de la Sociedad se reconocen como un pasivo en los estados financieros en el período en que son declarados y aprobados por los accionistas o cuando se configura la obligación correspondiente en función de las disposiciones legales vigentes o las políticas de distribución establecidas por la Junta de Accionistas.

4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.

Las estimaciones y criterios usados son continuamente evaluados y se basan en la experiencia histórica y otros factores, incluyendo la expectativa de ocurrencia de eventos futuros que se consideran razonables de acuerdo con las circunstancias.

La Sociedad efectúa estimaciones y supuestos respecto del futuro. Las estimaciones contables resultantes por definición muy pocas veces serán iguales a los resultados reales. Las estimaciones y supuestos que tienen un riesgo significativo de causar un ajuste material a los saldos de los activos y pasivos en el próximo año se presentan a continuación.

4.1.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada.

La Sociedad evalúa anualmente si la plusvalía mercantil ha sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota 3.10. Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso.

Los resultados de las estimaciones efectuadas al 31 de diciembre de 2013 no arrojaron deterioro alguno sobre la plusvalía comprada (ver Nota 16.1).

4.2.- Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS).

El valor presente de las obligaciones por indemnizaciones por años de servicio pactadas y premios por antigüedad (“los beneficios”) depende de un número de factores que se determinan sobre bases actuariales usando un número de supuestos. Los supuestos usados al determinar el costo neto por los beneficios incluyen la tasa de descuento. Cualquier cambio en estos supuestos tendrá impacto en el valor en libros de la obligación por los beneficios.

La Sociedad determina la tasa de descuento al final de cada año que considera más apropiada de acuerdo a las condiciones de mercado a la fecha de valoración. Esta tasa de interés es la que utiliza para determinar el valor presente de las futuras salidas de flujos de efectivo estimadas que se prevé se requerirá para cancelar las obligaciones por planes de beneficios. Al determinar la tasa de descuento, la Sociedad considera las tasas de interés de mercado de bonos que se denominan en la moneda en la que los beneficios se pagarán y que tienen plazos de vencimiento similares o que se aproximan a los plazos de las respectivas obligaciones por los beneficios.

Otros supuestos claves para establecer las obligaciones por planes de beneficios se basan en parte en las condiciones actuales del mercado. En la Nota 21.5 se presenta información adicional al respecto.



4.3.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.

La Sociedad efectúa periódicamente retasaciones de parte significativa de sus propiedades, planta y equipo. Las tasaciones vinculadas con las redes de distribución y transmisión eléctrica son efectuadas tomando como base la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR / VI) de los activos utilizada en los informes presentados periódicamente a la autoridad regulatoria, el cual es ajustado –si corresponde– para incorporar las variables no contempladas por el estudio a la fecha de cierre del período o ejercicio. Las tasaciones vinculadas con las redes de distribución, fueron efectuadas tomando como base la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los activos. Dicho VNR /VI es reducido en la proporción apropiada que representa el uso y estado de conservación de los activos, a base de la metodología de Marston y Agg.

La referida metodología utiliza supuestos críticos vinculados con tasa de interés, factores de reajustes e indexación y estimaciones de vidas útiles, cuya variación pueden generar modificaciones significativas sobre los estados financieros consolidados de la Sociedad.

4.4.- Reconocimiento de ingresos y costos de energía - Efectos Decreto 14 del Ministerio de Energía – Tarifas Subtransmisión.

El 9 de abril de 2013 fue publicado en Diario Oficial el Decreto 14-2012 del Ministerio de Energía, de fecha 14 de febrero de 2012, mediante el cual se fijaron las tarifas de los sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación, a partir del 1 de enero de 2011.

Al respecto, el 6 de octubre de 2014 fue publicado el Decreto 2T-2014 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de enero de 2013, para el SIC, y del 1 de marzo de 2013, para el SING, estableciéndose la forma en que los precios de los contratos de suministro suscritos entre las empresas generadoras y distribuidoras, así como los precios de subtransmisión fijados en el Decreto 14-2012, se incluyen en las fórmulas tarifarias aplicables a los clientes finales sujetos a fijación de precios. Adicionalmente, en dicho decreto se actualizan los valores de los decretos con vigencia entre enero de 2011 y las fechas de vigencia del Decreto 2T-2014. Del mismo modo, el 10 y el 29 de octubre, el 14 y el 24 de noviembre y el 6 de diciembre de 2014 fueron publicados los Decretos 3T-2014, 4T-2014, 6T-2014, 7T-2014 y 8T-2014, todos del Ministerio de Energía, mediante el cual se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de mayo de 2013, 1 de noviembre de 2013, 1 de diciembre de 2013, 1 de enero de 2014 y 1 de marzo de 2014, respectivamente.

Por lo señalado precedentemente, mediante Oficio N° 13442/2014 del 9 de diciembre de 2014, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) instruyó la reliquidación de los decretos de nudo promedio 2T-2014, 3T-2014, 4T-2014, 6T-2014, 7T-2014 y 8T-2014, estableciendo que producto de las reliquidaciones entre distribuidoras y sus clientes regulados, los abonos o cargos que procedan entre las distribuidoras y las empresas generadoras deberán materializarse en las primeras facturas que emitan estas últimas, incluyendo las diferencias por concepto de compra de energía y potencia originadas como consecuencia de la aplicación de los referidos decretos de precios de nudo promedio y el Decreto 14-2012, conforme a la metodología establecida en el mismo para la determinación de los suministros efectuados a las empresas distribuidoras. En el mismo Oficio, SEC estableció que las diferencias para cada boleta o factura se deberán reajustar de acuerdo a las tasas de interés corriente para operaciones no reajustables por menos de 90 días mayores a 5.000 UF, vigentes a la fecha de publicación correspondiente de los nuevos valores en el Diario Oficial.



Por otro lado, en los precios fijados en los Decretos 2T-2014 y 3T-2014 se consideró la aplicación de parte del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión en los precios de potencia, en lugar de los precios de energía, lo que tuvo efectos positivos en los resultados al disminuir el precio al cual se valorizan las pérdidas de energía no cubiertas por la tarifa.

Aún se encuentra pendiente la publicación de los decretos de precios de nudo promedio que fijarán precios a contar del mes de mayo de 2014, por lo que se reflejaron en los balances y estados de resultados los efectos que ellos tendrán en las cuentas de los clientes finales.

A estos efectos, el monto estimado de la referida reliquidación se encuentra activado en el rubro "Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar" en lo que respecta a los derechos a cobro y bajo el rubro "Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar" sobre las obligaciones.

5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.

Los factores de riesgo a los que está sometido CGE Distribución S.A. son de carácter general y se enumeran a continuación:

5.1.- Riesgo financiero.

El negocio de distribución de energía en que participa CGE Distribución S.A., dentro del sector eléctrico en Chile, se caracteriza por la realización de inversiones con un perfil de retorno de largo plazo y estabilidad regulatoria, debido a que los precios de venta son determinados mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable, que la ley establece dentro de una banda del 10% +/- 4% para la industria de la distribución de electricidad en su conjunto en aquellos años en que se efectúan fijaciones de fórmulas tarifarias de distribución aplicables a clientes regulados - cada 4 años-, 10% +/- 5% en el resto de los años. Asimismo, los ingresos y costos se encuentran estructurados fundamentalmente en pesos y/o unidades de fomento

5.1.1.- Riesgo de tipo de cambio y unidades de reajuste.

Debido a los negocios en que participa CGE Distribución S.A., se ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus deudas financieras, con el objetivo de minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio y las unidades de reajuste.

Al 31 de diciembre de 2014 la Sociedad no posee stock de deuda en moneda extranjera, en consecuencia, no se encuentra afecta al riesgo de variación de tipo de cambio. La deuda financiera total de CGE Distribución S.A., se encuentra expresada en un 81,24% en Unidades de Fomento y un 18,76% en pesos.

Tipo de deuda	31-12-2014		31-12-2013	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en CL\$	51.127.755	18,76%	40.488.736	15,26%
Deuda en unidades de fomento	221.404.860	81,24%	224.862.255	84,74%
Total deuda financiera	272.532.615	100,00%	265.350.991	100,00%



5.1.2.- Riesgo de variación unidad de fomento.

Al 31 de diciembre de 2014, CGE Distribución S.A., mantiene un 81,24% de sus deudas financieras expresadas en UF, lo que genera un efecto en la valorización de estos pasivos respecto del peso. Para dimensionar el efecto de la variación de la UF en el resultado antes de impuestos, se realizó una sensibilización de esta unidad de reajuste, determinando que ante un alza de un 1% en el valor de la UF al 31 de diciembre de 2014, el resultado antes de impuesto hubiera disminuido en M\$ 2.373.600 y lo contrario hubiera sucedido ante una disminución de 1% en la UF.

5.1.3.- Riesgo de tasa de interés.

El objetivo de la gestión de riesgo asociado a tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de financiamiento, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultado.

Al 31 de diciembre del 2014 la deuda financiera de CGE Distribución S.A. se encuentra estructurada en un 57,41% a tasa fija y un 42,59% a tasa variable.

Al efectuar un análisis de sensibilidad sobre la porción de deuda que se encuentra estructurada a tasa variable, el efecto en resultado antes de impuesto bajo un escenario en que las tasas fueran 1% superior a las vigentes sería de M\$ 1.120.980 de mayor gasto por intereses. Por el contrario si el 100% de la deuda estuviera estructurada a tasa variable, el efecto en resultado del escenario anterior sería M\$ 2.655.035 de mayor gasto.

5.1.4.- Riesgo de liquidez y estructura de pasivos financieros.

El riesgo de liquidez en CGE Distribución S.A., es administrado mediante una adecuada gestión de los activos y pasivos, optimizando los excedentes de caja diarios y de esa manera asegurar el cumplimiento de los compromisos de deudas en el momento de su vencimiento. En efecto al 31 de diciembre de 2014, un 91% de la deuda financiera se encuentra estructurada a largo plazo principalmente mediante bonos y créditos bancarios.

Continuamente se efectúan proyecciones de flujos de caja, análisis de la situación financiera, del entorno económico y análisis del mercado de deuda con el objeto de, en caso de requerirlo, contratar nuevos financiamientos o reestructurar créditos existentes a plazos que sean coherentes con la capacidad de generación de flujos de los diversos negocios en que participa la Sociedad. Sin perjuicio de lo anterior, se cuenta con líneas bancarias de corto plazo aprobadas, que permiten reducir ostensiblemente el riesgo de liquidez de la Sociedad.

En los siguientes cuadros se puede apreciar el perfil de vencimiento de capital e intereses de la Sociedad, los cuales, como se indicó, se encuentran radicados mayoritariamente en el largo plazo:



Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 31-12-2014	Hasta 1 año M\$	Más de 1 año y hasta 3 años M\$	Más de 3 años y hasta 6 años M\$	Más de 6 años y hasta 10 años M\$	Más de 10 años M\$	Total M\$
Bancos	48.060.335	54.277.898	23.373.820	9.246.316	0	134.958.369
Bonos	11.659.686	24.131.600	39.075.398	360.562.896	9.416.215	444.845.795
Total	59.720.021	78.409.498	62.449.218	369.809.212	9.416.215	579.804.164
Porcentualidad	10%	14%	11%	64%	2%	100%

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 31-12-2013	Hasta 1 año M\$	Más de 1 año y hasta 3 años M\$	Más de 3 años y hasta 6 años M\$	Más de 6 años y hasta 10 años M\$	Más de 10 años M\$	Total M\$
Bancos	33.441.555	45.482.260	41.816.396	15.751.367	0	136.491.578
Bonos	11.329.352	22.938.923	34.933.016	47.362.973	220.909.150	337.473.414
Total	44.770.907	68.421.183	76.749.412	63.114.340	220.909.150	473.964.992
Porcentualidad	9%	14%	17%	13%	47%	100%

5.1.5.- Riesgo de crédito deudores comerciales y otras cuentas por cobrar

En la actividad de distribución de electricidad de CGE Distribución S.A., el riesgo de crédito es históricamente muy bajo. El reducido plazo de cobro a los clientes y la relevancia que tiene el suministro de electricidad en el diario vivir, hace que éstos no acumulen montos significativos de deuda antes que pueda producirse la suspensión del suministro, conforme a las herramientas de cobranza definidas en la ley.

La mayor parte de las ventas en términos de volumen, corresponde al segmento residencial-industrial. Adicionalmente, la regulación vigente permite la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico, reduciendo la probabilidad de incobrabilidad. Otro factor que permite reducir el riesgo de crédito es la elevada atomización de la cartera de clientes, cuyos montos individuales adeudados no son significativos en relación al total de ingresos operacionales, como se aprecia en el siguiente cuadro:

Conceptos	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Ingresos operacionales. (últimos 12 meses)	840.744.558	720.040.450
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto.	292.967.283	215.825.094
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas.	50.916.570	37.034.793
Rotación cuentas por cobrar. (meses)	3,3	3,3
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales.	4,70%	4,70%

5.1.6.- Análisis de la deuda financiera que no está a valor de mercado.

Como parte del análisis de riesgo financiero, se ha realizado una estimación del valor de mercado (valor justo) que tendrían los pasivos bancarios y bonos de la Compañía al 31 de diciembre del 2014 y 31 de diciembre de 2013. Este análisis consiste en obtener el valor presente de los flujos de caja futuros de cada deuda financiera vigente, utilizando tasas



representativas de las condiciones de mercado de acuerdo al riesgo de la empresa y al plazo remanente de la deuda.

De esta forma, se presenta a continuación un resumen de los pasivos financieros de CGE Distribución S.A., que compara su valor libro en relación a su valor justo:

Deuda al 31 de diciembre de 2014	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	116.061.995	112.910.031	-2,72%
Bonos	156.470.620	158.898.786	1,55%
Total pasivo financiero	272.532.615	271.808.817	-0,27%

Deuda al 31 de diciembre de 2013	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	112.500.963	112.500.503	0,00%
Bonos	152.850.028	156.379.053	2,31%
Total pasivo financiero	265.350.991	268.879.556	1,33%

6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Efectivo		
Efectivo en caja.	250.087	3.883.590
Saldos en bancos.	5.969.143	8.059.931
Total efectivo.	6.219.230	11.943.521

El efectivo y equivalentes al efectivo incluido en los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2014 y 2013 no difiere del presentado en los estados de flujos de efectivo.

La composición del rubro por tipo de monedas al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL\$	6.219.230	11.943.521
Total		6.219.230	11.943.521

7.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

7.1.- Composición del rubro.

7.1.1.- Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto.

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Deudores comerciales, neto.	125.140.646	143.086.683	15.480.525	10.908.742
Otras cuentas por cobrar, neto.	101.396.775	24.740.777	32.767	54.099
Total	226.537.421	167.827.460	15.513.292	10.962.841

7.1.2.- Detalle de otras cuentas por cobrar, neto.

Otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Por cobrar al personal				
Anticipo honorarios.	1.845	112	0	0
Préstamos al personal.	382.095	133.878	32.767	54.099
Sub total	383.940	133.990	32.767	54.099
Impuestos por recuperar				
Iva crédito fiscal.	10.368.212	2.662.220	0	0
Sub total	10.368.212	2.662.220	0	0
Deudores varios				
Deudores varios. (*)	89.390.540	19.609.397	0	0
Anticipo Proveedores.	814.816	1.842.521	0	0
Otros documentos por cobrar.	0	345.141	0	0
Crédito a terceros.	231.713	10.000	0	0
Otros.	207.554	164.376	0	0
Provisión de deterioro.	0	(26.868)	0	0
Sub total	90.644.623	21.944.567	0	0
Total	101.396.775	24.740.777	32.767	54.099

(*) Ver nota 19.

7.1.3.- Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto.

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Deudores comerciales, bruto.	176.057.216	180.094.608	15.480.525	10.908.742
Otras cuentas por cobrar, bruto.	101.396.775	24.767.645	32.767	54.099
Total	277.453.991	204.862.253	15.513.292	10.962.841



7.1.4.- Deterioro de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Deudores comerciales.	50.916.570	37.007.925
Otras cuentas por cobrar.	0	26.868
Total	50.916.570	37.034.793

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2014 y 2013, se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Saldo inicial.	37.034.793	31.488.825
Aumento (disminución) del período o ejercicio.	13.881.777	5.545.968
Total	50.916.570	37.034.793

El valor justo de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no difiere significativamente del valor de libros presentado. Asimismo, el valor libros de los deudores y clientes por cobrar en mora no deteriorados y deteriorados representan una aproximación razonable al valor justo de los mismos, ya que incluyen un interés explícito por el retraso en el pago y consideran una provisión de deterioro cuando existe evidencia objetiva de que la Sociedad no será capaz de cobrar el importe que se le adeuda, ello aún luego de aplicar las acciones de cobranza.

