



Reporte Anual 2014

ÍNDICE

Carta del Presidente del Directorio	4
Visión Corporativa	6
Identificación de la Sociedad	7
Antecedentes Relevantes	8
Estructura de Propiedad	9
Propiedad y Control	10
Gobierno Corporativo	11
Directorio	12
Administración	13
Estructura Organizativa	15
Marcha de la Empresa	16
Línea de Tiempo	19
Factores de Riesgo	21
Actividades de la Sociedad	23
Sector de la Industria	25
Gestión Financiera	30
Información Financiera	33
Hechos Relevantes	34

Declaración de Responsabilidad	35
Estados Resumidos	36
Estados Financieros	38

Carta del Presidente del Directorio

Estimados clientes, inversionistas, colaboradores y autoridades, les saludo y por encargo del Directorio pongo a vuestra disposición la memoria anual del ejercicio 2014, que da cuenta de las actividades de las empresas que conforman el Grupo Saesa.

Durante 2014 hemos logrado consolidarnos como un grupo empresarial que pone en el centro a las personas, y que es capaz de crecer de manera decidida y firme a lo largo de todo el territorio nacional, sin dejar de lado en este esfuerzo la identidad de cada una de nuestras empresas, y su importante vinculación a las comunidades que pertenecen.

Estamos convencidos que hoy no es posible hacer empresa sin mantener un diálogo abierto con nuestro entorno, el cual permita trabajar en proyectos que otorguen valor a las comunidades, y que tengan como denominador común el desarrollo sustentable de la sociedad. Estamos convencidos de que las legítimas demandas de nuestros clientes y sus preocupaciones deben ser las nuestras. Una atención alegre, empática, cercana, puede ser la clave para resolver muchas dificultades que enfrentamos día a día en diversos ámbitos, y el camino para avanzar hacia soluciones compartidas.

Hoy nos hemos propuesto estar más cerca de nuestros clientes, y a partir del diálogo dar solidez a cada uno de nuestros proyectos e inversiones. La modernización de nuestros canales de atención y contacto con nuestros clientes, los paneles de grandes clientes y el relacionamiento con organizaciones vecinales y comunidades dan cuenta de este esfuerzo permanente.

Durante 2014 logramos plasmar un avance muy significativo en la calidad del servicio que entregamos a lo largo de todos los territorios donde operamos, y prueba de ello es que nos ubicamos en el 2° lugar en el Ranking de Calidad de Servicio que publica anualmente la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Nuestro crecimiento actual se expresa a través de nuestros más de 770 mil clientes en distribución, en 5 regiones del país, quienes nos desafían permanentemente a ir un paso adelante sin perder nuestra esencia y visión.

Bajo estas convicciones, hicimos historia en 2014 al llegar al Norte Grande del país, en particular al Desierto de Atacama. El objetivo fue cumplir con un desafío de Estado para Chile y una prioridad para el European Southern Observatory (ESO): conectar el mayor complejo astronómico, Armazones Paranal. Con una inversión estimada de US\$12,5 millones, la nueva línea de transmisión (66 kV) entrará en operación hacia fines de 2017. Adicionalmente, en el mes de septiembre el Grupo Saesa firmó un contrato para la construcción y operación de una nueva línea de transmisión de 70 kilómetros en 220 kV, para el abastecimiento de Minera Escondida, para lo cual se creó la empresa Sistema de Transmisión del Norte S.A. (STN).

Nuestros progresos son el reflejo del trabajo comprometido de nuestras personas. 889 trabajadores y más de 3.200 contratistas, son un pilar fundamental para nuestra empresa. Su seguridad, bienestar y satisfacción es una prioridad, la cual se vio reflejada en el avance que obtuvimos en 2014 en el Ranking Great Place To Work, ocupando el puesto 34 entre las mejores empresas para trabajar en Chile, lo que nos enorgullece.

En el marco del legítimo interés por entregar herramientas de resguardo a nuestros trabajadores, es que durante este año, y de acuerdo a la Ley N° 20.393 que regula la responsabilidad penal de las personas jurídicas en los delitos de lavado de activos, financiamiento del terrorismo y delitos de cohecho, se implementó un modelo de prevención para la Compañía certificado por Feller Rate en el mes de noviembre del 2014.

La sustentabilidad seguirá estando en el centro de nuestros proyectos. Es por eso que hemos hecho propio el compromiso de respaldar el desarrollo energético de Chile, a través de la viabilización de proyectos de Energías Renovables No Convencionales, mediante la construcción de redes de transmisión y subtransmisión. A la fecha hemos logrado conectar 25 proyectos que aportan al desarrollo energético del país.

En materia de Responsabilidad Social y Comunidades hemos seguido adelante con nuestro programa en 2 ejes: Educación y Deporte. 10 liceos entre Bío Bío y Aysén formaron parte del Programa de Liceos Eléctricos; más de 1500 alumnos de sectores rurales fueron beneficiados con la campaña A la Escuela con Energía; apoyamos el aprendizaje de lectura de 1000 niños en La Araucanía; en el basquetbol, 16 clubes uniendo 3 regiones potenciaron este deporte a través de la Liga Saesa y más de un millar de deportistas de la Región de Aysén participaron en la 2da Corrida Edelayesen, por nombrar sólo algunas actividades.

El 2014 fue un año importante en términos de los resultados para la compañía, que se ve reflejado en un total de inversiones ejecutadas superior a los \$ 43.600 millones, al que se suma un plan de inversiones futuras que permitirá seguir creciendo en el servicio que entregamos. Todo ello se ha traducido además en una mejora del 9,3% en el EBITDA de la Grupo Saesa, totalizando \$80.358 millones y una mejora del 6,2% en su Resultado Operacional.

Nuestro compromiso es seguir avanzando con fuerza, diversificando nuestro negocio en todo ámbito del mercado eléctrico, pero por sobre todo manteniendo un norte claro: las personas y la sustentabilidad en cada una de nuestras iniciativas.

Invito a ustedes a revisar en detalle el desempeño del Grupo Saesa en el año 2014,

Un saludo afectuoso,



Jorge Lesser García-Huidobro

Presidente Grupo Saesa

Visión Corporativa

Visión

Ser la mejor empresa del Sur de Chile, comprometida con nuestros clientes, orgullo para nuestros trabajadores y protagonista del desarrollo regional.

Misión

Entregar la energía vital para el bienestar de nuestros clientes y para el desarrollo del Sur de Chile. Realizar nuestro trabajo comprometidos con los clientes y la comunidad, cuidando el medioambiente y promoviendo el desarrollo y la seguridad de nuestros trabajadores.