La exposición máxima al riesgo de crédito a la fecha de reporte es el valor en libros de cada clase de cuenta por cobrar mencionada.

La calidad crediticia en materia de energía eléctrica, las empresas distribuidoras se rigen por el Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, y por su Reglamento Eléctrico, Decreto Supremo N° 327 de diciembre de 1997. Las disposiciones de este último, en su Art. N°146, fija los plazos para el pago del suministro eléctrico por parte del usuario o cliente definido, no siendo éste considerado como un crédito y por otro lado, señala que en el inmueble o instalación quedarán radicadas todas las obligaciones derivadas del servicio para con la empresa suministradora, y sumado a que en Art. N° 147 se establecen los plazos para suspensión del suministro eléctrico, es que podemos concluir que la cuentas por cobrar proveniente de la actividad comercial del negocio eléctrico es de riesgo limitado.

La Sociedad ha definido para determinar las provisiones por deterioro que toda deuda superior a tres años de antigüedad es provisionada en un 100%. Asimismo se provisionan en un 100% aquellos clientes que sin cumplir la condición de antigüedad, evidencian un riesgo de incobrabilidad en función de su situación jurídica, como son por ejemplo los deudores en estado de quiebra. Todos los servicios clasificados como Municipales y Fiscales son excluidos de la provisión, pues éstos no presentan riesgo de incobrabilidad y las respectivas morosidades están sujetas a intereses explícitos.

Adicionalmente, CGE Distribución S.A. ha provisionado un monto denominado “esperanza de no recupero de una facturación común” que se calcula de la siguiente forma:

- a) Se considera una emisión de facturas y boletas de un mes en particular con 36 meses de antigüedad, se revisa qué parte de esa emisión, durante dicho lapso fue pagada y cuál no. El valor no pagado se divide por dicha emisión, el producto de esta operación nos refleja el porcentaje que no será pagado



en 36 meses, se repite esta operación con otros 36 meses móviles. Los resultados son promediados y da nacimiento a la “esperanza de no recupero de una facturación común”, esta operación se revisa anualmente con el objeto de tener los factores de provisión acorde a la realidad de la cartera por cobrar de clientes. Posteriormente este porcentaje se multiplica por la sumatoria de las últimas 36 facturaciones móviles.

- b) Cada mes se realiza el cálculo del stock de provisión a mantener (se mueve la móvil de 36 facturaciones) y se procede al ajustar el monto de la provisión, por lo tanto todas las facturas emitidas aunque estas no hayan vencido ya tienen provisión por deterioro de cuentas por cobrar.

Es importante destacar que de acuerdo a la ley eléctrica a los clientes le es suspendido el suministro eléctrico a los 45 días posteriores al vencimiento de la factura o boleta, por lo tanto, cada cliente no debiese tener más de dos o tres boletas o facturas impagas.

Toda deuda por convenios de pago con morosidad mayor a 6 meses es deteriorada incluyendo las cuotas vencidas como las por vencer. Las cuotas vencidas ponderan con capital e intereses, en cambio, las cuotas por vencer solo por su parte de capital.

Los castigos tributarios son realizados en la medida que las deudas son declaradas sin posibilidad alguna de recupero, de acuerdo a las normas tributarias vigentes.



7.2.- Estratificación de la cartera.

La estratificación de la cartera al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

31-12-2014	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad mayor a 251 días	Total deudores	Total corrientes	Total no corrientes
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto.	108.227.070	20.597.669	4.613.971	1.383.495	1.546.576	1.217.867	863.439	902.572	824.130	51.360.952	191.537.741	176.057.216	15.480.525
Otras cuentas por cobrar, bruto.	101.429.542	0	0	0	0	0	0	0	0	0	101.429.542	101.396.775	32.767
Provision deterioro	(1.116.072)	(1.456.094)	(1.729.832)	(672.292)	(1.042.115)	(755.088)	(740.496)	(745.894)	(673.923)	(41.984.764)	(50.916.570)	(50.916.570)	0
Total	208.540.540	19.141.575	2.884.139	711.203	504.461	462.779	122.943	156.678	150.207	9.376.188	242.050.713	226.537.421	15.513.292

31-12-2013	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad mayor a 251 días	Total deudores	Total corrientes	Total no corrientes
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto.	106.264.759	21.392.462	5.821.952	2.011.759	1.634.737	1.479.771	1.305.941	1.527.813	1.118.384	48.445.772	191.003.350	180.094.608	10.908.742
Otras cuentas por cobrar, bruto.	24.793.386	9.056	0	0	0	0	3.071	0	0	16.231	24.821.744	24.767.645	54.099
	(363.111)	(369.888)	(349.127)	(372.269)	(430.970)	(394.665)	(363.660)	(359.212)	(378.831)	(33.653.060)	(37.034.793)	(37.034.793)	0
Total	130.695.034	21.031.630	5.472.825	1.639.490	1.203.767	1.085.106	945.352	1.168.601	739.553	14.808.943	178.790.301	167.827.460	10.962.841

7.3.- Resumen de estratificación de la cartera.

El resumen de estratificación de cartera al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

31-12-2014								
Tramos de deudas	Cientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Cientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)	0	60.992.280	0	0	0	0	60.992.280	0
Por vencer. (2)	732.906	26.321.727	(529.424)	20.632	20.913.063	(586.649)	47.234.790	(1.116.073)
Sub total por vencer. (3)	732.906	87.314.007	(529.424)	20.632	20.913.063	(586.649)	108.227.070	(1.116.073)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	369.851	20.254.312	(1.251.314)	8.179	343.357	(204.780)	20.597.669	(1.456.094)
Entre 31 y 60 días	80.314	4.460.362	(1.532.165)	2.605	153.609	(197.667)	4.613.971	(1.729.832)
Entre 61 y 90 días	9.862	1.270.781	(574.792)	993	112.714	(97.500)	1.383.495	(672.292)
Entre 91 y 120 días	5.534	1.441.610	(841.121)	796	104.966	(200.994)	1.546.576	(1.042.115)
Entre 121 y 150 días	3.599	1.125.541	(670.581)	568	92.326	(84.507)	1.217.867	(755.088)
Entre 151 y 180 días	2.919	761.494	(669.941)	484	101.945	(70.555)	863.439	(740.496)
Entre 181 y 210 días	3.039	781.328	(653.877)	443	121.244	(92.017)	902.572	(745.894)
Entre 211 y 250 días	2.563	673.896	(542.440)	375	150.234	(131.483)	824.130	(673.923)
Más de 250 días	154.868	43.647.604	(37.990.722)	25.769	7.713.348	(3.994.041)	51.360.952	(41.984.763)
Sub total vencidos	632.549	74.416.928	(44.726.953)	40.212	8.893.743	(5.073.544)	83.310.671	(49.800.497)
Total	1.365.455	161.730.935	(45.256.377)	60.844	29.806.806	(5.660.193)	191.537.741	(50.916.570)

31-12-2013								
Tramos de deudas	Cientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Cientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)	0	54.741.582	0	0	0	0	54.741.582	0
Por vencer. (2)	700.145	33.563.486	(248.063)	29.353	17.959.691	(115.049)	51.523.177	(363.112)
Sub total por vencer. (3)	700.145	88.305.068	(248.063)	29.353	17.959.691	(115.049)	106.264.759	(363.112)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	390.550	20.844.454	(250.815)	13.283	548.008	(111.507)	21.392.462	(362.322)
Entre 31 y 60 días	101.458	5.487.011	(240.178)	4.245	334.941	(108.949)	5.821.952	(349.127)
Entre 61 y 90 días	12.305	1.741.009	(265.533)	1.317	270.750	(106.736)	2.011.759	(372.269)
Entre 91 y 120 días	8.212	1.379.690	(318.842)	864	255.047	(112.128)	1.634.737	(430.970)
Entre 121 y 150 días	6.930	1.277.708	(285.098)	642	202.063	(109.567)	1.479.771	(394.665)
Entre 151 y 180 días	5.701	1.100.361	(257.504)	451	205.580	(103.085)	1.305.941	(360.589)
Entre 181 y 210 días	4.896	1.268.979	(255.757)	505	258.834	(103.455)	1.527.813	(359.212)
Entre 211 y 250 días	4.541	907.932	(273.403)	436	210.452	(105.428)	1.118.384	(378.831)
Más de 250 días	223.568	42.602.544	(28.811.870)	30.661	5.843.228	(4.824.958)	48.445.772	(33.636.828)
Sub total vencidos	758.161	76.609.688	(30.959.000)	52.404	8.128.903	(5.685.813)	84.738.591	(36.644.813)
Total	1.458.306	164.914.756	(31.207.063)	81.757	26.088.594	(5.800.862)	191.003.350	(37.007.925)

(1) Vendida y no facturada: Corresponde a la estimación de energía por facturar que ha sido suministrada hasta la fecha de cierre de los estados financieros.

(2) Por vencer: Corresponde a las facturas y boletas emitidas que al cierre de los estados financieros se encuentra sin vencer su fecha de pago.

(3) Vencidos: Corresponde a las facturas y boletas emitidas que al cierre de los estados financieros tienen como mínimo un día de morosidad con respecto a su fecha de vencimiento.

7.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.

La cartera protestada y en cobranza judicial al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente, los cuales forman parte de la cartera morosa:

31-12-2014				
Cartera en cobranza judicial	Documentos por cobrar en cartera protestada, cartera no securitizada		Documentos por cobrar en cobranza judicial, cartera no securitizada	
	N°	M\$	N°	M\$
Cartera protestada o en cobranza judicial.	231	162.841	1.124	6.189.148
Total	231	162.841	1.124	6.189.148

31-12-2013				
Cartera en cobranza judicial	Documentos por cobrar en cartera protestada, cartera no securitizada		Documentos por cobrar en cobranza judicial, cartera no securitizada	
	N°	M\$	N°	M\$
Cartera protestada o en cobranza judicial.	557	538.214	1.487	10.949.938
Total	557	538.214	1.487	10.949.938

7.5.- Provisión y castigos.

El detalle de la provisión y castigo de la cartera no repactada y repactada al 31 de diciembre 2014 y 2013 es el siguiente:

Provisión y castigos	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2013 31-12-2013
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	13.837.990	4.098.971
Provisión cartera repactada	43.787	1.446.997
Total	13.881.777	5.545.968



7.6.- Número y monto de operaciones.

El número y monto de operaciones al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente por venta de energía:

Segmentos de ventas	Operaciones N°	01-01-2014 31-12-2014 M\$
Ventas de energía eléctrica	20.774.284	839.534.909
Total	20.774.284	839.534.909

Segmentos de ventas	Operaciones N°	01-01-2013 31-12-2013 M\$
Ventas de energía eléctrica	20.398.305	718.625.551
Total	20.398.305	718.625.551

8.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.

Las transacciones con empresas relacionadas son de pago/cobro inmediato o hasta 90 días, y no están sujetas a condiciones especiales. Estas operaciones se ajustan a lo establecido en el Título XVI de la Ley N° 18.046, sobre Sociedades Anónimas.

Los traspasos de fondos de corto plazo desde y hacia la matriz, que no correspondan a cobro o pago de servicios, se estructuran bajo la modalidad de cuenta corriente mercantil, estableciéndose para el saldo mensual una tasa de interés variable, de acuerdo a las condiciones del mercado.

La Sociedad, tiene como política informar todas las transacciones que efectúa con partes relacionadas durante el período o ejercicio, con excepción de los dividendos pagados, aportes de capital recibidos, los cuales no se entienden como transacciones.

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 y 2013 no existen garantías otorgadas o recibidas en dichas operaciones.



8.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

8.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes	
							31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
76.348.900-0	Energía del Limarí S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	0	27.237
76.412.700-5	Enerplus S.A	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	97	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	349	499
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	4.982	0
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Arriendos prestados	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	0	516
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	11.147	9.260
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	0	5.343
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Matriz	CL \$	4.811	506
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cta. Cte. Mercantil	Hasta 30 días	Matriz	CL \$	0	27.175.316
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	30.629	13.500
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Servicio de Recaudación	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	643.827	515.628
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	654	1.484
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	3.809	3.765
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	0	212.627
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	6.433	6.193
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	0	1.708
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	2.638	2.552
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	0	810
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	0	215
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	169.912	45.533
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	0	34.731
96.832.000-4	Tecnet S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	2.383	458
96.849.700-6	Gas Sur S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	2	567
96.868.110-9	Transemel S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	1.465	3.005
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	32.087	98.135
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicio de Recaudación	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	70.644	39.030
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicio de Recaudación	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	985.869	28.198.618



8.1.3.- Transacciones con relacionadas y sus efectos en resultados.

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2014 31-12-2014		01-01-2013 31-12-2013	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
76.348.900-0	Energía del Limarí S.A.	Chile	Indirecta	Venta de Energía	CLP	208.649	208.649	251.931	251.931
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Indirecta	Asesorías recibidas	CLP	0	0	270.768	(270.768)
76.412.700-5	Enerplus S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías profesionales recibidas	CLP	108.533	(108.533)	0	0
76.412.700-5	Enerplus S.A.	Chile	Matriz común	Servicios administrativos recibidos	CLP	667.830	(517.418)	0	0
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	Indirecta	Servicios de construcción de otros	CLP	20.306	(17.843)	0	0
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CLP	6.039	6.039	0	0
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Recibidos	CLP	10.675	0	11.973	(11.973)
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	Indirecta	Venta de chatarra	CLP	4.529	0	0	0
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	Indirecta	Venta de Energía	CLP	6.859	6.859	0	0
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	Indirecta	Venta de Materiales	CLP	480	0	0	0
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	Indirecta	Venta de activo fijo	CLP	0	0	2.550	2.550
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	Indirecta	Venta de equipos	CLP	0	0	765	765
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de construcción de otros	CLP	2.987	339	0	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CLP	550	(550)	0	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CLP	4.360	4.360	532	532
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CLP	0	0	37	37
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Indirecta	Servicios administrativos prestados	CLP	44.795	44.795	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CLP	4.187	0	43.054	43.054
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CLP	0	0	362.333	(362.333)
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Indirecta	Venta de Energía	CLP	0	0	366.428	366.428
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de oficinas y otros	CLP	52.560	(52.560)	146.590	(146.590)
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Arriendos prestados	CLP	25.062	(23.312)	1.700	1.700
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Compra de Activo Fijo	CLP	2.316	0	2.076.505	0
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CLP	2.115.830	(1.955.209)	5.970.973	(1.490.740)
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Compra de repuestos	CLP	13.280.734	0	2.223.820	0
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Servicios administrativos prestados	CLP	18.362	18.362	0	0
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de operación almacén	CLP	69.043	(18.145)	0	0
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CLP	1.707	0	8.398	8.398
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CLP	57.696	(57.696)	12.850	(12.850)
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CLP	9.465	9.465	977	977
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías recibidas	CLP	1.030.515	(1.030.515)	792.490	(792.490)
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Cuenta Corriente Mercantil (Abono)	CLP	890.207.117	0	921.314.827	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Cuenta Corriente Mercantil (Cargo)	CLP	975.813.051	0	893.996.376	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Intereses Cobrados	CLP	1.154.597	0	2.046.900	89.232
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Intereses Pagados	CLP	177.527	0	208.075	(51.860)
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Servicios administrativos prestados	CLP	627	627	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CLP	59	0	517	517
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CLP	0	0	109	109
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CLP	0	0	199.141	(199.141)
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Recuperación de Gastos	CLP	33.522	0	0	0
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de Recaudación (Abono)	CLP	5.951.338	0	6.657.662	0
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de Recaudación (Cargo)	CLP	2.046.951	0	6.312.204	0
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Servicios administrativos prestados	CLP	121.208	121.208	0	0
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CLP	11.328	0	0	0
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías prestadas	CLP	0	0	47.626	47.626
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CLP	0	0	38.503	38.503
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CLP	0	0	202	202
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CLP	0	0	3.046	(3.046)
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CLP	0	0	534.867	(528.356)
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de Gastos	CLP	0	0	59.939	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de oficinas y otros	CLP	195.811	(195.811)	1.089.530	(12.885)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CLP	9.219	(9.219)	1.482	(1.482)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de back office SAP recibidos	CLP	12.699.667	(12.131.183)	0	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CLP	816.464	(1.302.327)	9.111.141	(9.111.141)
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de oficinas y otros	CLP	2.438.319	(2.690.618)	1.833.176	(1.833.176)
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de atención de servicios	CLP	13	13	0	0
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CLP	17.598	17.598	2.351	2.351
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de Gastos	CLP	0	0	155	(155)
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Prestados	CLP	0	0	3.665	3.665
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Indirecta	Servicios de apoyo prestados	CLP	132.926	123.430	0	0



8.1.3.- Transacciones con relacionadas y sus efectos en resultados. (Continuación).

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2014 31-12-2014		01-01-2013 31-12-2013	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CLP	3.202	0	32.230	32.230
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Indirecta	Servicios administrativos prest	CLP	60.971	42.923	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CLP	4.925	0	40.973	23.559
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Indirecta	Venta de Energía	CLP	3.495	3.495	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Indirecta	Venta de Energía	CLP	0	0	19.263	18.026
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CLP	0	0	12.971	(12.971)
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Indirecta	Servicios administrativos prest	CLP	25.890	19.316	0	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CLP	2.216	0	28.437	28.437
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CLP	26.818	(25.262)	0	0
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CLP	37.412	(33.730)	16.285	16.285
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Recibidos	CLP	3.797	(3.797)	23.754	(23.754)
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Indirecta	Venta de Energía	CLP	35.870	35.870	21.511	21.511
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de oficinas y otros	CLP	12.647	(12.647)	492	492
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Arriendos de oficinas y otros p	CLP	12.530	(12.530)	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Arriendos prestados	CLP	2.835	2.760	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías recibidas	CLP	1.018	0	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios administrativos prest	CLP	544.071	544.071	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de construcción de ot	CLP	126.063	(124.093)	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CLP	49.560	0	137.377	137.377
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CLP	16.712	(16.271)	139.871	(139.871)
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CLP	146.331	146.331	62.067	62.067
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Materiales	CLP	255	0	10.980	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Peajes y arriendos	CLP	0	0	314.623	(155.413)
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías prestadas	CLP	0	0	339.595	339.595
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de Gastos	CLP	0	0	17.795	(5.758)
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de activo fijo	CLP	0	0	1.629	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CLP	0	0	69.754	(644)
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CLP	0	0	347.625	(347.625)
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Intereses cobrados	CLP	0	0	205	205
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de oficinas y otros	CLP	37.217	(17.923)	44.049	(44.049)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías recibidas	CLP	1.071.904	(239.190)	97.884	(97.884)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CLP	25.615	(8.877)	814.059	(67.151)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de repuestos	CLP	3.341	0	583.766	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de operación de linea	CLP	7.733.297	(5.696.849)	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CLP	1.874.510	(943.128)	6.804.885	(6.804.885)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CLP	9.366	9.366	4.910	5.660
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de activo fijo	CLP	0	0	420.602	(420.602)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CLP	0	0	2.087	(2.087)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CLP	0	0	1.456	1.456
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Intereses cobrados	CLP	0	0	5	5
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Arriendos prestados	CLP	2.169	2.040	0	0
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CLP	1.813.587	(1.813.587)	16.348	(16.348)
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de sistema de transm	CLP	205.890	(133.323)	0	0
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de subterranización d	CLP	62	62	0	0
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CLP	10.685	(10.685)	1.785	(1.785)
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CLP	49.185	49.185	6.563	6.563
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Prestados	CLP	0	0	55	55
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de oficinas y otros	CLP	0	0	842	842
96.868.110-9	Hormigones del Norte S.A.	Chile	Indirecta	Venta de Materiales	CLP	5.855	4.504	5.405	5.405
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Indirecta	Servicios administrativos prest	CLP	13.175	13.175	0	0
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CLP	1.231	0	15.532	8.069
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Arriendos prestados	CLP	6.814	6.814	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CLP	1.115	0	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de Recaudación (Abono	CLP	4.918.399	0	16.415.602	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de Recaudación (Cargo	CLP	1.320.166	0	17.356.038	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios administrativos prest	CLP	47.194	47.194	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de soporte call center	CLP	1.471.296	(2.301.914)	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CLP	22.329	0	181.529	181.529
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CLP	320.562	(320.562)	1.415.690	(1.292.903)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de oficinas y otros	CLP	0	0	70.161	70.161



8.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.

El Directorio de CGE Distribución S.A. lo componen siete miembros, los cuales permanecen por un período de 3 años en sus funciones, pudiendo estos reelegirse.

En sesiones Extraordinarias sucesivas del directorio celebradas con fecha 20 de noviembre de 2014, los Directores señores Carlos Hornauer Hermann, Cristián Bulnes Álamos y Cristián Neuweiler Heinsen presentaron su renuncia al cargo de Directores de la Sociedad, designando el Directorio en su reemplazo a los señores Pablo Sobarzo Mierzo, Rafael Salas Cox y Mauricio Russo Camhi, respectivamente quienes aceptaron la designación.

Los Directores señor Francisco Marín Jordán y señor Rafael Marín Jordán presentaron su renuncia al cargo de Director de la Sociedad, la cual fue aceptada por el Directorio, en la misma sesión de Directorio se acuerda por unanimidad nombrar Director de la Sociedad al señor Wilhelm Wendt Glena en reemplazo de Francisco Marín Jordán, quedando vacante el cargo que correspondía a don Rafael Marín Jordán, debido a que la vacancia de este último cargo no afectará el quórum para sesionar.

Atendido lo indicado precedentemente, el Directorio de CGE Distribución quedo integrado por las siguientes personas:

Eduardo Morandé Montt	Presidentes
Gonzalo Palacios Vásquez	Vicepresidente
Pablo Sobarzo Mierzo	Director
Rafael Salas Cox	Director
Mauricio Russo Camhi	Director
Wilhelm Wendt Glena	Director

El equipo gerencial de CGE Distribución S.A. lo componen un gerente general, cuatro gerentes de área, tres gerentes regionales y diez subgerentes de área.

8.2.1.- Remuneración del Directorio.

Según lo establecido en el Artículo N° 33 de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas, la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 16 de abril de 2014, fijó los siguientes montos para el ejercicio 2014, los cuales son idénticos a los fijados para el ejercicio 2013:

- Dietas por asistencia a sesiones.

Pagar a cada Director 45 unidades de fomento por asistencia a las sesiones del directorio. La dieta del Presidente del Directorio será el equivalente a dos veces la dieta que le corresponda a un Director.



El detalle de los montos pagados por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 y 2013 a los señores Directores es el siguiente:

Nombre	Cargo	01-01-2014 31-12-2014			01-01-2013 31-12-2013		
		Dieta directorio M\$	Comité directores M\$	Participación utilidades M\$	Dieta directorio M\$	Comité directores M\$	Participación utilidades M\$
Francisco Marín Jordán	EX - Presidente	19.385	0	0	26.948	0	0
Carlos Hornauer Herrmann	EX - Director	9.693	0	0	13.474	0	0
Cristián Neuweiler Heinsen	EX - Director	8.617	0	0	13.474	0	0
Eduardo Morande Montt	Presidente	11.902	0	0	13.474	0	0
Gonzalo Palacios Vásquez	Director	11.902	0	0	13.474	0	0
Rafael Marín Jordán	EX - Director	9.693	0	0	13.474	0	0
Cristian Bulnes Alamos	EX - Director	7.550	0	0	13.474	0	0
Pablo Sobarzo Mierzo	Director	0	0	0	0	0	0
Rafael Salas Cox	Director	0	0	0	0	0	0
Mauricio Russo Camhi	Director	0	0	0	0	0	0
Wilhelm Wendt Glana	Director	0	0	0	0	0	0
Totales		78.742	0	0	107.792	0	0

8.2.2.- Remuneración del equipo gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados al equipo gerencial clave de la Sociedad asciende a M\$ 3.064.757 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014, (M\$ 3.091.385 en el ejercicio 2013).

La Sociedad tiene para sus ejecutivos, establecido un plan de incentivo por cumplimiento de objetivos individuales de aportación a los resultados de las sociedades, estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas y son canceladas una vez al año.

9.- INVENTARIOS.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

Clases de inventarios	Corriente	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Mercaderías para la venta.	408.387	179.459
Trabajos en curso.	0	144.429
Total	408.387	323.888

9.1.- Información adicional de inventarios.

Otra información de inventarios	No corrientes	
	01-01-2014	01-01-2013
	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el período o ejercicio.	1.195.519	1.242.092

Las reversiones están dadas por liquidaciones de inventarios y reversos de la provisión por deterioro dado por el incremento en el valor neto realizable.

10.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.

El detalle de este rubro es el siguiente para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

Activos, pasivos por impuestos	Corriente	
	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Activos por impuestos		
Pagos provisionales mensuales.	1.512.097	3.847.543
Créditos al impuesto.	7.266.565	182.711
Subtotal activos por impuestos	8.778.662	4.030.254
Pasivos por impuestos		
Impuesto a la renta de primera categoría.	(1.948.646)	(2.149.539)
Subtotal pasivos por impuestos	(1.948.646)	(2.149.539)
Total activos (pasivos) por impuestos	6.830.016	1.880.715

11.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

Otros activos no financieros	Corrientes	
	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Gastos pagados por anticipado.	163.739	171.391
Boletas en garantía.	149.117	155.235
Otros activos	0	111.023
Total	312.856	437.649

12.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.

12.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto principalmente por concesiones, servidumbres de paso y software computacionales. Su detalle al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Activos Intangibles	31-12-2014		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Programas informáticos.	181.066	(176.641)	4.425
Otros activos intangibles identificables.	79.814.317	(19.817)	79.794.500
Total	79.995.383	(196.458)	79.798.925

Activos Intangibles	31-12-2013		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Programas informáticos.	4.056.223	(4.049.174)	7.049
Otros activos intangibles identificables.	79.797.242	(15.948)	79.781.294
Total	83.853.465	(4.065.122)	79.788.343

El detalle de los otros activos intangibles identificables al 31 de diciembre de 2014 se encuentra en nota 12.1.1.-

La amortización acumulada al 31 de diciembre de 2014 y de 2013 corresponde a los activos intangibles distintos a la plusvalía con vida útil finita.

Amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Activos intangibles de vida finita.	196.458	4.065.122
Total	196.458	4.065.122

El detalle de vidas útiles aplicadas en el rubro Intangibles al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

Vidas útiles estimadas o tasas de amortización utilizadas	Vida / tasa	Mínima	Máxima
Programas Informáticos.	Vida	1	8
Otros activos intangibles identificables.	Vida	20	20
Servidumbres.	Vida	10	Indefinida

El movimiento de intangibles al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	31-12-2014		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2014	7.049	79.781.294	79.788.343
Adiciones.	0	17.165	17.165
Retiros.	(149)	(89)	(238)
Amortización.	(2.475)	(3.870)	(6.345)
Cambios, total	(2.624)	13.206	10.582
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	4.425	79.794.500	79.798.925
Movimientos en activos intangibles	31-12-2013		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2013	69.655	79.765.496	79.835.151
Adiciones.	0	19.272	19.272
Retiros.	(46.464)	0	(46.464)
Amortización.	(16.142)	(3.474)	(19.616)
Cambios, total	(62.606)	15.798	(46.808)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	7.049	79.781.294	79.788.343

12.1.1.- El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su vida útil o período de amortización al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Detalle de otros activos identificables al 31-12-2014	Importe en libros de activo individual intangible significativo M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Servidumbres.	3.310.991	Indefinida
Servidumbres.	43.752	Definida
Consección Empresas Emel	76.439.757	Indefinida
Total	79.794.500	

Detalle de otros activos identificables al 31-12-2013	Importe en libros de activo individual intangible significativo M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Servidumbres.	3.297.344	Indefinida
Servidumbres.	44.194	Definida
Consección Empresas Emel	76.439.756	Indefinida
Total	79.781.294	

El cargo a resultados del ejercicio por amortización de intangibles al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01-01-2014 31-12-2014		01-01-2013 31-12-2013	
	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$
Costo de ventas.	0	3.870	0	3.474
Gastos de administración.	2.475	0	16.142	0
Total	2.475	3.870	16.142	3.474

12.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.

12.2.1.- Servidumbres.

Los derechos de servidumbre se presentan al costo. El período de explotación de dichos derechos, en general no tiene límite por lo que son considerados activos con una vida útil indefinida, y en consecuencia no están sujetos a amortización.

12.2.2.- Derechos de explotación exclusiva de clientes regulados.

Los derechos de explotación exclusiva de clientes regulados adquiridos a través de combinaciones de negocios han sido determinados en base a los flujos netos estimados a la fecha de adquisición que se recibirán por el uso de dicho activo. Dichos intangibles no se amortizan pues poseen vida útil indefinida, ya que dicha concesión no posee un plazo de expiración.

La vida útil de todos los activos intangibles de vida útil indefinida, previamente enunciados es objeto de revisión en cada ejercicio para el que se presente información, para determinar si la consideración de vida útil indefinida sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas de deterioro de valor anualmente.

13.- PLUSVALIA.

El detalle de la plusvalía comprada al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

Rut	Sociedad sobre la cual se mantiene la plusvalía	Fecha de generación plusvalía	Sociedad adquirente	Relación con vendedor	Movimientos 2013			Movimientos 2014	
					Saldo al 01-01-2013	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al 31-12-2013	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al 31-12-2014
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
96.557.330-5	Compañía Eléctrica del Río Maipo S.A. (*)	30-04-2003	CGE Distribución S.A.	Sin relación	103.712.002	0	103.712.002	0	103.712.002
80.215.300-7	Sociedad Eléctricidad del Sur S.A. (*)	30-07-1993	CGE Distribución S.A.	Reorganización	1.028.052	0	1.028.052	0	1.028.052
Totales					104.740.054	0	104.740.054	0	104.740.054

(*) Para todas las combinaciones de negocios efectuadas con anterioridad al 1 de enero de 2008, se optó por no aplicar de forma retroactiva la NIIF 3, utilizando la exención de la NIIF 1 como fecha de transición.

14.- PROPIEDADES DE INVERSION.

La composición y el movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

14.1.- Composición y movimientos de las propiedades de inversión.

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Saldo Inicial	87.947	517.603
Retiros o desapropiaciones, propiedades de inversión.	0	(429.656)
Ganancias (pérdidas) por ajustes del valor razonable.	(10.523)	0
Total de cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable	(10.523)	(429.656)
Total	77.424	87.947

Las tasaciones para los efectos de determinar el valor razonable de las propiedades de inversión, son evaluadas y efectuadas en forma anual.

14.2.- Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.

Valorización ajustada incluida en los estados financieros, modelo del valor razonable	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Valorización obtenida para las propiedades de inversión.	77.424	87.947
Total	77.424	87.947

15.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

15.1.- Vidas útiles.

El siguiente cuadro muestra las vidas útiles técnicas para los bienes de la Sociedad.

Vida útil para la depreciación de propiedades, planta y equipo	Vida útil	
	Mínima	Máxima
Vida útil para edificios.	60	60
Vida útil para planta y equipo.	20	45
Vida útil para equipamiento de tecnologías de la información.	5	5
Vida útil para instalaciones fijas y accesorios.	20	45
Vida útil para vehículos de motor.	7	7
Vida útil para otras propiedades, planta y equipo.	5	10

15.2.- Detalle de los rubros.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

15.2.1.- Valores netos de propiedades, planta y equipo.

Clases de propiedades, plantas y equipos, neto	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Construcciones en curso.	39.398.544	33.861.621
Terrenos.	1.590.234	1.417.425
Edificios.	1.208.415	1.139.914
Planta y equipos.	485.344.227	419.737.103
Subestaciones de distribución.	59.977.413	62.227.097
Líneas y redes de media y baja tensión.	412.489.136	348.053.922
Medidores.	12.877.678	9.456.084
Equipamiento de tecnología de la información	0	31.881
Instalaciones fijas y accesorios	3.567.553	4.276.534
Equipos de comunicaciones.	175.061	316.199
Herramientas.	2.105.903	2.558.441
Muebles y útiles.	610.036	259.624
Instalaciones y accesorios diversos.	676.553	1.142.270
Vehículos de motor.	59.324	340.661
Otras propiedades, plantas y equipos.	0	820.255
Total	531.168.297	461.625.394

15.2.2.- Valores brutos de propiedades, planta y equipo.

Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Construcciones en curso.	39.398.544	33.861.621
Terrenos.	1.590.234	1.417.425
Edificios.	1.644.425	1.529.704
Planta y equipos.	647.125.056	595.998.059
Subestaciones de distribución.	80.759.753	90.121.444
Líneas y redes de media y baja tensión.	544.959.912	487.632.814
Medidores.	21.405.391	18.243.801
Equipamiento de tecnología de la información		337.633
Instalaciones fijas y accesorios	12.974.341	11.807.365
Equipos de comunicaciones.	606.970	844.292
Herramientas.	4.806.326	4.222.702
Muebles y útiles.	2.272.714	1.101.421
Instalaciones y accesorios diversos.	5.288.331	5.638.950
Vehículos de motor.	1.390.862	3.219.547
Otras propiedades, plantas y equipos.	0	820.255
Total	704.123.462	648.991.609



15.2.3.- Depreciación acumulada de propiedades, planta y equipo.