Valores Corporativos

Pasión por el cliente: **Parte de nuestro ADN**

Nos apasiona el desafío de brindar satisfacción a nuestros clientes.
Innovamos y damos valor a la experiencia de los clientes con nuestro servicio.

Seguridad: **Intransable**

Cuidamos de nosotros y de los demás.
Trabajamos con altos estándares de seguridad.
Vivimos la seguridad en nuestro actuar y nuestras decisiones.

Eficiencia: **Clave en nuestro quehacer**

Trabajamos en equipo y nos coordinamos para maximizar el buen uso de los recursos.
Controlamos nuestros costos sin arriesgar jamás la seguridad y la calidad de servicio

Integridad: **Hacemos lo correcto**

Actuamos con transparencia, honradez y rectitud.
Valoramos a las personas y les damos un trato respetuoso.

Identificación de la Sociedad

Razón Social	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.
Nombre de Fantasía	Edelaysen
Rol Único Tributario	88.272.600-2
Domicilio Legal	Isidora Goyenechea 3621, Piso 20, Las Condes, Santiago
Domicilio Comercial	Bulnes 441, Osorno
Fono	(2) 4147500
Fax	(2) 4147009
Correo Electrónico	infoinversionistas@saesa.cl
Sitio web	www.gruposaes.cl
Atención Inversionistas	Fonos: (64) 2385382 / (64) 2385383
Tipo de Entidad	Sociedad Anónima Cerrada
Inscripción Registro de Entidades Informantes	N°28
Fecha de inscripción en el Registro de Entidades Informantes	09/05/2010
Documentos Constitutivos	<p>Empresa Eléctrica de Aisén Ltda., es constituida por escritura pública de fecha 26 de febrero de 1982, otorgada en Notaría de Santiago de don Enrique Morgan Torres. Extracto autorizado inscrito a fojas 28 vta. N° 18 del Registro de Comercio de Coyhaique de 1982, y publicado en el Diario Oficial de fecha 27 de marzo de 1982</p> <p>Por escritura pública de fecha 30 de septiembre de 1983, otorgada en la Notaría de Santiago de don Enrique Morgan Torres, se modificó la Sociedad a una sociedad anónima, llamándose Empresa Eléctrica de Aisén S.A. Extracto autorizado fue inscrito a fojas 145 N° 62 del Registro de Comercio de Coyhaique de 1983, y publicado en el Diario Oficial de fecha 19 de noviembre de 1983</p> <p>Por escritura pública de fecha 9 de diciembre de 2002, otorgada en la Notaría de Coyhaique de don Teodoro Patricio Durán Palma, cambió su domicilio social a la ciudad de Santiago. Extracto autorizado fue inscrito a fojas 1612 N° 1316, del Registro de Comercio de Santiago de 2003, y publicado en el Diario Oficial de fecha 26 de diciembre de 2002</p>

Antecedentes Relevantes

Antecedentes Financieros	MM\$	MM\$
	2014	2013
Ingresos	19.938	18.993
Margen Bruto	13.701	12.477
Ganancia	5.056	4.824
Activos	80.410	76.913
Pasivos	11.021	9.607
Patrimonio	69.389	67.307
Inversiones	3.627	3.021
EBITDA	7.628	7.221

Cifras Operacionales

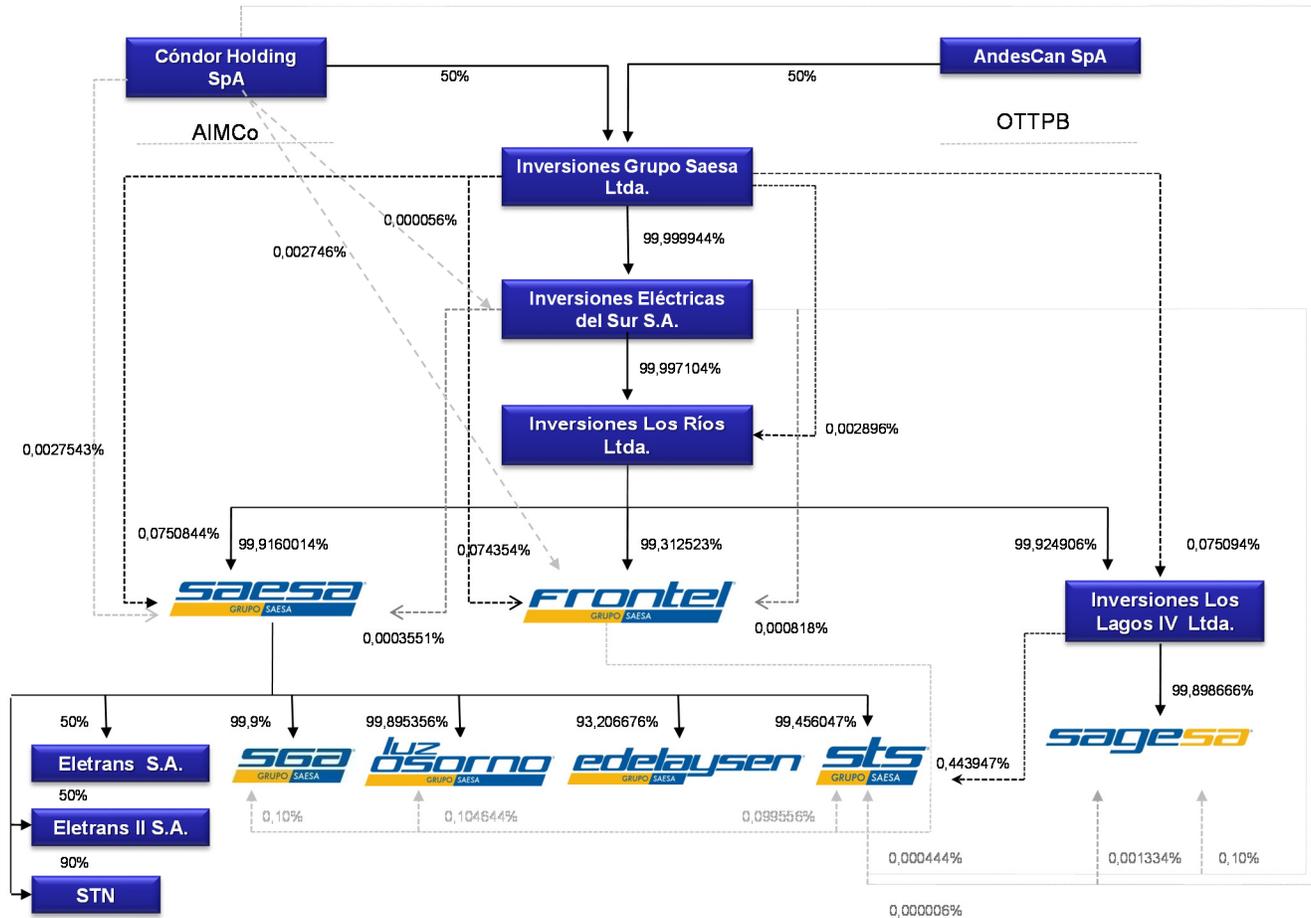
	2014	2013
Venta de Energía (GWh)	137	137
Clientes (Miles)	42	41
Trabajadores	66	66
Líneas AT (km)	327	313
Líneas MT (km)	1.832	1.902
Líneas BT (km)	974	967
MVA Instalados (MT/BT)	37	37