Depreciación acumulada y deterioro, propiedades, planta y equipos	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Edificios.	436.010	389.790
Planta y equipos.	161.780.829	176.260.956
Subestaciones de distribución.	20.782.340	27.894.347
Líneas y redes de media y baja tensión.	132.470.776	139.578.892
Medidores.	8.527.713	8.787.717
Equipamiento de tecnología de la información	0	305.752
Instalaciones fijas y accesorios	9.406.788	7.530.831
Equipos de comunicaciones.	431.909	528.093
Herramientas.	2.700.423	1.664.261
Muebles y útiles.	1.662.678	841.797
Instalaciones y accesorios diversos.	4.611.778	4.496.680
Vehículos de motor.	1.331.538	2.878.886
Total	172.955.165	187.366.215

15.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.

Movimiento al 31 de diciembre de 2014.

Movimiento año 2014		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2014		33.861.621	1.417.425	1.139.914	419.737.103	31.881	4.276.534	340.661	820.255	461.625.394
Cambios	Adiciones.	31.062.290	0	0	616.797	0	48.071	0	0	31.727.158
	Desapropiaciones	(2.648.175)	0	0	(770.163)	0	0	(99.082)	(756.465)	(4.273.885)
	Retiros.		0	0	(3.772.199)	0	(18.735)	(3.393)	(63.790)	(3.858.117)
	Gasto por depreciación.			(27.118)	(16.559.117)	(31.881)	(937.218)	(90.608)	0	(17.645.942)
	Incrementos (decremento) por revaluación reconocido en patrimonio neto.		172.809	95.619	63.325.310	0	(49)	0	0	63.593.689
	Sub total reconocido en patrimonio neto		172.809	95.619	63.325.310	0	(49)	0	0	63.593.689
Otros incrementos (decrementos).	(22.877.192)			22.766.496		198.950	(88.254)	0	0	0
Total cambios	5.536.923	172.809	68.501	65.607.124	(31.881)	(708.981)	(281.337)	(820.255)	69.542.903	
Saldo final al 31 de diciembre de 2014		39.398.544	1.590.234	1.208.415	485.344.227	0	3.567.553	59.324	0	531.168.297

Movimiento al 31 de diciembre de 2013.

Movimiento año 2013		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2013		38.623.349	1.417.427	1.167.715	413.431.660	53.247	3.250.189	417.792	661.710	459.023.089
Cambios	Adiciones.	23.123.227	0	0	2.035	0	139.980	21.722	290.133	23.577.097
	Desapropiaciones	0	0	0	0	0	0	(6.000)	0	(6.000)
	Retiros.		0	0	(3.396.758)	0	(42.905)	0	0	(3.439.663)
	Gasto por depreciación.			(27.801)	(16.394.192)	(21.842)	(992.441)	(92.853)	0	(17.529.129)
	Otros incrementos (decrementos).	(27.884.955)	(2)	0	26.094.358	476	1.921.711	0	(131.588)	0
Total cambios	(4.761.728)	(2)	(27.801)	6.305.443	(21.366)	1.026.345	(77.131)	158.545	2.602.305	
Saldo final al 31 de diciembre de 2013		33.861.621	1.417.425	1.139.914	419.737.103	31.881	4.276.534	340.661	820.255	461.625.394



15.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.

La Sociedad, ha mantenido tradicionalmente una política de llevar a cabo todas las obras necesarias para satisfacer los incrementos de la demanda, conservar en buen estado las instalaciones y adaptar el sistema a los avances tecnológicos, con el objeto de cumplir cabalmente con las normas de calidad y continuidad de suministro establecidos por la regulación vigente en el sector electricidad, como asimismo con los contratos comerciales suscritos con sus clientes. No existen restricciones en la titularidad de propiedades, plantas y equipos de la Sociedad.

15.4.1.- Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos.

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para la venta.	2.351.177	3.396.758
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	31.062.290	23.123.227

15.5.- Costo por intereses.

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 y 2013 no se han capitalizado intereses, por no existir propiedades, planta y equipo que califiquen para dicha activación.

15.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.

Los terrenos, construcciones y edificios, así como los equipos, instalaciones y redes destinadas al negocio eléctrico, se reconocen inicialmente a su costo de adquisición, y posteriormente son revalorizados mediante el método de retasación periódica a valor razonable, este método implica revisar anualmente la variación en los valores razonables de los bienes. Las tasaciones de propiedades, planta y equipo son efectuadas toda vez que existan variaciones significativas en las variables que inciden en la determinación de sus valores razonables. Tales revaluaciones frecuentes serán innecesarias para elementos de Propiedades, planta y equipo con variaciones insignificantes en su valor razonable. Para éstos, pueden ser suficientes revaluaciones hechas cada tres o cinco años.

En cuanto a la revaluación de los equipos, instalaciones y redes destinados al negocio de distribución y transmisión eléctrica, se realizó de acuerdo a Nic 16, siendo revisado este proceso por consultores independientes. En el caso de la tasación de los Terrenos y Edificios de la Sociedad, se contrataron los servicios de los tasadores independientes especializados.

En el caso de los bienes eléctricos que son los sometidos a reevaluación periódica se ha definido considerar como valor de referencia el valor de reposición técnicamente depreciados, considerando la antigüedad real del bien, sus condiciones actuales de uso, una tasa efectiva de retorno y basados en una vida útil total por clases de bienes como período total de retorno de flujos

El valor razonable para las instalaciones eléctricas, mencionado en los párrafos anteriores, ha sido incorporado a la fórmula de Marston y Agg , que calcula el valor de un bien a una determinada fecha considerando su antigüedad, las condiciones actuales de uso y el período de retorno de los flujos que genera el bien.



En el caso de los Terrenos y Edificios el método utilizado como se señaló fue una tasación independiente y dentro de la cual se indican las hipótesis utilizadas por los profesionales independientes.

Respecto de las restricciones sobre la distribución del saldo de la Reserva de Revaluación en régimen bajo NIC 16, el superávit de revaluación incluido en el patrimonio neto será transferido directamente a la cuenta ganancias y (pérdidas) acumuladas, cuando se produzca la baja del bien, o en la medida que este fuera depreciado por la Sociedad.

Valor de libros según modelo del costo de los bienes revaluados:

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Terrenos.	411.655	411.654
Edificios.	465.901	476.590
Planta y equipos.	318.803.750	309.710.346
Total	319.681.306	310.598.590

El siguiente es el movimiento de la porción del valor de los activos detallados precedentemente atribuibles a su revaluación para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Saldo inicial	111.695.853	118.940.006
Ajustes de revaluación.	63.593.689	0
Retiros de propiedades, planta y equipos revaluado.	(1.067.438)	(876.016)
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipos revaluado.	(5.760.583)	(6.368.137)
Movimiento del ejercicio	56.765.668	(7.244.153)
Total	168.461.521	111.695.853

Valor de libros según modelo del costo de los bienes no revaluados:

Valor de libros según modelo del costo de propiedades, planta y equipo no revaluado	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Construcción en curso.	39.398.544	33.861.621
Equipamiento de tecnologías de la información.	0	31.881
Instalaciones fijas y accesorios.	3.567.602	4.276.533
Vehículos de motor.	59.324	340.661
Otras propiedades, planta y equipos.	0	820.255
Total	43.025.470	39.330.951

16.- DETERIORO DE ACTIVOS.

16.1.- Prueba de deterioro de la plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.

La Sociedad evalúa anualmente o siempre y cuando existan indicadores, si la plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida han sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota 3.10.- Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso.

La estimación del valor en uso ha requerido que la administración realice las estimaciones de los flujos de efectivo futuros esperados, utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Los principales parámetros e indicadores utilizados por la Sociedad para la evaluación del deterioro son:

- Margen operacional, crecimiento de ventas físicas y crecimiento del número de clientes.
- Margen de servicios complementarios que implica el aumento de clientes, ventas de energía con crecimientos asociados al PIB, IPC.
- Gastos de personal, con dotaciones constantes en los períodos de análisis apoyados por las sinergias del negocio, considerando ajustes salariales en línea con el IPC.
- Costo O&M y Administración, los cuales se incrementan según número de clientes, IPC, ventas físicas y variación de propiedades, plata y equipo.

Las tasas de descuento nominales antes de impuestos, aplicadas en la última evaluación al 31 de diciembre de 2014, fluctúan entre un 9% y un 10,5%.

Como resultado de estas pruebas la Sociedad determinó que no existen deterioros en las propiedades plantas y equipos, plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida al 31 de diciembre de 2014.

16.2.- Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor.

Los montos reconocidos en resultados por pérdidas por deterioro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 se detallan a continuación:

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2014 31-12-2014	
	Activos financieros M\$	Total M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	(13.881.777)	(13.881.777)

	01-01-2013 31-12-2013	
	Activos financieros M\$	Total M\$
Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor		
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	(5.545.968)	(5.545.968)

Las pérdidas y reversión de pérdidas por deterioro de activos financieros al 31 de diciembre de 2014 y 2013, corresponden al deterioro de cuentas por cobrar registrado en nota 7.5.

16.2.1.- Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento.

	01-01-2014 31-12-2014	
	Eléctrico M\$	Total M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento		
Pérdidas por deterioro de valor	(13.881.777)	(13.881.777)

	01-01-2013 31-12-2013	
	Eléctrico M\$	Total M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento		
Pérdidas por deterioro de valor	(5.545.968)	(5.545.968)

16.2.2.- Información a revelar sobre las unidades generadoras de efectivo.

	30/09/2014		31/12/2013	
	Unidades generadoras de efectivo M\$	Total M\$	Unidades generadoras de efectivo M\$	Total M\$
Plusvalía	104.740.054	104.740.054	104.740.054	104.740.054
Activos intangibles con vidas útiles indefinidas	79.752.027	79.752.027	79.737.099	79.737.099

17.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

Al 31 de diciembre de 2014 se procedió a la actualización de los activos y pasivos por impuestos diferidos como consecuencia de la aplicación de las modificaciones legales introducidas por la Ley N° 20.780 (Reforma Tributaria), publicada en el Diario Oficial con fecha 29 de septiembre de 2014, lo que originó una disminución en los activos diferidos por M\$ 2.502.175 y un aumento en los pasivos diferidos por M\$ 13.757.618.

17.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Relativos a propiedades, plantas y equipos.	3.010.480	352.091
Relativos a intangibles.	0	1.510
Relativos a ingresos anticipados	60.003	692.092
Relativos a provisiones.	652.114	2.374.297
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	3.645.803	2.091.958
Relativos a pérdidas fiscales.	8.000.001	5.874.731
Relativos a cuentas por cobrar.	0	6.827.755
Relativos a otros.	1.160.021	816.163
Total	16.528.422	19.030.597

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos, requieren de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Sociedad estima con proyecciones futuras de utilidades que estas cubrirán el recupero de estos activos.

17.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipos.	0	14.149.719
Relativos a revaluaciones de propiedades, planta y equipos.	45.503.470	22.874.397
Relativos a intangibles.	21.350.228	15.841.424
Relativos a acumulaciones (o devengos).	0	4.100
Relativos a provisiones.	0	753.517
Relativos a cuentas por cobrar.	457.519	0
Relativos a otros.	316.858	247.300
Total	67.628.075	53.870.457

17.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.

El siguiente es el movimiento de los activos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Saldo inicial	19.030.597	20.518.059
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	(4.452.285)	(1.487.462)
Otros incrementos (decrementos), activos por impuestos diferidos.	1.950.110	0
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	(2.502.175)	(1.487.462)
Total	16.528.422	19.030.597



El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Saldo inicial	53.870.457	52.403.444
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	(2.899.011)	1.467.013
Otros incrementos (decrementos), pasivos por impuestos diferidos.	16.656.629	0
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	13.757.618	1.467.013
Total	67.628.075	53.870.457

17.4.- Compensación de partidas.

Los impuestos diferidos activos y pasivos se compensan cuando existe derecho legalmente ejecutable de compensar los activos tributarios corrientes contra los pasivos tributarios corrientes y cuando los impuestos a la renta diferidos activos y pasivos están relacionados con el impuesto a la renta que grava la misma autoridad tributaria a la misma entidad gravada o a diferentes entidades gravadas por las que existe la intención de liquidar los saldos sobre bases netas. Los montos compensados son los siguientes:

Concepto	Activos (pasivos) M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$	Activos (pasivos) M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$
Activos por impuestos diferidos.	16.528.422	(16.528.422)	0	19.030.597	(19.030.597)	0
Pasivos por impuestos diferidos.	(67.628.075)	16.528.422	(51.099.653)	(53.870.457)	19.030.597	(34.839.860)
Total	(51.099.653)	0	(51.099.653)	(34.839.860)	0	(34.839.860)

18.- PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los cierres al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

18.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Moneda	31-12-2014		31-12-2013	
		Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.	CL \$	380.732	50.747.023	518.581	39.970.156
Préstamos bancarios.	UF	43.651.182	21.283.058	11.062.038	60.950.188
Total préstamos bancarios		44.031.914	72.030.081	11.580.619	100.920.344
Obligaciones con el público (bonos)	UF	6.893.520	149.577.100	6.579.243	146.270.785
Total		50.925.434	221.607.181	18.159.862	247.191.129

CL\$: Pesos chilenos.
UF : Unidad de fomento.



18.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.

Saldos al 31 de diciembre de 2014.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes				No Corrientes						
								Vencimientos				Total corrientes	Vencimientos					Total no corrientes
								Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses		1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Chile	UF	Semestral	3,34%	2,80%	Sin Garantía		286.489		1.122.996	1.409.485	2.237.912	3.360.908	3.360.908	8.962.422	21.283.058	
Chile	CGE-Distribución S.A.	BancoEstado	CL \$	Semestral	6,43%	4,07%	Sin Garantía			219.328		219.328	19.996.902				19.996.902	
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco BBVA	CL \$	Semestral	5,35%	4,40%	Sin Garantía				62.333	62.333			14.997.895		14.997.895	
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco ITAU	UF	Anual	0,25%	0,25%	Sin Garantía			10.966.213		10.966.213					0	
Chile	CGE-Distribución S.A.	Bice	CL \$	Anual	2,71%	2,71%	Sin Garantía				33.245	33.245	1.075.222	1.935.401	1.935.401	1.935.401	3.870.801	10.752.226
Chile	CGE-Distribución S.A.	Penta	CL \$	Semestral	4,39%	4,39%	Sin Garantía			65.826		65.826		5.000.000				5.000.000
Chile	CGE-Distribución S.A.	Estado	UF	Semestral	0,66%	0,66%	Sin Garantía			14.801.454		14.801.454						0
Chile	CGE-Distribución S.A.	Santander	UF	Semestral	1,98%	1,98%	Sin Garantía				16.474.030	16.474.030						0
Totales								0	286.489	26.052.821	17.692.604	44.031.914	23.310.036	10.296.309	20.294.204	5.296.309	12.833.223	72.030.081

Saldos al 31 de diciembre de 2013.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes				No Corrientes				
								Vencimientos			Total corrientes	Vencimientos				Total no corrientes
								hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses		1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Corpbanca	UF	Semestral	3,34%	3,34%	Sin Garantía	323.457	0	0	323.457	1.059.583	2.119.165	6.357.494	11.655.406	21.191.648
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco BBVA	CL \$	Semestral	5,35%	5,35%	Sin Garantía	0	0	75.792	75.792	0	0	14.996.325	0	14.996.325
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco ITAU	UF	Anual	3,44%	3,44%	Sin Garantía	0	0	10.437.300	10.437.300	0	0	0	0	0
Chile	CGE-Distribución S.A.	BancoEstado	CL \$	Semestral	6,43%	6,43%	Sin Garantía	0	346.506	0	346.506	0	19.994.329	0	0	19.994.329
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Bice	UF	Semestral	3,51%	3,51%	Sin Garantía	0	0	40.999	40.999	0	1.023.310	3.683.915	5.525.872	10.233.097
Chile	Emelectric S.A.	BancoEstado	UF	Al vencimiento	4,10%	4,10%	Sin Garantía	0	146.540	0	146.540	13.985.736	0	0	0	13.985.736
Chile	Emelectric S.A.	Banco Santander	UF	Al vencimiento	4,25%	4,25%	Sin Garantía	0	0	113.742	113.742	0	15.539.707	0	0	15.539.707
Chile	Emelectric S.A.	Banco Penta	CL \$	Al vencimiento	6,70%	6,36%	Sin Garantía	0	96.283	0	96.283	0	0	4.979.502	0	4.979.502
Totales								323.457	589.329	10.667.833	11.580.619	15.045.319	38.676.511	30.017.236	17.181.278	100.920.344

18.3.- Obligaciones con el público. (bonos)

Saldos al 31 de diciembre de 2014.

N° de Inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa nominal anual	Tasa efectiva anual	Plazo Final	Colocación en Chile o en el extranjero	Periodicidad		Total corrientes	No Corrientes						
								Pago de intereses	Pago de amortización		Vencimientos						Total no corrientes
										31-12-2014	31-12-2014	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	
										M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
389	BCGED-B	2.357.143	UF	4,50%	4,77%	01-10-2025	Chile	Semestral	Semestral	5.928.397	5.124.842	5.201.039	5.201.039	5.201.039	26.005.193	5.201.036	51.934.188
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	Semestral	965.123					97.642.912		97.642.912
Totales										6.893.520	5.124.842	5.201.039	5.201.039	5.201.039	26.005.193	102.843.948	149.577.100

Saldos al 31 de diciembre de 2013

N° de Inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa nominal anual	Tasa efectiva anual	Plazo Final	Colocación en Chile o en el extranjero	Periodicidad		Total corrientes	No Corrientes						
								Pago de intereses	Pago de amortización		Vencimientos						Total no corrientes
										31-12-2013	31-12-2013	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	
										M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
389	BCGED-B	2.571.429	UF	4,50%	4,96%	01-10-2025	Chile	Semestral	Semestral	5.667.259	4.904.237	4.904.237	9.808.473	24.521.184	9.808.472		53.946.603
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	Semestral	911.984				92.324.182			92.324.182
Totales										6.579.243	4.904.237	4.904.237	9.808.473	24.521.184	102.132.654	0	146.270.785

18.4.- Obligaciones con el público (pagarés).

La Sociedad al 31 de diciembre de 2014 y 2013, no presenta saldos por este concepto.

19.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Proveedores de energía y otros eléctricos. (*)	63.309.977	101.177.011	0	0
Retenciones.	5.410.760	7.553.125	0	0
Dividendos por pagar.	60.311	69.794	0	0
Pasivos acumulados (o devengados). (**)	3.634.930	2.636.259	0	0
Proveedores no energéticos.	14.782.840	8.494.432	0	0
Acreedores varios.	290.952	525.117	0	83.125
Otros.	453.199	313.198	0	0
Total	87.942.969	120.768.936	0	83.125

(*) Ver nota 4.4

19.1.- Pasivos acumulados (o devengados). (**)

(**) Pasivos acumulados (o devengados).	Corrientes	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Vacaciones del personal.	1.632.364	1.571.669
Bonificaciones de feriados	226.223	43.670
Participación sobre resultados.	1.669.069	1.020.920
Aguinaldos.	107.274	0
Total	3.634.930	2.636.259

19.2.- Información cuentas comerciales y otras cuentas por pagar con pagos al día y con plazos vencidos.

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Servicios	Total
	31-12-2014 M\$	31-12-2014 M\$
Hasta 30 días	83.503.577	83.503.577
Entre 31 y 60 días	458.537	458.537
Entre 61 y 90 días	3.527.656	3.527.656
Entre 91 y 120 días	453.199	453.199
Total	87.942.969	87.942.969



Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Servicios	Total
	31-12-2013 M\$	31-12-2013 M\$
Hasta 30 días	95.993.577	95.993.577
Entre 31 y 60 días	139.419	139.419
Entre 61 y 90 días	36.609	36.609
Entre 91 y 120 días	16.671	16.671
Entre 121 y 365 días	24.582.660	24.582.660
Más de 365 días	83.125	83.125
Total	120.852.061	120.852.061

20.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

20.1.- Provisiones – saldos.

Clase de provisiones	Corrientes	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	1.823.474	1.681.178
Participación en utilidades y bonos.	500.131	517.811
Total	2.323.605	2.198.989

20.1.1.- Provisiones de reclamaciones legales.

Los montos corresponden a la provisión para ciertas demandas legales contra la Sociedad por clientes o particulares afectados con los servicios prestados. Los plazos para utilizar los saldos de las provisiones están acotados a los plazos normales de los procesos judiciales. Se incluyen además provisiones por multas de la autoridad eléctrica, que están en proceso de reclamación y cuya resolución para efectos de su uso también está sujeta a los plazos de dicho organismo, (detalle de juicios en Nota 32).

20.1.2.- Participación en utilidades y bonos.

La provisión para la participación de los empleados en las utilidades y de los bonos de desempeño se paga al mes siguiente de la aprobación de los estados financieros.

20.2.- Movimiento de las provisiones.

Saldos al 31 de diciembre de 2014.

Conceptos	Por reclamaciones legales	Por contratos onerosos	Por part. en utilidades y bonos	Total al
	M\$	M\$	M\$	31-12-2014 M\$
Saldo al 01 de enero de 2014	1.681.178	0	517.811	2.198.989
Provisiones adicionales.	738.414	0	446.742	1.185.156
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	271.239	0	0	271.239
Provisión utilizada.	(783.805)	0	(464.422)	(1.248.227)
Reversión de provisión no utilizada.	(1.243.916)	0	0	(1.243.916)
Otro incremento (decremento).	1.160.364	0	0	1.160.364
Total cambio en provisiones	142.296	0	(17.680)	124.616
Saldo al 31 de diciembre de 2014	1.823.474	0	500.131	2.323.605
Cuadrado Hoja 87.-	ok	ok	ok	ok

Saldos al 31 diciembre de 2013.

Conceptos	Movimiento de provisiones			
	Por reclamaciones legales	Por contratos onerosos	Por part. en utilidades y bonos	Total al
	M\$	M\$	M\$	31-12-2013 M\$
Saldo al 01 de enero de 2013	435.023	742.297	465.760	1.643.080
Provisiones adicionales.	1.962.787	0	453.676	2.416.463
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	306.948	0	0	306.948
Provisión utilizada.	(481.602)	(742.297)	(401.625)	(1.625.524)
Reversión de provisión no utilizada.	(541.978)	0	0	(541.978)
Total cambio en provisiones	1.246.155	(742.297)	52.051	555.909
Saldo al 31 de diciembre de 2013	1.681.178	0	517.811	2.198.989

21.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

21.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	No corrientes	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Provisión indemnización años de servicio.	4.056.829	1.980.736
Provisión beneficios post-jubilatorios.	11.692.635	10.277.460
Total	15.749.464	12.258.196

21.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios		Beneficios post-jubilatorios	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Valor presente obligación, saldo inicial	1.655.788	1.710.043	10.277.460	10.427.518
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	257.371	248.800	(382.432)	177.631
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	28.148	51.301	174.717	312.825
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	214.355	57.619	1.622.890	205.060
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(104.078)	(411.975)	0	(845.574)
Total cambios en provisiones	395.796	(54.255)	1.415.175	(150.058)
Total	2.051.584	1.655.788	11.692.635	10.277.460

21.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios		Beneficios post-jubilatorios	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	2.051.584	1.655.788	11.692.635	10.277.460
Otros importes reconocidos en el balance.	2.005.245	324.948	0	0
Total	4.056.829	1.980.736	11.692.635	10.277.460

21.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.

Gastos reconocidos en el estado de resultados por función	Indemnización por años de servicios		Beneficios post-jubilatorios		Línea del estado de resultados
	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	257.371	248.800	(382.432)	177.631	Costo de ventas - gastos de administración.
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	28.148	51.301	174.717	312.825	Costos Financieros.
Pérdidas - ganancias actuarial neta de beneficios definidas.	214.355	0	1.622.890	0	Otras ganancias (pérdidas)
Total	499.874	300.101	1.415.175	490.456	

21.5.- Hipótesis actuariales

Las principales hipótesis actuariales utilizadas al cierre de estos estados financieros han sido las siguientes:

Detalle	
Tasa de descuento real utilizada.	1,70%
Aumento futuros de salarios.	1,90%
Tabla de mortalidad.	RV - 2009
Tabla de invalidez.	30% de la RV - 2009
Tasa de rotación anual.	2,83%

Los supuestos respecto a la tasa futura de mortalidad se fijan sobre la base de asesoría actuarial de acuerdo con las estadísticas publicadas y con la experiencia en Chile.

Para el cálculo del pasivo al 31 de diciembre de 2014, se aplicó la misma metodología utilizada en el ejercicio anterior.

Al 31 de diciembre de 2014, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios definidos ante variaciones de un 1% en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

Sensibilización de la tasa de descuento	Disminución de 1% M\$	Incremento de 1% M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos	1.644.295	(1.353.318)

22.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Ingresos diferidos. (*)	4.562.531	4.862.528	0	0
Aportes reembolsables.	658.766	523.582	1.534	3.931
Garantías recibidas en efectivo.	786.338	662.982	0	0
Total	6.007.635	6.049.092	1.534	3.931

22.1.- Ingresos diferidos. (*)

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

(*) Detalle de los ingresos diferidos	Corrientes	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	4.562.531	4.465.806
Ingresos diferidos por apoyos en postación.	0	3.392
Otros ingresos diferidos.	0	393.330
Total	4.562.531	4.862.528

El movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Movimiento del periodo ingresos diferidos	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos	4.862.528	3.622.420
Adiciones.	9.391.270	5.473.943
Imputación a resultados.	(9.691.267)	(4.233.835)
Total	4.562.531	4.862.528

22.2.- Contratos de construcción.

De acuerdo con lo dispuesto en la NIC 11, a continuación se detalla información relevante de contratos en construcción.

22.2.1.- Margen del ejercicio por contratos de construcción.

Detalle	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	8.358.795	5.926.134
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	(5.439.155)	(4.122.346)
Total	2.919.640	1.803.788

22.2.2.- Importes adeudados por clientes bajo contratos de construcción.

Detalle	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	4.562.531	4.649.592
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	4.562.531	4.465.806
Facturaciones por avances de obras	7.762.737	0

22.2.3.- Subvenciones gubernamentales.

Detalle	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	Naturaleza subvención
Importe de las subvenciones del gobierno reconocidas.	87.589	34.555	PER - FNDR



23.- PATRIMONIO NETO.

23.1.- Capital suscrito y pagado.

Los objetivos de la Sociedad al administrar el capital son el salvaguardar la capacidad de continuar como empresa en marcha con el propósito de generar retornos a sus accionistas, beneficios a otros grupos de interés y mantener una estructura de capital óptima para reducir el costo del capital.

Consistente con la industria, la Sociedad monitorea su capital sobre la base del ratio de apalancamiento. Este ratio se calcula dividiendo la deuda neta por el capital total. La deuda neta corresponde al total del endeudamiento (incluyendo el endeudamiento corriente y no corriente) menos el efectivo y equivalentes de efectivo. El capital total corresponde al patrimonio tal y como se muestra en el estado de situación financiera consolidado más la deuda neta.

En este sentido, la Sociedad ha combinado distintas fuentes de financiamiento tales como: aumentos de capital, flujos de la operación, créditos bancarios, obligaciones con el público en su modalidad de bonos.

Al 31 de diciembre de 2014, el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$ 314.733.393 (M\$ 314.762.772 en 2013).

23.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2014 el capital de la Sociedad está representado por 177.952.073, acciones sin valor nominal, de un voto por acción, (177.981.620 en 2013).

23.3.- Política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 16 de abril de 2014, aprobó como política de dividendos, el distribuir no menos del 30% de las utilidades líquidas del ejercicio, mediante 3 dividendos en carácter de provisorios con cargo a la utilidad líquida del ejercicio o eventuales con cargo a utilidades acumuladas y un dividendo definitivo con cargo a las utilidades distribuibles del 2014. Dichos dividendos se pagarán, en lo posible, durante los meses de junio, septiembre, diciembre del año 2014 y abril de 2015, respectivamente.

El cumplimiento del programa antes señalado quedará condicionado a las utilidades que realmente se obtengan, así como también a los resultados que señalen las proyecciones que periódicamente efectúa la empresa, o a la existencia de determinadas condiciones, según corresponda, cuya concurrencia será determinada por el Directorio.

23.4.- Dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 15 de abril de 2013, se aprobó el reparto del dividendo definitivo N° 33, con cargo a las utilidades del ejercicio 2012, de \$ 12,00 por acción, el que se pagó el día 25 de abril de 2013.

Con fecha 24 de mayo de 2013 en sesión ordinaria de directorio N° 115, se propone distribuir como primer dividendo provisorio N° 34, con cargo a las utilidades del ejercicio 2013, un monto ascendente a \$ 12,00 por acción, el cual se pagó con fecha 25 de junio de 2013.



Con fecha 23 de agosto de 2013 en sesión ordinaria de directorio N° 118, se propone distribuir como segundo dividendo provisorio N° 35, con cargo a las utilidades del ejercicio 2013, un monto ascendente a \$ 20,00 por acción, el cual se pagó con fecha 30 de septiembre de 2013.

Con fecha 18 de noviembre de 2013 en sesión ordinaria de directorio N° 121, se propone distribuir como tercer dividendo provisorio N° 36, con cargo a las utilidades del ejercicio 2013, un monto ascendente a \$ 21,00 por acción, el cual se pagó con fecha 18 de diciembre de 2013.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 23 de abril de 2014, aprobó el pago del dividendo definitivo N° 37 de \$ 21,00.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2013, el cual se pagó con fecha 30 de abril de 2014.

Con fecha 23 de mayo de 2014 en sesión ordinaria de directorio N° 127, se propone distribuir como primer dividendo provisorio N° 38, con cargo a las utilidades del ejercicio 2014, un monto ascendente a \$ 35,30 por acción, el cual se pagó con fecha 25 de junio de 2014.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 130 de fecha 22 de agosto de 2014, acordó repartir el dividendo provisorio N° 39 de \$ 26,00.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2014, el cual se pagó con fecha 29 de septiembre de 2014, por un total de M\$ 4.626.754.-

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 133 de fecha 25 de noviembre 2014, acordó repartir el dividendo provisorio N° 40 de \$ 80 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2014, el cual se pagó con fecha 23 de diciembre de 2014, por un total de M\$ 14.236.165.

23.5.- Reservas.

En el ítem de otras reservas dentro del patrimonio, se incluyen los siguientes conceptos:

23.5.1.- Superávit de revaluación.

Corresponde a la revaluación de los bienes de uso, la cual se presenta neta de su respectivo impuesto diferido y depreciación, esta última es reciclada a las ganancias (pérdidas) acumuladas.

Con fecha 31 de diciembre de 2014 se efectuó el último proceso de revaluación de acuerdo a NIC 16 y a las políticas de la Sociedad, el efecto de este incremento neto de impuestos diferidos compensado con el efecto de la regularización del saldo producto de la fusión con Emelectric y Emetal, ascendió a M\$ 38.589.539, quedando un saldo acumulado de esta reserva al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2014 de M\$ 122.976.909, luego de ser aplicado el respectivo reciclaje, equivalente a la depreciación del ejercicio neta de impuesto diferido por M\$5.022.081.

23.5.2.- Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos.

Corresponde a las variaciones de los valores actuariales de la provisión por beneficios definidos de empleados.

Los saldos acumulados por la aplicación de la NIC 19 (r) se han reconocido en otros resultados integrales, producto de lo anterior el saldo de estas reservas al 31 de diciembre de 2014 asciende a M\$ 1.087.052, M\$ 576.289 al 31 de diciembre de 2013, ambos netos de impuestos diferidos.

23.5.3.- Otras reservas.

En este rubro se incluye la desafectación de la Revalorización del Capital Propio del ejercicio 2008 de acuerdo a la Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de fecha 20 de junio de 2008 incorporada en el capital emitido de acuerdo a lo establecido en la ley N° 18.046 artículo 10 inciso segundo y otras reservas que se reconocen de inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios de control conjunto.

23.6.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.

Los componentes de este rubro para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 y 2013 son los siguientes:

Ganancias (pérdidas) acumuladas	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Aplicación NIC 19 r	366.146	366.146
Utilidades acumuladas para pago de dividendos eventuales en ejercicios futuros	7.550.701	(368.745)
Reciclaje acumulado de superávit de reserva de revaluación	27.243.559	22.221.478
Oficio Circular N° 856 - SVS (*)	(7.489.177)	0
Dividendos provisorios	(25.144.629)	(9.431.460)
Resultado del período o ejercicio	49.274.065	21.087.901
Total	51.800.665	33.875.320

(*) El Oficio Circular N° 856 de la SVS, de fecha 17 de octubre de 2014 dispuso que la actualización de los activos y pasivos por impuestos diferidos que se producen como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley 20.780 (Reforma Tributaria), publicada el 29 de septiembre de 2014, se realizaran contra patrimonio.

23.7.- Transacciones con participaciones no controladoras.