	Cantidad de Centrales	Potencia instalada (MW)
Viento	1	1,98
Hidroeléctrica	7	25,1
Diesel	18	28,2
Total	26	55,3

Estructura de Propiedad

La estructura de propiedad al 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:

De acuerdo a lo definido en el Título XV de la Ley N° 18.045, el controlador de la Compañía, Sociedad Austral de Electricidad S.A., posee un 93,206676% de Edelayesen, en forma directa.



Los accionistas de las sociedades Cándor Holding SpA y AndesCan SpA, son sociedades extranjeras que tienen relación con fondos de inversión, por lo que no es posible identificar a las personas naturales que están detrás de las mismas.

Propiedad y Control

Al 31 de diciembre de 2014 el número de accionistas de Edelayesen alcanzaba a 129, siendo los doce mayores los siguientes:

Accionistas	Total acciones	%
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	35.024.639	93,2066%
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	2.516.231	6,6961%
Productora y Exportadora H.O. L. Chile Ltda.	7.693	0,0205%
Comercial Comtesa S.A.	6.401	0,0170%
Ilustre Municipalidad de Río Ibañez	6.194	0,0165%
Empresa Portuaria Chacabuco	4.986	0,0133%
Olivares Olivares, Enrique Gustavo	4.001	0,0106%
Corvalan Neira, Sandra Mónica	1.975	0,0053%
Empresa Constructora Condor S.A.	1.745	0,0046%
Fidler Agurto, Nestor Leandro	1.322	0,0035%
Lomas del Sol S.A.C.	1.065	0,0028%
Oswaldo Marcelo Santana Miranda	994	0,2600%
Otros Accionistas Menores	147	0,0004%
Total	37.577.393	100%

Durante el año 2014, no se registraron transacciones de acciones de la Sociedad.

Acuerdos Conjuntos

A nivel de la controladora de la Sociedad, existen pactos de accionistas, los cuales fueron celebrados con fecha 24 de julio de 2008, estos contemplan entre otras materias, ciertas limitaciones a la libre disposición de las acciones en dicha Sociedad.

Gobierno Corporativo

Al Directorio de la Sociedad le corresponde la administración de esta y su representación judicial y extrajudicial, teniendo todos los deberes y atribuciones a él conferidos por la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas y su Reglamento. El Directorio de la Sociedad se reúne en forma ordinaria mensualmente con la finalidad de tratar los diversos temas propios de su competencia, ocasión en la que además son informados por el Gerente General sobre la marcha de la Sociedad. El Directorio también se reúne extraordinariamente en aquellos casos que ello resulte conveniente y/o necesario. Lo anterior, sin perjuicio del derecho de los Directores de ser informados en cualquier tiempo de todo lo relacionado con la marcha de la Sociedad. La remuneración del Directorio es fijada anualmente por la Junta Ordinaria de Accionistas.

Los accionistas de la Sociedad se reúnen en Juntas Ordinarias y Extraordinarias de Accionistas. Las primeras se celebran una vez al año, dentro del primer cuatrimestre, para decidir respecto de las materias propias de su conocimiento. Las segundas pueden celebrarse en cualquier tiempo, cuando así lo exijan las necesidades sociales, para decidir cualquier materia que la ley o los estatutos de la Sociedad entreguen al conocimiento de las Juntas de Accionistas.

La Sociedad cuenta con un Manual de Adquisición o Enajenación de Valores y Manejo y Divulgación de Información de Interés para el Mercado, cuya última versión fue aprobada por el Directorio de la Sociedad con fecha 28 de enero de 2010 y se encuentra disponible en el sitio web de la Sociedad.

Directorio

En el año 2014 el Directorio de la Sociedad, se compone de ocho integrantes. Sin embargo, al 31 de diciembre de 2014, sólo se cuenta con la participación de 7 miembros debido a la renuncia de uno de ellos. La duración en sus cargos corresponde a un periodo de dos años, pudiendo ser reelegidos. No se contempla la existencia de miembros suplentes.

Presidente	Jorge Lesser García-Huidobro / Ingeniero Civil / Rut 6.443.633-3
Vicepresidente	Iván Díaz - Molina / Ingeniero Civil / Rut 14.655.033-9
Directores	Juan Ignacio Parot B. / Ingeniero Civil Industrial/ Rut 7.011.905-6
	Waldo Fortín / Abogado / 4.556.889-K
	Ben Hawkins / Maestría en Administración de Empresas / Extranjero
	María Morsillo / Ingeniero Bachiller en Ciencias / Extranjera
	Christopher Powell / Ingeniero Bachiller en Ciencias / Extranjero

Además, los siguientes miembros han formado parte del Directorio durante los últimos dos años:

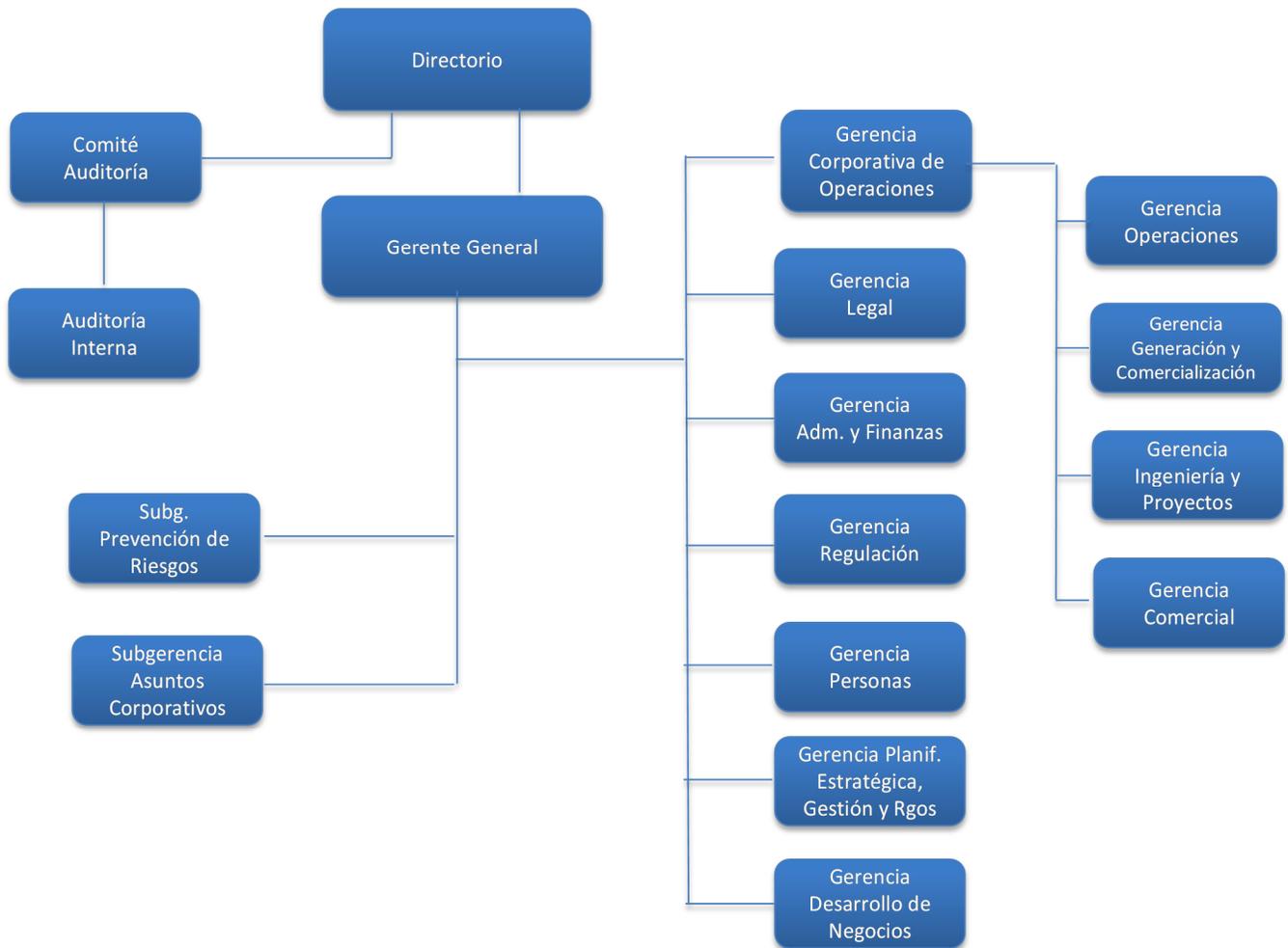
Nombre	RUT	Profesión	Cargo	Fecha último nombramiento	Fecha cesación
Juzar Pirbhai	Extranjero	Bachiller en Letras con mención en Economía	Director titular	30-04-2014	06-08-2014
Kevin Roseke	Extranjero	Licenciatura en Comercio	Director titular	30-04-2013	09-04-2014
Stacey Purcell	Extranjera	Ingeniero Comercial	Director titular	30-04-2013	09-04-2014
Olivia Steedman	Extranjera	Ingeniero Bachiller en Ciencias	Director titular	26-04-2012	30-04-2013

Administración

Gerente General	Francisco Allende Arriagada / Ingeniero Comercial RUT 6.379.874-6 / Fecha nombramiento 1 de febrero de 2012
Gerente Operaciones	Raúl González Rojas / Ingeniero Civil Eléctrico Rut 7.741.108-9 / Fecha nombramiento 10 de septiembre de 2012
Gerente Adm. y Finanzas	Víctor Vidal Villa / Ingeniero Civil Industrial Rut 9.987.057-5 / Fecha nombramiento 11 de abril de 2012
Gerente Legal	Sebastián Sáez Rees / Abogado Rut 8.955.392-K / Fecha nombramiento 1 de octubre de 2007
Gerente Comercial	Patricio Turén Arévalo / Ingeniero Civil Industrial Rut 7.256.279-8 / Fecha nombramiento 24 de septiembre de 2012
Gerente Generación y Comercialización	Marcelo Bobadilla Morales / Ingeniero Civil Eléctrico Rut 10.151.086-7 / Fecha nombramiento 1 de septiembre de 2009
Gerente Ingeniería y Proyectos	Hugo Briones Fernández / Ingeniero Civil Eléctrico Rut 7.810.810-K / Fecha nombramiento 1 de enero 2013
Gerente Regulación	Rodrigo Miranda Díaz / Ingeniero Civil Eléctrico Rut 10.784.472-4 / Fecha nombramiento 10 de septiembre de 2012
Gerente Personas	María Dolores Labbé Daniel / Ingeniero Comercial Rut 13.117.638-4 / Fecha nombramiento 10 de diciembre de 2013
Gerente Desarrollo Nuevos Negocios	Charles Naylor Del Río / Ingeniero Civil Industrial Rut 7.667.414-0 / Fecha nombramiento 15 de mayo de 2014
Gerente Planificación Estratégica, Gestión y Riesgos	Marcela Ellwanger Hollstein / Ingeniero Comercial Rut 12.752.648-6 / Fecha nombramiento 10 de diciembre de 2013

Subgerente Prevención de Riesgos	Patricio Velásquez Soto / Ing. en Prevención de Riesgos Rut 12.540.271-2 / Fecha nombramiento 30 de octubre de 2013
Auditoría Interna	Jorge Castillo Quiroz / Contador Auditor Rut 7.759.917-7 / Fecha nombramiento 1 de enero de 2009
Subgerente Asuntos Corporativos	Lorena Mora Sanhueza / Periodista Rut 8.750.218-K / Fecha nombramiento 1 de julio de 2012

Estructura Organizativa



Marcha de la Empresa

La Sociedad es filial de Sociedad Austral de Electricidad S.A., ambas pertenecientes al Grupo Saesa, y que en su conjunto, han realizado en 2014, distintas actividades como muestra del compromiso como empresa socialmente responsable, haciéndose presente en todos los ámbitos de acción: comunidad, medioambiente, personas, operaciones y financiero.

VINCULACIÓN CON LA COMUNIDAD

La piedra angular del compromiso de Responsabilidad Social Empresarial de la Sociedad, es la calidad y continuidad de su servicio. Más allá de aquello, se ha ocupado de contribuir a la sociedad local por medio de diversos programas y acciones sociales.