Al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2014 y 2013, no se han realizado transacciones de adquisición de acciones con la participación no controladora.

23.8.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.

Movimientos al 31 de diciembre de 2014.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-12-2014	Porción atribuible a los accionistas de la controladora			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos			49.274.065			49.274.065
Reservas por revaluación						
Otro resultado integral, ganancia (pérdida) por revaluación.	63.597.582	(24.997.519)	38.600.063	63.597.582	(24.997.519)	38.600.063
Total movimientos del período o ejercicio	63.597.582	(24.997.519)	38.600.063	63.597.582	(24.997.519)	38.600.063
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos						
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	(1.918.143)	616.856	(1.301.287)	(1.918.143)	616.856	(1.301.287)
Total movimientos del período o ejercicio	(1.918.143)	616.856	(1.301.287)	(1.918.143)	616.856	(1.301.287)
Total movimientos del período o ejercicio	0	0	0	0	0	0
Total resultado integral			86.572.841			86.572.841



Movimientos al 31 de diciembre de 2013.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-12-2013	Porción atribuible a los accionistas de la controladora			Porción atribuible al interés no controlante			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos			21.087.900			1			21.087.901
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	(262.679)	52.535	(210.144)	0	0	0	(262.679)	52.535	(210.144)
Total movimientos del período o ejercicio	(262.679)	52.535	(210.144)	0	0	0	(262.679)	52.535	(210.144)
Total resultado integral			20.877.756			1			20.877.757

24.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

24.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$
Ventas	795.980.847	671.889.417
Venta de energía.	795.129.562	671.391.620
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	851.285	497.797
Prestaciones de servicios	43.554.062	46.736.134
Recargos regulados, peajes y transmisión.	827.772	471.207
Arriendo de equipos de medida.	1.947.944	2.780.450
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	792.335	1.064.379
Apoyos en postación.	1.182.959	3.025.454
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	9.718.896	10.858.872
Total	839.534.909	718.625.551

La Sociedad no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios en los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

24.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	23.144	106.262
Otros ingresos de operación.	1.186.505	1.308.637
Total	1.209.649	1.414.899

25.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítems del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013 que se adjunta, se descomponen como se indica en 25.1, 25.2, 25.3 y 25.4.

Gastos por naturaleza del estado de resultados por función	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2013 31-12-2013
	M\$	M\$
Costo de venta.	732.968.328	611.440.668
Costo de administración.	69.564.422	60.617.094
Total	802.532.750	672.057.762

25.1.- Gastos por naturaleza.

Apertura de gastos por naturaleza	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2013 31-12-2013
	M\$	M\$
Compra de energía.	666.875.388	551.699.872
Gastos de personal.	26.684.881	25.016.580
Gastos de operación y mantenimiento.	26.381.328	21.170.330
Gastos de administración.	51.139.681	43.884.101
Costos de mercadotecnia.	858.139	498.799
Depreciación.	17.645.942	17.529.129
Amortización.	6.345	19.616
Otros gastos varios de operación.	12.941.046	12.239.335
Total	802.532.750	672.057.762

25.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2013 31-12-2013
	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	22.887.229	21.532.034
Beneficios a corto plazo a los empleados.	1.088.231	1.047.283
Gasto por obligación por beneficios post empleo.	473.864	247.669
Beneficios por terminación.	2.235.557	2.189.594
Total	26.684.881	25.016.580

25.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2013 31-12-2013
	M\$	M\$
Depreciación		
Costo de ventas.	17.437.345	17.360.100
Gasto de administración.	208.597	169.029
Total depreciación	17.645.942	17.529.129
Amortización		
Costo de ventas.	3.870	3.474
Gasto de administración.	2.475	16.142
Total amortización	6.345	19.616
Total	17.652.287	17.548.745

25.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2013 31-12-2013
	M\$	M\$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipos.	(3.858.117)	(3.439.663)
Venta de chatarra.	451.791	518.389
Venta de propiedades, planta y equipo.	1.145.316	183.562
Juicios o arbitrajes.	(998.237)	(1.528.679)
Remuneraciones del directorio.	(78.742)	(107.769)
Otras (pérdidas) ganancias. (*)	13.402.196	1.812.573
Cambios en el valor razonable en propiedad de inversión.	(10.523)	0
Total	10.053.684	(2.561.587)

(*) ver nota 4.4

26.- RESULTADO FINANCIERO.

Los ítems adjuntos de ingresos financieros, costos financieros, resultados por unidades de reajustes y diferencias de cambio del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$
Ingresos financieros		
Intereses comerciales.	671.977	1.033.745
Otros ingresos financieros.	2.965.492	1.862.821
Total ingresos financieros	3.637.469	2.896.566
Costos financieros		
Gastos por préstamos bancarios.	(4.160.814)	(9.091.395)
Gastos por obligaciones con el público (bonos).	(6.559.967)	(3.768.855)
Otros gastos.	(746.661)	(4.581.572)
Total costos financieros	(11.467.442)	(17.441.822)
Total diferencias de cambio (*)	1.275	(3.993)
Total resultados por unidades de reajuste (**)	(12.290.638)	(4.617.680)
Total	(20.119.336)	(19.166.929)

26.1.- Composición diferencias de cambio. (*)

(*) Diferencias de cambio	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$
Diferencias de cambio por activos		
Total diferencias de cambio por activos	0	0
Diferencias de cambio por pasivos		
Otros pasivos financieros.	1.275	(3.993)
Total diferencias de cambio por pasivos	1.275	(3.993)
Total diferencia de cambios neta	1.275	(3.993)

26.2.- Composición unidades de reajuste. (**)

(**) Resultado por unidades de reajuste	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2013 31-12-2013
	M\$	M\$
Unidades de reajuste por activos		
Inventarios.	0	414
Activos por impuestos.	226.100	107.441
Total unidades de reajuste por activos	226.100	107.855
Unidades de reajuste por pasivos		
Otros pasivos financieros.	(12.511.685)	(4.729.187)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(5.053)	3.652
Total unidades de reajuste por pasivos	(12.516.738)	(4.725.535)
Total unidades de reajuste neto	(12.290.638)	(4.617.680)

27.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

En el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014, se procedió a calcular y contabilizar la renta líquida imponible con una tasa del 21% para el ejercicio comercial 2014, en base a lo dispuesto por la Ley N° 20.780, publicada en el Diario Oficial con fecha 29 de septiembre de 2014.

Entre las principales modificaciones introducidas por la Ley N°20.780 antes citada, se encuentra el aumento progresivo de la tasa del Impuesto de Primera Categoría, alcanzando el 27%, a partir del año comercial 2018, en el evento que se aplique el “Sistema de Tributación Parcialmente Integrado” establecido en la letra B) del artículo 14 de la Ley sobre Impuesto a la Renta. En caso que la sociedad opte por el “Sistema de Tributación de Renta Atribuida” establecido en la letra A) del artículo 14 de la Ley sobre Impuesto a la Renta, la tasa máxima llegaría al 25% desde el año comercial 2017.

La Ley N° 20.780 establece que los contribuyentes obligados a declarar sobre la base de sus rentas efectivas según contabilidad completa, podrán optar por aplicar las disposiciones referidas al Sistema de Tributación de Renta Atribuida o al Sistema de Tributación Parcialmente Integrado. Tratándose de sociedades anónimas, la opción que se elija deberá ser aprobada en junta extraordinaria de accionistas que deberá celebrarse antes de la vigencia del año comercial 2017. No obstante, si la sociedad anónima no ejerciere su opción, la ley dispone que se aplicará a ella el Sistema de Tributación Parcialmente Integrado establecido en la letra B) del artículo 14 de la Ley sobre Impuesto a la Renta.

Los efectos de la actualización de los activos y pasivos por impuestos diferidos en función de su período de reverso han sido contabilizados en el patrimonio de acuerdo con lo dispuesto en Oficio Circular N° 856 de la SVS de fecha 17 de octubre de 2014.

27.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013 se originó un abono a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M\$ 21.127.909 y un cargo M\$ 5.166.271, respectivamente.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2013 31-12-2013
	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes.	2.399.531	(1.939.988)
Ajustes al impuesto corriente de períodos anteriores.	882.462	(99.717)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	3.281.993	(2.039.705)
Impuestos diferidos		
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias.	15.682.699	(3.132.005)
Ajustes por impuestos diferidos de períodos anteriores.	2.163.217	5.439
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto	17.845.916	(3.126.566)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	21.127.909	(5.166.271)

27.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias, extranjero y nacional	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2013 31-12-2013
	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	3.281.993	(2.039.704)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	3.281.993	(2.039.704)
Impuestos diferidos		
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	17.845.916	(3.126.567)
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto	17.845.916	(3.126.567)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	21.127.909	(5.166.271)

27.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.

El siguiente cuadro muestra la conciliación entre el impuesto a las ganancias contabilizado y el que resultaría de aplicar la tasa efectiva por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2013 31-12-2013
	M\$	%	M\$	%
Ganancia contable	28.146.156		26.254.172	
Total de (gasto) ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(5.910.693)	21,0%	(5.250.834)	20,0%
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	25.804.146	-91,7%	618.966	-2,4%
Efecto fiscal de pérdidas fiscales	198.709	-0,7%		0,0%
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y gasto por impuestos (ingreso)	1.035.747	-3,7%	(534.403)	2,0%
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	27.038.602	-96,1%	84.563	-0,4%
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	21.127.909	-75,1%	(5.166.271)	19,6%

27.4.- Efecto en otros resultados integrales por impuestos a las ganancias.

Importes antes de impuestos	01-01-2014 31-12-2014			01-01-2013 31-12-2013		
	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancias (pérdidas) por revaluación.	63.597.582	(24.997.519)	38.600.063			0
Nuevas mediciones de planes de beneficios definidos.	(1.918.143)	616.856	(1.301.287)	(262.679)	52.535	(210.144)
Total		(24.380.663)			52.535	

28.- GANANCIAS POR ACCION.

La utilidad por acción básica se calcula dividiendo la utilidad atribuible a los accionistas de la Sociedad entre el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación en el año, excluyendo de existir, las acciones comunes adquiridas por CGE Distribución S.A. y mantenidas como acciones de tesorería.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2013 31-12-2013
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	49.274.065	21.087.900
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	276,90	118,48
Cantidad de acciones	177.952.073	177.981.620

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

29.- INFORMACION POR SEGMENTO.

29.1.- Criterios de segmentación.

La administración de CGE Distribución S.A. ha considerado como un solo segmento de negocio la distribución de energía eléctrica.

El principal negocio de la Sociedad es la distribución de electricidad, a través de las líneas de distribución, subestaciones eléctricas y otras instalaciones. En consecuencia, para efectos de la NIIF 8, se define como el único segmento operativo la distribución de energía eléctrica.

La distribución de energía eléctrica representa el 100 % de los ingresos de la Sociedad.

La información que se entrega al comité ejecutivo estratégico a nivel de estados de resultados por función y flujo de efectivo por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es la siguiente:

29.2.- Cuadros de resultados por segmentos.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Eléctrico	
	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$
	Ingresos de actividades ordinarias.	839.534.909
Costo de ventas	(732.968.328)	(611.440.668)
Ganancia bruta	106.566.581	107.184.883
Otros ingresos, por función.	1.209.649	1.414.899
Gasto de administración.	(69.564.422)	(60.617.094)
Otras ganancias (pérdidas).	10.053.684	(2.561.587)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	48.265.492	45.421.101
Ingresos financieros.	3.637.469	2.896.566
Costos financieros.	(11.467.442)	(17.441.822)
Diferencias de cambio.	1.275	(3.993)
Resultados por unidades de reajuste.	(12.290.638)	(4.617.680)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	28.146.156	26.254.172
Gasto por impuestos a las ganancias.	21.127.909	(5.166.271)
Ganancia (pérdida)	49.274.065	21.087.901
Ganancia (pérdida) atribuible a		
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	49.274.065	21.087.900
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	0	1
Ganancia (pérdida)	49.274.065	21.087.901
Depreciación	17.645.942	17.529.129
Amortización	6.345	19.616
EBITDA	55.864.095	65.531.433

29.3.- Cuadros de resultados por segmentos geográficos.

Información de segmentos por áreas geográficas	Chile	
	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$
	Ingresos de actividades ordinarias.	839.534.909

29.4.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	Eléctrico	
	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$
	Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación.	(22.640.913)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión.	(23.573.474)	(26.966.089)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación.	40.490.096	(67.204.311)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	(5.724.291)	(4.889.983)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.		
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(5.724.291)	(4.889.983)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	11.943.521	16.833.504
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	6.219.230	11.943.521

30.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.

La Sociedad al 31 de diciembre de 2014 y 2013, no presenta saldos por este concepto.

31.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS

31.1.- Juicios y otras acciones legales.

31.1.01.-	Nombre del Juicio:	“Miranda con CGE Distribución S.A.”
	Fecha:	19 de septiembre de 2007.
	Tribunal:	1° Civil de Concepción.
	Rol:	4385-2007.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por término de contrato de construcción de instalaciones eléctricas.
	Cuantía:	M\$ 113.000.
	Estado:	A la fecha, no se ha dictado nueva sentencia de primera instancia.

- 31.1.02.- Nombre del Juicio: "Colil Almendra con CGE Distribución S.A."
Fecha: 7 de mayo de 2010.
Tribunal: 1° Juzgado de Letras de Coronel.
Rol: 72915-2010.
Materia: Se reclama pago de indemnización por servidumbre.
Cuantía: M\$ 57.200.
Estado: Con fecha 27 de agosto de 2013, se dicta sentencia de primera instancia que rechaza la demanda. Con fecha 26 de septiembre de 2013, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Concepción, que se encuentra pendiente de resolución.
- 31.1.03.- Nombre del juicio: "Quiroz y Otro con CGED".
Fecha: 31 de marzo de 2011.
Tribunal: 2° Juzgado de Letras en lo Civil de Curicó.
Rol: 209-2011.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicio por incumplimiento contractual relativo al contrato de suministro.
Cuantía: M\$21.302.
Estado: Recurso de apelación pendiente de resolución.
- 31.1.04.- Nombre del Juicio: "Montero con CGED."
Fecha: 19 de enero de 2011.
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Temuco.
Rol: 668-2011.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por responsabilidad extracontractual por instalación de tendido eléctrico sin autorización de la propietaria.
Cuantía: M\$ 25.000.
Estado: Período de discusión.
- 31.1.05.- Nombre del Juicio: "Ustovic con CGED."
Fecha: 4 de enero de 2013.
Tribunal: Juzgado de Letras de Villarrica.
Rol: 6-2013.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por responsabilidad extracontractual por instalación de tendido eléctrico sin autorización de la propietaria.
Cuantía: M\$ 33.878.
Estado: Con fecha 31 de marzo de 2014, se dictó sentencia de primera instancia, condenando a CGE Distribución al pago de una indemnización por franja de servidumbre ascendente a M\$ 12.729. Con fecha 30 de mayo de 2014, CGE Distribución presentó recurso de casación en la forma y apelación ante la Corte de Apelaciones de Temuco, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 31.1.06.- Nombre del Juicio: "Díaz con CGED."
Fecha: 30 de julio de 2012.
Tribunal: 22º Juzgado Civil de Santiago.

- Rol: 16774-2012.
Materia: Indemnización de perjuicios provocados por incendio de un inmueble de propiedad de la demandante.
Cuantía: M\$ 250.000.
Estado: Etapa de prueba.
- 31.1.07.- Nombre del Juicio: "Sánchez con CGED."
Fecha: 12 de septiembre de 2012.
Tribunal: 15º Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 17694-2012.
Materia: Indemnización de perjuicios provocados por incendio de un inmueble de propiedad de la demandante.
Cuantía: M\$ 120.887.
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.
- 31.1.08.- Nombre del Juicio: "Restaurante Parrilladas a la Argentina con CGED."
Fecha: 7 de enero de 2013.
Tribunal: 10º Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 19056-2012.
Materia: Indemnización de perjuicios por daños en artefactos eléctricos al reponer el servicio eléctrico.
Cuantía: M\$ 26.000.
Estado: Con fecha 18 de diciembre de 2013, el tribunal de primera instancia dictó sentencia que acogió la demanda por M\$ 490, lo que a la fecha no se ha notificado.
- 31.1.09.- Nombre del Juicio: "Guajardo con Lizama".
Fecha: 2 de agosto de 2013.
Tribunal: 2º Juzgado de Letras de Buin.
Rol: 66-2013.
Materia: Indemnización de perjuicios provocado por contacto de un tercero con líneas de propiedad de CGED.
Cuantía: M\$ 229.000.
Estado: Con fecha 01 de agosto de 2014, se citó a las partes a oír sentencia.
- 31.1.10.- Nombre del Juicio: "Moncada con CGED."
Fecha: 24 de julio de 2013.
Tribunal: 23º Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 9386-2013.
Materia: Indemnización de perjuicios provocado por contacto de un tercero con líneas de propiedad de CGED.
Cuantía: M\$ 526.000.
Estado: Con fecha 17 de diciembre de 2014, se dictó sentencia de primera instancia que rechazó la demanda, encontrándose pendiente la notificación a las partes.
- 31.1.11.- Nombre del Juicio: "Fisco con CGED."
Fecha: 12 de noviembre de 2013.
Tribunal: 7º Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 10037-2013.
Materia: Demanda de cobro de pesos por reembolso de pago por

- traslado de instalaciones.
 Cuantía: M\$ 306.320.
 Estado: Período de discusión.
- 31.1.12.- Nombre del Juicio: “Edith Pizarro y otro con CGED.”
 Fecha: 23 de diciembre de 2013.
 Tribunal: 2° Juzgado de Policía Local de Rancagua.
 Rol: 138451-2013.
 Materia: Querrela infraccional y demanda civil de indemnización de perjuicios por suspensión de suministro eléctrico.
 Cuantía: M\$ 36.000.
 Estado: Con fecha 28 de abril de 2014, se citó a las partes a oír sentencia.
- 31.1.13.- Nombre del Juicio: “Ulloa con CGED.”
 Fecha: 16 de diciembre de 2013.
 Tribunal: 2° Juzgado Civil de Temuco.
 Rol: 267-2013.
 Materia: Indemnización de perjuicios basada en caída de poste sobre vehículo demandante.
 Cuantía: M\$ 100.000.
 Estado: Etapa de discusión.
- 31.1.14.- Nombre del Juicio: “Catalán con CGED.”
 Fecha: 15 de noviembre de 2012.
 Tribunal: 7º Juzgado Civil de Santiago.
 Rol: 38.597-2011.
 Materia: Indemnización de perjuicios por problemas de atención comercial.
 Cuantía: M\$ 28.000.
 Estado: Con fecha 11 de septiembre de 2014, se dictó sentencia de primera instancia que rechazó la demanda. Pendiente notificación de CGED.
- 31.1.15.- Nombre del Juicio: “Lucas con CGED.”
 Fecha: 3 de enero de 2014.
 Tribunal: Juzgado de Letras de Villarrica.
 Rol: 673-2013.
 Materia: Indemnización de perjuicios basado en conexiones de servicios en inmueble del demandante sin autorización de éste.
 Cuantía: M\$ 200.000.
 Estado: Se presentó recurso de apelación el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 31.1.16.- Nombre del Juicio: “Ingeniería Paviol con CGED.”
 Fecha: 27 de enero de 2014.
 Tribunal: 25° Juzgado Civil de Santiago.
 Rol: 17455-13.
 Materia: Juicio ejecutivo que intenta el cumplimiento de sentencia arbitral.
 Cuantía: M\$ 50.828.

	Estado:	Etapa de prueba.
31.1.17.-	Nombre del Juicio:	“Illanes con CGED.”
	Fecha:	14 de enero de 2014.
	Tribunal:	22° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol:	17914-2013.
	Materia:	Demanda por accidente eléctrico provocado por contacto de tercero con líneas de propiedad de CGE Distribución.
	Cuantía:	M\$ 424.000.
	Estado:	Se encuentra pendiente el plazo para que la demandante presente un recurso de casación en el fondo ante la Corte Suprema.
31.1.18.-	Nombre del Juicio:	“Ojeda Fuentes con CGED.”
	Fecha:	27 de enero de 2014.
	Tribunal:	21° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol:	20193-13.
	Materia:	Demanda por accidente eléctrico provocado por contacto de tercero con líneas de propiedad de CGE Distribución.
	Cuantía:	M\$ 300.000.
	Estado:	Etapa de prueba.
31.1.19.-	Nombre del Juicio:	“Caamaño con CGE Distribución.”
	Fecha:	11 de marzo de 2014.
	Tribunal:	2° Juzgado Civil de Concepción.
	Rol:	7126-2013.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por existencia de instalaciones de CGED en predio de la demandante.
	Cuantía:	M\$ 70.000.
	Estado:	Etapa de discusión.
31.1.20.-	Nombre del Juicio:	“Inocenti con CGE Distribución.”
	Fecha:	14 de mayo de 2014.
	Tribunal:	3° Juzgado Civil de Concepción.
	Rol:	1073-2014.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por demora en cambio de tarifa de BT3 a BT1.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapa de discusión.
31.1.21.-	Nombre del Juicio:	“Araya, Sara con CGED.”
	Fecha:	24 de abril de 2014.
	Tribunal:	3° Juzgado Civil de Talca.
	Rol:	1123-2014.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por servidumbre.
	Cuantía:	M\$ 40.000.
	Estado:	Etapa de discusión.
31.1.22.-	Nombre del Juicio:	“Landaeta Navarrete con CGED.”
	Fecha:	15 de junio de 2014.
	Tribunal:	15° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol:	11419-2014.

	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por existencia de instalaciones de CGED en predio de demandante.
	Cuantía:	M\$ 158.000.
	Estado:	Etapas de discusión.
31.1.23.-	Nombre del Juicio:	“Las Minillas S.A. con CGED S.A.”
	Fecha:	17 de diciembre de 2013.
	Tribunal:	2° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol:	19686-2013.
	Materia:	Demanda cumplimiento de contrato con indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 60.000.
	Estado:	Etapas de discusión.
31.1.24.-	Nombre del Juicio:	“Agrícola y Forestal Flor del Lago S.A. con CGED S.A.”
	Fecha:	23 de septiembre de 2014.
	Tribunal:	2° Juzgado de Letras de Villarrica.
	Rol:	488-2014.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por poda de árboles no autorizada.
	Cuantía:	M\$ 56.078.
	Estado:	Etapas de discusión.
31.1.25.-	Nombre del Juicio:	“CGED S.A. con Municipalidad del Buin”.
	Fecha:	18 de enero de 2013.
	Tribunal:	Juzgado de Letras de Buin.
	Rol:	67-2013.
	Materia:	Demanda cumplimiento de contrato de alumbrado público indemnización de perjuicio.
	Cuantía:	M\$1.227.291.
	Estado:	Con fecha de 12 de junio, se citó a las partes a oír sentencia.
31.1.26.-	Nombre del Juicio:	“CGED S.A. con Municipalidad del Buin”.
	Fecha:	18 de enero de 2013.
	Tribunal:	Juzgado de Letras de Buin.
	Rol:	66-2013.
	Cuantía:	M\$601.332.
	Materia:	Demanda de cobro de pesos.
	Estado:	Con fecha 20 de noviembre de 2014, se dictó sentencia que acogió la demanda contra la Municipalidad, encontrándose pendiente la notificación de dicha sentencia.
31.1.27.-	Nombre de Juicio:	“CGED S.A. con Municipalidad de Talagante”.
	Fecha:	30 de junio de 2014.
	Tribunal:	1° Juzgado Civil de Talagante.
	Rol:	640-2014.
	Cuantía:	UF 22.774.
	Materia:	Cumplimiento de contrato de reposición de luminarias para alumbrado público, con indemnización de perjuicios.
	Estado:	Etapas de Discusión.

- 31.1.28.- Nombre del Juicio: “CGED S.A. con Sun Chemical Chile S.A.”
 Fecha: 5 de agosto de 2014.
 Tribunal: 25° Juzgado Civil de Santiago.
 Rol: 16651-2014.
 Materia: Demanda de cumplimiento de contrato con indemnización de perjuicios.
 Cuantía: M\$118.293.
 Estado: Etapa de Discusión.
- 31.1.29.- Nombre del Juicio: “CGEDcon Endesa”.
 Fecha: 5 de agosto de 2014.
 Tribunal: 4° Juzgado civil de Santiago.
 Rol: 14721-2014.
 Materia: Nulidad de Cláusula arbitral de contratos de suministro de fechas 11 de junio de 2007, 13 de julio de 2009 y 18 de noviembre de 2009.
 Cuantía: No hay.
 Estado: Etapa de Discusión.
- 31.1.30.- Nombre de Juicio: “CGED con AES Gener”.
 Fecha: 19 de agosto de 2014
 Tribunal: 14° Juzgado Civil de Santiago.
 Rol: 14708-2014.
 Materia: Nulidad de Cláusula arbitral de contratos de suministro de fecha 27 de diciembre de 2012.
 Cuantía: No hay.
 Estado: Etapa de Discusión.
- 31.1.31.- Nombre de Juicio: “CGED con Colbún”.
 Fecha: 18 de agosto de 2014.
 Tribunal: 23° Juzgado Civil de Santiago.
 Rol: 14692-2014
 Materia: Nulidad de Cláusula arbitral de contratos de suministro de fechas 31 de mayo de 2007 y 13 de julio de 2009.
 Cuantía: No hay.
 Estado: Etapa de Discusión.
- 31.1.32.- Nombre de Juicio: “CGED con Empresa Eléctrica Diego de Almagro”.
 Fecha: 5 de septiembre de 2014.
 Tribunal: 19° Juzgado Civil de Santiago.
 Rol: 19876-2014.
 Materia: Nulidad de Cláusula arbitral de contratos de suministro de fecha 30 de diciembre de 2009.
 Cuantía: No hay.
 Estado: Para notificar demanda.
- 31.1.33.- Nombre de Juicio: “Colbún con CGED”.
 Fecha: 10 de noviembre de 2014.
 Árbitro: Francisco Orrego Vicuña.
 Rol: 2103-2014.
 Materia: Cumplimiento de contrato de suministro de energía eléctrica con indemnización de perjuicios.

	Cuantía:	M\$2.507.692
	Estado:	Etapa de discusión.
31.1.34.-	Nombre de Juicio:	“Endesa con CGED”.
	Fecha:	29 de octubre de 2009.
	Árbitro:	Andrés Cuneo Macchiavello.
	Rol:	2141-2014.
	Materia:	Cumplimiento de contrato de suministro de energía eléctrica con indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapa de discusión.
31.1.35.-	Nombre de Juicio:	“AES Gener con CGED”
	Fecha:	13 de noviembre de 2014.
	Árbitro:	Miguel Amunategui Monckeberg.
	Rol:	2151-2014.
	Materia:	Cumplimiento de contrato de suministro de energía eléctrica con indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapa de discusión-
31.1.36.-	Nombre del Juicio:	“Agrícola Esmeralda con Emelectric”
	Fecha:	6 de octubre de 2011.
	Tribunal:	1° Juzgado de Letras de Melipilla.
	Rol:	2.353-2011
	Materia:	Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
	Cuantía:	M\$ 5.034.580.
	Estado:	Con fecha 17 de septiembre de 2014, se dictó sentencia de primera instancia que acoge la demanda por M\$ 1.322.486, , se presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones, el que se encuentra pendiente de resolución.
31.1.36.-	Nombre del Juicio:	“Cisternas con Emelectric”.
	Fecha:	10 de julio de 2012.
	Tribunal:	Juzgado de Letras de Cauquenes.
	Rol:	355-2012.
	Materia:	Demanda de Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
	Cuantía:	M\$ 2.877.980.
	Estado:	Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.
31.1.38.-	Nombre del Juicio:	“Sucesión Gabriel Yañez con Emelectric”.
	Fecha:	5 de septiembre de 2012.
	Tribunal:	Juzgado de Letras de Cauquenes.
	Rol:	506-2012.
	Materia:	Demanda de Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
	Cuantía:	M\$ 3.014.350.
	Estado:	Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.

- 31.1.39.- Nombre del Juicio: "Sociedad Agrícola Las Mercedes con Emelectric".
Fecha: 29 de noviembre de 2012.
Tribunal: Juzgado de Letras en lo Civil de Talca.
Rol: 3184-2013.
Materia: Demanda de Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 516.811.
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.
- 31.1.40.- Nombre del Juicio: "Municipalidad de El Monte con Emelectric".
Fecha: 13 de diciembre de 2012.
Tribunal: 1° Juzgado de Letras de San Bernardo.
Rol: 2642-2012.
Materia: Demanda de nulidad absoluta de obligación de dar, y en subsidio, declaración del pago de lo no debido.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Etapa de prueba.
- 31.1.41.- Nombre del Juicio: "Fuentes con Emelectric".
Fecha: 9 de enero de 2013.
Tribunal: Juzgado de Letras de Melipilla.
Rol: 1856-2012.
Materia: Indemnización de perjuicios por el emplazamiento de instalaciones eléctricas sin la autorización del propietario del inmueble.
Cuantía: M\$ 40.600.
Estado: Etapa de discusión.
- 31.1.42.- Nombre del Juicio: "Fisco con Emelectric".
Fecha: 9 de julio de 2013.
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Rancagua.
Rol: 3701-2013.
Materia: Demanda en juicio de hacienda por reembolso de pago por traslado de instalaciones.
Cuantía: M\$ 71.956.
Estado: Período de discusión.
- 31.1.43.- Nombre del Juicio: "Castro con Emelectric".
Fecha: 18 de junio de 2013.
Tribunal: 1° Juzgado de Letras de Santa Cruz.
Rol: 615-2013.
Materia: Reivindicación e indemnización de perjuicios por el emplazamiento de instalaciones eléctricas sin la autorización del propietario del inmueble.
Cuantía: M\$ 65.000.
Estado: Recurso de Apelación pendiente de resolución.
- 31.1.44.- Nombre del Juicio: "Inversiones, Asesorías y Capacitación Castellano Ltda. con Emelectric".
Fecha: 14 de octubre de 2013.
Tribunal: Juzgado de Letras de Litueche.
Rol: 59-2013.

	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en el predio de la demandante.
	Cuantía:	M\$ 150.000.
	Estado:	Etapas de discusión.
31.1.45.-	Nombre del Juicio:	“Aravena Aravena, Ana con Emelectric”.
	Fecha:	14 de noviembre de 2013.
	Tribunal:	Juzgado de Letras de Cauquenes.
	Rol:	89-2013.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en el predio de la demandante.
	Cuantía:	M\$ 222.125.
	Estado:	Etapas de discusión.
31.1.46.-	Nombre del Juicio:	“Quiroz con Emelectric”.
	Fecha:	3 de diciembre de 2013.
	Tribunal:	Juzgado Civil de Cauquenes.
	Rol:	559-2013.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por incendio en predio de la demandante.
	Cuantía:	M\$ 173.000.
	Estado:	Etapas de prueba finalizada, diligencias pendientes.
31.1.47.-	Nombre del Juicio:	“Fisco con Emelectric”.
	Fecha:	16 de diciembre de 2013.
	Tribunal:	2° Juzgado Civil de Rancagua.
	Rol:	8341-2013.
	Materia:	Demanda en juicio de hacienda por reembolso de pago por traslado de instalaciones.
	Cuantía:	M\$ 41.677.
	Estado:	Etapas de Prueba.
31.1.48.-	Nombre del Juicio:	“Torres con Viña San Pedro y Emelectric”.
	Fecha:	2 de septiembre de 2013.
	Tribunal:	15° Juzgado de Letras en lo Civil de Santiago.
	Rol:	12498-2013.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por fallecimiento por electrocución.
	Cuantía:	M\$ 400.000.
	Estado:	Con fecha 22 de septiembre de 2014, se citó a las partes a oír sentencia.
31.1.49.-	Nombre del Juicio:	“Alvarez Vergara y otros con Emelectric”.
	Fecha:	2 de enero de 2014.
	Tribunal:	Juzgado de Letras en lo Civil de Molina.
	Rol:	2654-2013.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
	Cuantía:	M\$ 49.516.
	Estado:	Etapas de prueba.