A través del Programa de Conexión de Sedes Sociales, en el 2014 se conectó una sede en Coyhaique beneficiando a sectores rurales y vulnerables.

La campaña A la Escuela con Energía, en su 5to año de implementación llegó con útiles escolares y equipamiento audiovisual a 5 escuelas de las comunas de Lago Verde, Puerto Aysén, Chile Chico, Puerto Cisnes y Coyhaique.

El Programa de Liceos Eléctricos benefició en el 2014 a alumnos liceanos de tercero y cuarto medio, en la comuna de Coyhaique. Esto es llevado a cabo en conjunto con los docentes y trabajadores voluntarios de la la empresa, haciendo clases en sala y terreno.

MEDIOAMBIENTE

El compromiso por una adecuada disposición final de desechos que pueden afectar el entorno, el Grupo Saesa hizo trasladar 158 toneladas de residuos peligrosos líquidos y sólidos hasta plantas de tratamiento.

Las labores de roce y poda de árboles cercanos al tendido eléctrico, que forma parte de la misión de mantener las redes despejadas para asegurar la continuidad del suministro eléctrico, así como el despeje de faja para la construcción de nuevas redes, llevan a la compañía a restituir las especies arbóreas. Fue así como en el año 2014, se reforestaron 19,8 hectáreas de bosques en las zonas de operación del Grupo Saesa.

NUESTRAS PERSONAS

La Gerencia de Personas realiza cada año un amplio plan de acciones dedicadas a sus trabajadores, enfocadas especialmente en su desarrollo personal, profesional, y familiar.

En 2014, la encuesta de clima organizacional obtuvo un 84% de satisfacción. Asimismo, el buen ambiente de trabajo y de desarrollo dentro de la Empresa quedó ampliamente comprobado con los 8 puestos que el Grupo Saesa avanzó en el Ranking Great Place To Work, donde ocupó el puesto 34 entre las mejores empresas para trabajar en Chile.

Las continuas acciones solidarias y de apoyo a la comunidad y el genuino interés de los trabajadores por destinar su tiempo a acciones sociales, llevaron a la compañía a crear el Voluntariado Corporativo, instancia que financia las actividades que los trabajadores organizan en pos de sus comunidades locales.

Más de 3.200 contratistas contribuyen hoy a los objetivos de toda la Compañía, para quienes se ejecuta un Programa de Desarrollo de Proveedores. Este programa tiene como objetivo apoyar proyectos que busquen mejorar la calidad y productividad de sus proveedores y contratistas, especialmente aquellos más estratégicos. Es para estos últimos particularmente que la empresa ejecuta acciones de reconocimiento y programas de apoyo, capacitación en seguridad, y su implementación.

El Día del Liniero es celebrado anualmente en el Grupo Saesa cada 21 de septiembre. Como una manera de destacar su labor comprometida y arriesgada, durante ese día, en cada zonal se llevaron a cabo emotivas ceremonias y premiaciones.

El clima organizacional es un desafío permanente y a través del programa Saesa Activo lo seguimos potenciando. Su esencia es la “Energía Positiva”, que concentró actividades como Nuestros hijos nos visitan, Vivamos el mundial, Celebraciones de días especiales, Navidad de los niños, Masajes laborales, entre otros.

CUIDAMOS A LOS NUESTROS

Los riesgos del trabajo con electricidad, en altura y con desplazamientos frecuentes y muchas veces a largas distancias, han sido plenamente identificados. La Subgerencia de Prevención de Riesgos desarrolló el Sistema de Gestión Macro, que concentra una serie de acciones con un solo fin, cual es anclar la cultura de seguridad en todos los ámbitos del quehacer de la Compañía.

Se realizan actividades preventivas, talleres y charlas, donde cuentan además con una plataforma digital de control y una plataforma de e-learning para procedimientos técnicos e inducción al personal nuevo.

La campaña de seguridad Estoy Seguro, permitió posicionar el autocuidado a nuestros trabajadores y contratistas, e intervenir las instalaciones con una mirada enfocada en la prevención.

Esta Subgerencia tuvo desarrollos importantes en materia preventiva, como la nueva Plataforma de Control de Velocidad, impactando fuertemente en la disminución de accidentes de tránsito en un 60% en relación al año anterior.

El conjunto de acciones y planes implementados por la Subgerencia de Prevención de Riesgos ha llevado a que los resultados en esta materia hayan mejorado notoriamente, lo que se traduce en una disminución de un 50% y 42%, en los indicadores de frecuencia y gravedad de accidentes, respectivamente.

GRANDES OBRAS

La calidad de servicio y el desarrollo de la matriz energética a través de nuevas redes para evacuación de centrales, han dado paso a la construcción de obras significativas durante 2014.

ELECTRIFICACIÓN RURAL

El compromiso de las empresas del Grupo Saesa por contribuir al progreso y bienestar de las comunidades donde opera es permanente. Así se refleja en la participación de los programas de Electrificación Rural, donde en un trabajo trisectorial del Gobierno de Chile, la empresa y los beneficiarios, se hace posible la llegada de electricidad hasta los lugares más apartados como cerros, islas o archipiélagos.

GESTION COMERCIAL

El 2014 marcó un cambio en la gestión hacia nuestros clientes, tanto en eficiencia como en calidad de atención y manera de relacionarnos con ellos.

Se diseñó para el Grupo Saesa una solución de grupos electrógenos de respaldo 100% móviles para clientes cuyas potencias instaladas superen 400 kW de capacidad; esto constituye una innovación en este servicio que a diferencia del tradicional, puede ser contratado por períodos menores, al no haber inversiones en pérdidas por paralización de operaciones del cliente.

Junto a lo anterior, se emprendió un plan de vinculación con los grandes clientes de las distintas zonas de concesión a través de paneles virtuales, los cuales sirvieron para mantenerlos informados de las novedades del sector eléctrico.

El retail experimentó un 20% de incremento en las ventas a nivel de Grupo, respecto al año anterior, explicado por mantener una propuesta de valor altamente atractiva para los clientes residenciales que se tradujo en ofrecer productos y servicios de alta calidad, facilitar la atención en oficinas con ampliación de horario, además de una adecuada sintonía entre las áreas centrales y zonales con sistemas eficientes de control y monitoreo.

Buscando la modernización del servicio, se facilitó el pago del servicio a través de medios externos, y se implementaron medidores de filas en las principales oficinas y módulos de autoservicio.

Línea de Tiempo

- 1981:** La Empresa Eléctrica de Aisén Ltda., Edelayesen, nace como una filial de la Empresa Nacional de Electricidad S.A., Endesa.
- 1983:** Edelayesen se transforma en sociedad anónima, con el fin de facilitar la participación del sector privado en la explotación y comercialización de energía eléctrica.
- 1986:** La Corporación de Fomento de la Producción, Corfo, con la colaboración de Edelayesen y de su entonces filial Endesa, inicia la construcción de un complejo de minicentrales hidroeléctricas y líneas de transmisión.
- 1988:** Corfo transfiere sus instalaciones, junto a otras adquiridas a Endesa, a Edelayesen, a cambio de una mayor participación accionaria. Esto convierte a Corfo en accionista mayoritario de Edelayesen.
- 1998:** Saesa se adjudica el 90,11% de las acciones de Edelayesen, licitadas por Corfo, extendiendo sus actividades a 1.500 km, entre la VIII y la XI Región.
- 2000:** Saesa adquiere el 1,56% de las acciones de Edelayesen que habían quedado en poder de Corfo, aumentando así su participación a 91,67% en la propiedad de la Empresa
- 2001:** En noviembre entra en operación la Central Eólica Alto Baguales de 2,0 MVA, que es pionera en Chile en generación de energía eléctrica con viento a escala industrial.
- 2002:** Se amplía la Central Aisén, aumentando su capacidad en 1,4 MW, permitiendo el reemplazo de generación diésel. Además, se continúa con las obras de la Central Lago Atravesado, que iniciaría su operación en mayo de 2003.
- 2003:** Se inicia operación comercial de la Central Lago Atravesado, con una capacidad de 10,5 MW, y además, entra en servicio la central Villa O'Higgins, con una capacidad de 200 kV.
- 2004:** Se introdujeron cambios en la estructura organizacional, creando nuevas gerencias, potenciando el desarrollo de la Compañía y reforzando su presencia regional para estar más cerca de los clientes.
- 2005:** Se reestructura el organigrama de la Empresa y se anuncia una fuerte inversión en mejoramiento de instalaciones de distribución y transmisión.
- 2006:** Tras completar la inversión en mejoramiento, la Empresa logra elevar los índices de calidad de servicio, culminando el año con todos los indicadores exigidos por la autoridad dentro de los rangos permitidos.

- 2007:** Se cumplen los objetivos fijados para calidad de servicio. Indicadores urbanos y rurales presentan niveles muy por debajo de los máximos permitidos por el organismo regulador.
- En agosto, Francisco Mualim Tietz asume como Gerente General del Grupo Saesa.
- 2008:** El 24 de julio el consorcio integrado en partes iguales por los fondos de inversión Ontario Teachers' Pension Plan y Morgan Stanley Investment Fund, adquirieron la totalidad de la propiedad del Grupo Saesa.
- 2009:** Continúa en desarrollo el agresivo plan de inversiones, orientado a proyectos de transmisión, generación, distribución, nuevos negocios, tecnologías de información y otros, invirtiendo durante el año \$2.017 millones.
- 2010:** Durante el mes de febrero un fuerte terremoto afectó al país por lo que la Sociedad y sus filiales tuvieron que enfrentar un periodo de trabajo intenso y continuo para devolver el suministro eléctrico a los clientes desde Bio Bio hasta Chiloé, con especial dedicación a las zonas más afectadas de las provincias de Arauco y Concepción.
- Saesa y sus filiales Luz Osorno y Edelayesen superan los 400 mil clientes. Por otra parte, continúa el ambicioso plan de inversiones que busca principalmente ampliar redes de operación y mejorar diariamente el servicio proporcionado a los clientes.
- 2011:** La Sociedad fue informada por Morgan Stanley Infrastructure, Inc. sobre la venta realizada por diversos fondos administrados por dicha entidad de su participación en MSIP Pelicano Holdings L.P., una sociedad extranjera a través de la cual era indirectamente titular del 50% de los derechos sociales en la sociedad Inversiones Grupo Saesa Limitada, a un grupo de fondos de inversión administrados por Alberta Investment Management Corporation (AIMCo).
- 2012:** En febrero, Francisco Alliende Arriagada asume como Gerente General.
- 2013:** Se mejoraron los índices de calidad de servicio. Sigue el plan de inversiones.
- 2014:** Se desarrollan proyectos con el fin de satisfacer la demanda y mejorar la confiabilidad del sistema, invirtiendo durante el año \$3.627 millones.
-

Factores de Riesgo

La estrategia de gestión de riesgo está orientada a la protección de la Sociedad, sus empleados y su entorno ante situaciones que los puedan afectar negativamente. Esta gestión está liderada por la alta administración de la Sociedad, y se realiza tanto a nivel general como para cada uno de los sectores en que participa, considerando las particularidades de cada uno. Para lograr los objetivos, la gestión de riesgos financieros se basa en cubrir todas aquellas exposiciones significativas, siempre y cuando existan instrumentos adecuados y el costo sea razonable.

Los principales riesgos a los cuales está expuesto la Sociedad son los siguientes:

Riesgo regulatorio

a) Cambio de la regulación

El sector eléctrico se rige por una normativa, vigente desde 1982, que regula aspectos claves de la industria tales como tarifas, capacidad de las sociedades de abastecer a sus clientes y la calidad del suministro, entre otros.

A fines de 1998 se publicó el Decreto Supremo N° 327, Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos que permitió perfeccionar y aclarar algunos aspectos complementarios, especialmente los relacionados con calidad de servicio y funcionamiento independiente de los CDEC's.

Hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica (ver Nota N° 3 punto 3.4 Marco Regulatorio).

En general, los cambios en dicho marco regulatorio pueden constituir un riesgo para la Sociedad y la industria eléctrica, dado que pueden afectar aspectos operacionales, sus márgenes y rentabilidad entre otros factores claves.

La Sociedad monitorea periódicamente los potenciales cambios regulatorios de modo de adoptar oportunamente las acciones de mitigación que se requiera.

b) Fijación de tarifas de distribución y generación

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 2 de abril de 2013 se publicó el nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016. Estas tarifas son fijas, y se ajustan anualmente por un factor de economía de escala (reconociendo las eficiencias que se producen en cada Sociedad producto del aumento de ventas), y por una fórmula de indexación que considera variaciones mensuales de la inflación local, del tipo de cambio y el precio del cobre. Las nuevas tarifas de la Sociedad implicaron un aumento de sus Ingresos de actividades ordinarias de aproximadamente un 4,0% (base 2013).