- 31.1.50.- Nombre del Juicio: "Aseguradora Magallanes con CGE Distribución y Emelectric."
Fecha: 2 de enero de 2014.
Tribunal: 28° Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 5334-2014.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
Cuantía: MUS\$ 640,7.
Estado: Etapa de discusión.
- 31.1.51.- Nombre del Juicio: "Aseguradora Magallanes con CGE Distribución y Emelectric."
Fecha: 2 de enero de 2014.
Tribunal: 28° Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 5335-2014.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
Cuantía: MUF 3,1.
Estado: Etapa de discusión.
- 31.1.52.- Nombre del Juicio: "Yañez Pedro y otros con Emelectric."
Fecha: 11 de octubre de 2013.
Tribunal: Juzgado de Letras de Cauquenes.
Rol: 679-2013
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 1.458.000.
Estado: Etapa de discusión.
- 31.1.53.- Nombre del Juicio: "Ruz y otro con Emelectric."
Fecha: 7 de junio de 2014.
Tribunal: Juzgado de Letras de Cauquenes.
Rol: 430-2013.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Etapa de discusión.
- 31.1.54.- Nombre del Juicio: "Sociedad Forestal con Emelectric y CGE Distribución."
Fecha: 7 de mayo de 2014.
Tribunal: 20° Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 20018-2013.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 405.762.
Estado: Etapa de discusión.
- 31.1.55.- Nombre del Juicio: "Padilla y otros con Emelectric."
Fecha: 7 de mayo de 2014.
Tribunal: Juzgado de Letras y Garantía de Litueche.
Rol: 12-2014.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio

		de los demandantes.
	Cuantía:	M\$ 74.401.
	Estado:	Etapa de discusión.
31.1.56.-	Nombre del Juicio:	“Fisco con Emelectric.”.
	Fecha:	7 de agosto de 2014.
	Tribunal:	1º Juzgado Civil de Talca.
	Rol:	957-2014.
	Materia:	Demanda en juicio de hacienda por reembolso de pago por traslado de instalaciones.
	Cuantía:	M\$ 121.615.
	Estado:	Etapa de discusión.
31.1.57.-	Nombre del Juicio:	“González con Emelectric.”.
	Fecha:	13 de mayo de 2014.
	Tribunal:	3º Juzgado Civil de Talca.
	Rol:	1330-2014.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio del demandante.
	Cuantía:	M\$ 2.836.487.
	Estado:	Etapa de discusión.
31.1.58.-	Nombre del Juicio:	“Baltierra con Emelectric.”.
	Fecha:	16 de junio de 2014.
	Tribunal:	2º Juzgado Civil de Talca.
	Rol:	1330-2014.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio del demandante.
	Cuantía:	M\$ 698.628.
	Estado:	Etapa de discusión.
31.1.59.-	Nombre del Juicio:	“Céspedes con Emelectric.”.
	Fecha:	23 de junio de 2014.
	Tribunal:	3º Juzgado Civil de Talca.
	Rol:	1791-2014.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio del demandante.
	Cuantía:	M\$ 48.335.
	Estado:	Etapa de discusión.
31.1.60.-	Nombre del Juicio:	“Forestal Los Molinos con Emelectric.”.
	Fecha:	09 de septiembre de 2014.
	Tribunal:	1º Juzgado Civil de Talca.
	Rol:	1079-2014.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio del demandante.
	Cuantía:	M\$ 448.914.
	Estado:	Etapa de discusión.
31.1.61.-	Nombre del Juicio:	“Manzo Carrasco con Emelectric.”.
	Fecha:	8 de octubre de 2014.
	Tribunal:	Juzgado de Letras de Melipilla.

	Rol:	2661-2014.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio del demandante.
	Cuantía:	M\$ 21.258.
	Estado:	Etapa de Discusión.
31.1.62.-	Nombre del Juicio:	“Endesa con Emelectric”
	Fecha:	26 de noviembre de 2011.
	Árbitro:	Miguel Amunategui Monckeberg
	Rol:	2082-2014.
	Materia:	Cumplimiento de contratos de suministro de energía eléctrica con indemnización de perjuicio.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapa de Discusión.
31.1.63.-	Nombre del Juicio:	“AES Gener con Emelectric”.
	Fecha:	6 de noviembre de 2014
	Árbitro:	Orlando Poblete Iturra
	Rol:	2150-2014.
	Materia:	Cumplimiento de contratos de suministro de energía eléctrica con indemnización de perjuicio.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapa de discusión.
31.1.64.-	Nombre del Juicio:	“Agrícola San José Ltda. con Emetal”.
	Fecha:	5 de abril de 2012.
	Tribunal:	1º Juzgado de Letras en lo Civil de Talca.
	Rol:	820-2012.
	Materia:	Demanda de Indemnización de perjuicios por incendio.
	Cuantía:	M\$ 1.485.602.
	Estado:	Con fecha 30 de mayo de 2014, se dictó sentencia de primera instancia que condenó a Emetal a pagar M\$ 638.540 Con fecha 25 de junio de 2014, se presentaron recursos de casación en la forma y apelación ante la corte de apelaciones de Talca, los que se encuentran pendiente de resolución.
31.1.65.-	Nombre del Juicio:	“Andrade, José Miguel con EMETAL”.
	Fecha:	12 de marzo de 2012.
	Tribunal:	4º Juzgado de Letras en lo Civil de Talca.
	Rol:	503-2012.
	Materia:	Demanda de Indemnización de perjuicios por electrocución de caballo.
	Cuantía:	M\$ 30.000.
	Estado:	Etapa de discusión.
31.1.66.-	Nombre del Juicio:	“Verdugo y otros con EMETAL”.
	Fecha:	04 de junio de 2014.
	Tribunal:	Juzgado de Policía Local de San Clemente.
	Rol:	903-2014.
	Materia:	Denuncia y demanda por infracción a la Ley de protección a Derechos del Consumidor.
	Cuantía:	M\$ 134.000.

	Estado:	Etapa de discusión.
31.1.67.-	Nombre del Juicio:	“Elecda, Emetal y otros con Endesa”.
	Fecha:	22 de septiembre de 2014.
	Tribunal:	Juzgado Civil de Santiago.
	Rol:	14.689-2014.
	Materia:	Nulidad de Clausula arbitral de contrato de suministro de fecha 27 de junio de 2007.
	Cuantía:	No hay.
	Estado:	Etapa de discusión.
31.1.68.-	Nombre del Juicio:	“Elecda, Emetal y otros con Aes Gener”.
	Fecha:	2 de agosto de 2014.
	Tribunal:	Juzgado Civil.
	Rol:	14.722-2014.
	Materia:	Nulidad de Clausula arbitral de contrato de suministro de fecha 29 de junio de 2007.
	Cuantía:	No hay.
	Estado:	Etapa de discusión.
31.1.69.-	Nombre del Juicio:	“Endesa con Emetal”.
	Fecha:	25 de septiembre de 2014.
	Árbitro:	Francisco Orrego Vicuña.
	Rol:	2081-2014.
	Materia:	Cumplimiento de contratos de suministro de energía eléctrica con indemnización de perjuicio.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapa de Discusión.
31.1.70.-	Nombre del Juicio:	“AES Gener con Emetal”.
	Fecha:	6 de noviembre de 2014.
	Árbitro:	Orlando Poblete Iturra.
	Rol:	2149-2014.
	Materia:	Cumplimiento de contratos de suministro de energía eléctrica con indemnización de perjuicio.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapa de Discusión.

Las contingencias enunciadas en el punto 31.1, cuentan la mayoría con seguros y de ser desfavorables para la sociedad, esta no comprometen su patrimonio.

31.2.- Sanciones administrativas:

CGE Distribución S.A.:

31.2.01.- Con fecha 14 de enero de 20105, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante Resolución Exenta Número 85-2005, aplicó a CGE Distribución una sanción ascendente a 550 UTM por no dar respuesta a solicitudes y reclamos de clientes dentro de plazo de 30 días establecidos en oficio circular N° 4853 de la SEC, el procedimiento se encuentra pendiente de resolución de la reposición.

- 31.2.02.- Con fecha 28 de julio de 2014, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante Resolución Exenta Número 4397-2014, aplicó a CGE Distribución una sanción ascendente a 650 UTM por falta de poda en alimentadores. Con fecha 15 de agosto de 2014, se presentó un recurso de reposición que se encuentra pendiente de resolución. Dicha corte acogió parcialmente la reclamación mediante sentencia de fecha 1 de diciembre de 2014, rebajando la multa impuesta a un monto de 325 UTM, cuyo pago se encuentra pendiente.
- 31.2.03.- Con fecha 02 de mayo de 2014, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante Resolución Exenta Número 16-2014, aplicó a CGE Distribución una sanción ascendente a 870 UTM por cambio de opción tarifaria a cliente no autorizado y entrega de información errónea, con fecha 01 de agosto de 2014, se acogió parcialmente un recurso jerárquico, rebajando la multa referida a 570 UTM. Se encuentra pendiente el pago de dicha multa.
- 31.2.04.- Con fecha 2 de enero de 2014, La Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante Resolución Exenta N° 02409, impuso una multa de 26.210 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 131 del DFL N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Con fecha 15 de enero de 2014, se presentó un recurso de reposición contra dicha resolución, que se encuentra pendiente de resolución.
- 31.2.05.- Con fecha 2 de enero de 2014, La Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante Resolución Exenta N° 02408, impuso una multa de 2.520 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 131 del DFL N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Con fecha 15 de enero de 2014, Emetal interpuso recurso de reposición ante la SEC, cuya resolución se encuentra aún pendiente.

31.3.- Otros de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

La Sociedad no tiene conocimiento de otro tipo de sanciones aplicadas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles al 31 de diciembre de 2014.

31.4.- Sanciones.

31.4.1.- De la Superintendencia de Valores y Seguros.

La Sociedad, los Directores y Ejecutivos de las empresas que componen CGE Distribución S.A., no han sido sancionados por la Superintendencia de Valores y Seguros durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014.

31.4.2.- De otras autoridades administrativas.

La Sociedad, sus Directores y Ejecutivos no han sido sancionados por otras autoridades administrativas durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014.

31.5.- Restricciones.

CGE Distribución S.A. ha convenido con bancos, acreedores y tenedores de bonos los siguientes covenants financieros medidos sobre la base de los estados financieros, y para ello se define:

Ebitda: se calcula a partir del estado de resultados por función considerando; Ganancia bruta + Otros ingresos por función – Costos de distribución – Gastos de administración – Otros gastos por función + depreciación del ejercicio + Amortización de intangibles. Ver nota 29.3 con cálculo de Ebitda por segmento.

Costos financieros netos: se calcula a partir del estado de resultados por función considerando; Ingresos financieros – Costos financieros.

Total deuda financiera: se calcula a partir del estado de situación financiera clasificado (patrimonio y pasivos) considerando; Otros pasivos financieros corrientes + Otros pasivos financieros no corrientes.

Las principales restricciones son:

Indice	Medición	Factor	Resultado	Periodicidad de medición	Procedencia
Razón de endeudamiento	Total pasivo / total patrimonio neto	< 0 = 1,5 veces	1,07 Veces	Trimestral	Bonos
Razón de endeudamiento financiero	(Total deuda financiera - efectivo y equivalente al efectivo) / total patrimonio neto	< 0 = 1,25 veces	0,57 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/total deuda financiera no garantizada	> 0 = 1,2 veces	3,57 Veces	Trimestral	Bonos
Patrimonio mínimo	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	> UF 6.700.000	UF 19.059.358	Trimestral	Bonos
Activos esenciales	Activos sector electricidad, incluido efectivo y equivalentes al efectivo, sobre Total de Activos	> 0 = 70 % de Activo Totales	99,26 % de los Activos Totales	Trimestral	Bonos
Activos esenciales sobre deuda (Bonos)	Activos esenciales / Capital Insoluto Bonos Serie B	Activos esenciales > 0 = 2 veces saldos insoluto bonos	16,63 Veces	Trimestral	Bonos

Al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2014 la Sociedad se encuentra en cumplimiento de dichas restricciones y compromisos.

32.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.

32.1.- Garantías comprometidas con terceros.

Existen garantías directas entregadas por montos menores para el cumplimiento en la construcción de obras solicitadas por terceros que totalizan al 31 de diciembre de 2014 M\$ 149.117 y M\$ 155.235 al 31 de diciembre de 2013.

33.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL

La distribución de personal de la Sociedad para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

Subsidiaria / área	31-12-2014				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
BUIN	0	2	6	8	4
CHILLAN	0	16	9	25	19
CONCEPCION	1	73	37	111	87
CORONEL	0	11	7	18	13
CURICO	0	21	10	31	24
LINARES	0	12	5	17	13
LOS ANGELES	0	11	7	18	13
RANCAGUA	1	90	51	142	108
SAN BERNARDO	1	106	105	212	142
SAN FERNANDO	0	16	8	24	18
SANTIAGO	15	89	29	133	113
TALCA	0	104	52	156	121
TALCAHUANO	0	5	10	15	8
TEMUCO	0	47	29	76	56
TOME	0	6	3	9	7
VILLARRICA-PUCON	0	11	3	14	12
Total	18	620	371	1.009	758

Subsidiaria / área	31-12-2013				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
BUIN	0	0	8	8	9
CHILLAN	0	8	17	25	27
CONCEPCION	0	32	64	96	106
CORONEL	0	8	13	21	21
CURICO	0	7	24	31	33
LINARES	0	4	12	16	18
LOS ANGELES	0	5	14	19	22
RANCAGUA	1	42	84	127	136
SAN BERNARDO	1	53	149	203	215
SAN FERNANDO	0	13	19	32	33
SANTIAGO	16	95	26	137	131
TALCA	0	55	105	160	174
TALCAHUANO	0	6	11	17	18
TEMUCO	1	27	45	73	83
TOME	0	3	7	10	11
VILLARRICA-PUCON	0	5	13	18	19
Total	19	363	611	993	1.056

34.- MEDIO AMBIENTE

CGE Distribución S.A., participa en el mercado de la distribución de energía eléctrica, y más allá de la naturaleza eminentemente eficiente del sector, hace esfuerzos permanentes por mejorar su desempeño ambiental. A su vez, esta empresa cumple y hace seguimiento proactivo a la normativa ambiental de manera de cumplirla cabalmente en forma sostenida. Además de lo anterior, todos



los proyectos eléctricos en que la empresa participa cumplen con la normativa y reglamentación existente sobre la materia, los cuales incluyen, en proyectos que así lo requieran, ser sometidos a procesos de calificación ambiental, mediante el Servicio de Evaluación Ambiental. En este mismo sentido, esta empresa ha suscrito el compromiso de medir su huella de carbono, iniciativa tendiente a identificar los impactos ambientales, en materia de gases de efecto invernadero, detectar las fuentes de emisión y eventualmente comprometer planes de reducción.

La Sociedad no ha sido afectada con desembolsos relacionados con el medioambiente para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

35.- HECHOS POSTERIORES.

Entre el 31 de diciembre de 2014, fecha de cierre de los presentes estados financieros y su fecha de presentación, no han ocurrido hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el resultado y patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.

Marcelo Jacard Besoain
Subgerente Corporativo de Contabilidad

Alvaro Castillo Aguilera
Gerente de Administración y Personas

Cristian Saphores Martínez
Gerente General

OFICINAS

Oficina Central (Santiago):	Presidente Riesco N° 5561, piso 14.
Melipilla:	Ortuzar N° 376
El Monte:	Los Libertadores N° 474
Santa Cruz:	Rafael Casanova N° 175
Pichilemu:	J.J. Aguirre N° 232
Curicó:	Estado N° 237
Hualañé:	Av. 11 de Septiembre N° 100
Talca:	2 Norte N° 798
San Clemente:	Huamachuco N° 721
Constitución:	O'Higgins N° 756
Cauquenes:	Yungay N° 256
Parral:	Carrera Pinto N° 109
San Carlos:	El Roble N° 556
Pelluhue:	Sargento Aldea N° 325
Coelemu:	Palazuelos N° 413
Cobquecura:	Mariano Latorre N° 581
Quirihue:	Carrera N° 464
Coihueco:	Balmaceda N° 572
Pinto:	Ernesto Riquelme N° 237
San Bernardo:	América N° 663
La Pintana:	Baldomero Lillo N° 1935
San José de Maipo:	Comercio N° 20008
Talagante:	Balmaceda N° 572
Puente Alto:	Teniente Bello N° 105

Curacaví:	Av. O'Higgins N° 2092
Buín:	San Martín N° 453
Pirque:	Avda. Concha y Toro N° 02659
Rancagua:	Avda. L. B. O'Higgins N° 0265
Rengo:	Urriola N° 102
San Vicente de Tagua Tagua:	Germán Riesco N° 1301
Las Cabras:	San Martín N° 898, locales 5 y 6, Galería San Fco.
San Fernando:	Av. L. O'Higgins N° 419
Molina:	Libertad N° 1342
San Javier:	Sargento Aldea N° 2510
Linares:	Manuel Rodríguez N° 669
Chillán:	H. Martín N° 542
Concepción:	Barros Arana N° 64
Talcahuano:	Colón N° 876
Tomé:	Nogueira N° 955
Coronel:	Los Carrera N° 284
Los Ángeles:	J. Manso de Velasco N° 399
Temuco:	Manuel Montt N° 699 Avda. Manquehue N° 850, local 6
Villarrica:	Pedro de Valdivia N° 952
Pucón:	O'Higgins N° 545, local C
Padre de Las Casas:	Avda. Manquehue N° 850, local 6
Atención a Clientes:	Teléfono 600 777 7777
Mesa Central:	Teléfono 600 6 243 243



El papel de este informe proviene de bosques manejados en forma sustentable y fuentes controladas.