Adicionalmente, las tarifas finales a clientes incorporan el costo de generación y transporte de energía contratada requerida por la Sociedad para abastecer la demanda de sus clientes, denominados precios de nudo. Para Edelayesen, las tarifas de venta incorporan en su fórmula precios regulados, que también son fijados cada cuatro años, reflejando en este caso los costos medios de generación en esa zona.

Adicionalmente los precios de nudo de estos sistemas incluyen en su fórmula de indexación las distintas variables que la afectan (petróleo, dólar, IPC y mano de obra). Estos precios son fijados mediante emisión de Decretos y son publicados en el Diario Oficial. Independiente de la fecha de publicación, su vigencia es a partir de mayo y noviembre de cada año. El próximo proceso de fijación tarifaria para precios de generación comenzó en el segundo semestre de 2013 y se espera finalice en el primer trimestre de 2015 con la emisión del decreto correspondiente. Las tarifas asociadas al proceso en curso comenzarían a regir en forma retroactiva a partir de noviembre de 2014.

En cuanto a los Servicios Asociados a la Distribución Eléctrica (SSAA), viene al caso mencionar que a fines del 2011 y producto de una investigación realizada por la Fiscalía Nacional Económica, ante una presentación no contenciosa del 2008, ha solicitado a la H. Comisión Resolutiva calificar un nuevo conjunto de servicios como parte de los SSAA, precisiones y mayores exigencias para la prestación de servicios asociados no tarifados y proponer al Ejecutivo modificaciones legales en el caso de prestarse SSAA que utilicen infraestructura concebida para el servicio de suministro de electricidad. La Sociedad está monitoreando lo anteriormente comentado, de modo de anticipar cambios en los actuales procesos o en las formas de tarificación en la industria. En ese mismo sentido, la Sociedad ha implementado procesos de modelación y detalle de los distintos servicios hoy ofrecidos o los nuevos, considerando el detalles de las actividades incluidas, condiciones de aplicación y sus costos, cuyos precios se publican en nuestras oficinas comerciales y son informados oportunamente a la Autoridad.

Respecto de la fijación de tarifa de SSAA, que se realiza cada cuatro años con ocasión del Proceso de fijación de VAD, este proceso finalizó el 14 de marzo de 2014 con la publicación del Decreto respectivo. Las nuevas tarifas no implicaron una disminución relevante en los ingresos de la Sociedad.

Riesgo de negocio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria para la distribución, transmisión y transformación de energía, así como la generación en los sistemas medianos como los atendidos por la filial Edelayesen. La Autoridad, además de fijar tarifas, dicta las normas de calidad de producto y operación, derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios. Los riesgos de este negocio están ligados al marco regulatorio actual, donde la Autoridad fija las tarifas luego de un proceso que busca el óptimo de operación e inversión en cada sistema, fijando tarifas que permitan la recuperación de la inversión inicial y los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente, considerando instalaciones y una organización de tamaño eficiente para la prestación de los servicios tarifados.

Adicionalmente existe riesgo financiero, relacionado con el financiamiento de las inversiones, los plazos de recuperación de éstas, así como el costo de fondos, los que son analizados por la Compañía, efectuando por ejemplo evaluaciones de sensibilidad a las tasas de interés variable y sensibilidad de variabilidad de la UF.

Riesgos de Mercado

En la actualidad la sociedad no tiene deuda financiera.

Si bien el costo de energía está indexado a variables como el tipo de cambio y al precio de combustibles como el gas natural, el petróleo y el carbón, éste es traspasado a sus clientes, y el impacto en los resultados de la Sociedad y sus filiales es menor.

Actividades de la Sociedad

Edelayesen es una sociedad que desarrolla actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en la provincia de Palena, Región de Los Lagos, y en la Región de Aysén, a través de cinco sistemas aislados: Cisnes, Huichas, Villa O'Higgins, Amengual-La Tapera y Santa Bárbara (Nueva Chaitén); y tres sistemas medianos: Aysén, Palena y General Carrera.

Esencialmente, Edelayesen es una empresa verticalmente integrada que genera energía eléctrica en un 100% y la distribuye en las zonas que le fueron otorgadas en concesión y en las que posee permisos municipales. Además, realiza ventas de energía en media tensión a Saesa, en Palena.

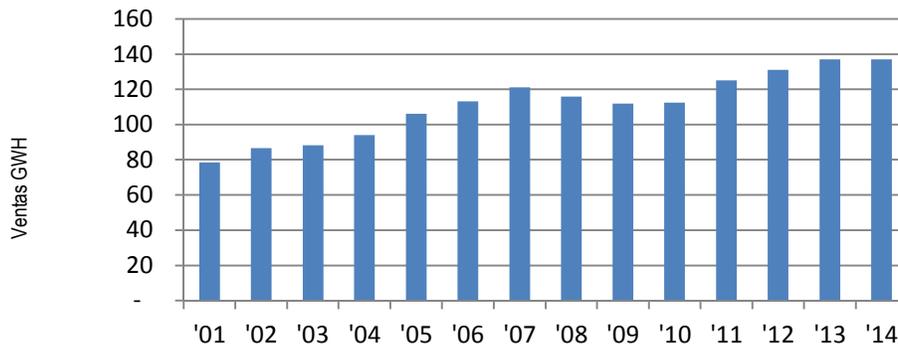
Con el fin de satisfacer la demanda y crecimiento normal del servicio, mejorando la confiabilidad del sistema, la sociedad efectuó inversiones por \$3.627 millones durante el año 2014.

Edelayesen representa un 9,4 % del activo de Saesa.

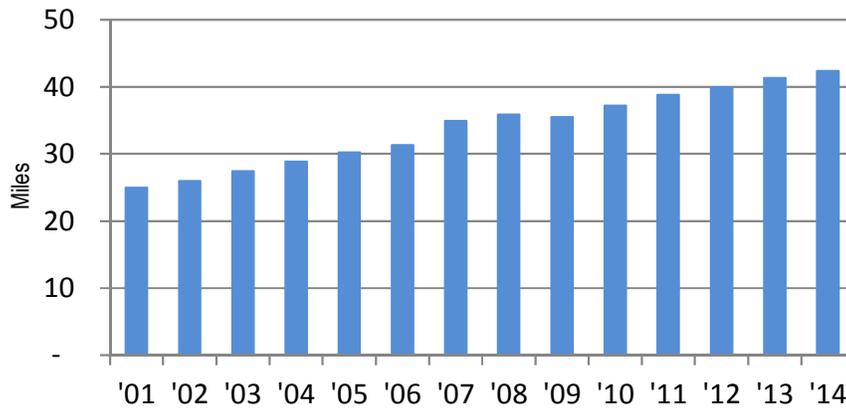
Transacciones con partes relacionadas

Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos en cuentas corrientes que pagan intereses de mercado, que se calculan por el periodo que dure la operación.

Las ventas de energía durante el 2014 alcanzaron a 137 GWh.



Edelaysen al cierre del ejercicio atendía a 42 mil clientes.



Generación

SISTEMA	CENTRAL	TIPO	PRODUCCION DE ENERGIA kWh	ENERGIA GENERADA POR SISTEMA kWh
Puerto Cisnes	Nuevo Reino	Térmica	1.308.625	3.325.236
Puerto Cisnes	Nuevo Reino	Hidráulica	2.016.611	
Huichas	Caleta Andrade	Térmica	911.168	911.168
Tapera-Amengual	La Tapera	Térmica	327.181	327.251
Tapera-Amengual	Amengual	Térmica	70	
Villa O'Higgins	Hielos del Sur	Térmica	40.142	599.861
Villa O'Higgins	Hielos del Sur	Hidráulica	559.719	
Palena	Futaleufú	Térmica	54.655	9.758.065
Palena	Palena	Térmica	523.219	
Palena	Lago Verde	Térmica	8.771	
Palena	Puyuhuapi	Térmica	114.118	
Palena	La Juanta	Térmica	91.302	
Palena	Río Azul	Hidráulica	8.966.000	
Palena	Santa Bárbara	Térmica	177.889	177.889
Aysén	Alto Baguales	Eólica	6.600.504	135.689.735
Aysén	Chacabuco	Térmica	15.172.889	
Aysén	Lago Atravesado	Hidráulica	45.937.343	
Aysén	Tehuelche	Térmica	17.733.190	
Aysén	Puerto Ibañez	Térmica	2.472	
Aysén	Puerto Aysén	Térmica	1.104.391	
Aysén	Puerto Aysén	Hidráulica	39.405.420	
Aysén	Mañihuales	Térmica	10.934	
Aysén	Monrreal	Hidráulica	9.722.592	
General Carrera	Chile Chico	Térmica	3.979.911	10.103.591
General Carrera	El traro	Hidráulica	5.665.220	
General Carrera	El traro	Térmica	458.460	

Sector de la Industria

El sector eléctrico chileno contempla las actividades de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, las que son desarrolladas por el sector privado, cumpliendo el Estado una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria. Lo anterior se traduce en que las empresas tienen capacidad de decisión respecto de sus inversiones, la comercialización de sus servicios y la operación de sus instalaciones, siendo por tanto, responsables de la calidad del servicio otorgado en cada segmento, según lo estipule el marco regulatorio del sector.

En sistemas con una capacidad instalada igual o superior a 200 MW los actores del sector eléctrico operan coordinadamente, y dicha coordinación está a cargo de un Centro de Despacho Económico de Carga (“CDEC”), el que tiene las siguientes funciones:

- Preservar la seguridad del servicio;
- Garantizar la operación a mínimo costo del conjunto de las instalaciones que conforman el sistema;
- Garantizar el acceso a las instalaciones de transmisión para abastecer los suministros de los clientes finales (distribuidoras o clientes libres).

Edelayesen es una empresa integrada verticalmente (opera instalaciones propias de generación como de transmisión y distribución) y desarrolla su negocio en los Sistemas Medianos (SSMM) de Aisén, General Carrera y Palena, que atienden el consumo de varias localidades de la Región XI.

Generación eléctrica y transporte

La generación eléctrica es una actividad caracterizada por la libre participación y no obligatoriedad de obtener concesiones, salvo para la construcción y operación de centrales hidroeléctricas.

Los costos de generación y transmisión de los sistemas medianos de Aisén son determinados por un Estudio específico realizado cada cuatro años. La tarificación de estos sistemas se hace en base al Costo Total de Largo Plazo (CTLP) y junto a la definición de los precios aplicables, el Estudio establece un Plan de Obras de inversión obligatorio en generación-transporte para el mismo periodo en que se aplicarán las tarifas determinadas.

Distribución

De acuerdo a la legislación, se considera distribución a toda la oferta de electricidad con un voltaje máximo de 23 kV, mientras que la oferta a voltajes mayores se entiende como transmisión.

Las compañías dedicadas a la distribución eléctrica operan bajo el sistema de concesiones, que definen los territorios en los cuales cada compañía se obliga a entregar servicio a los clientes regulados bajo un régimen de tarifa máxima, conjugado con un modelo de empresa eficiente, fijada por la autoridad regulatoria. Dada las barreras de entrada de la actividad, principalmente debido a las fuertes economías de densidad, las empresas distribuidoras operan con características de monopolio natural en el mercado de los clientes regulados. Si bien la autoridad puede otorgar concesiones superpuestas, en la práctica no se incentiva que coexistan en un mismo territorio instalaciones pertenecientes a distintas distribuidoras, ya que las señales tarifarias impuestas por la autoridad regulatoria apuntan a un óptimo técnico-económico, vale decir, no financian instalaciones de distribución que ésta considere redundantes o innecesarias para cumplir con las exigencias impuestas a este servicio.

Todo cliente, tanto regulado como libre (este último sea o no de la distribuidora), debe pagar el valor agregado de distribución (VAD) por el uso de las redes.

a) Clientes Regulados

Las tarifas que las empresas distribuidoras aplican a los clientes regulados se componen de la siguiente forma:

- Precio Nudo: Para el caso de la Sociedad, esta componente refleja el costo total de largo plazo de producción y transporte de la energía, así como la potencia. Este precio es indexado semestralmente en virtud de variables macroeconómicas como el petróleo, el tipo de cambio y el índice de precios al consumidor y es traspasado a los clientes finales.
- Valor Agregado de Distribución (“VAD”): Componente del precio que incluye el costo de capital de los activos de distribución determinados por el Valor Nuevo de Reemplazo, o VNR, además de los costos de administración, el mantenimiento y la operación de los sistemas, los costos por facturación y atención de clientes y las pérdidas medias en las que se ha incurrido por concepto de distribución. Los valores por los conceptos mencionados corresponden a los de un modelo de empresa eficiente.

La tarifa que corresponde a cada empresa de distribución es fijada por la CNE, en base a un proceso de clasificación de cada una de ellas en áreas típicas, para lo cual se toman en cuenta criterios económicos, tales como densidad de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simulan varias empresas modelo, una en cada área típica, considerando fundamentalmente estándares operacionales y que se asimilan a las empresas reales que correspondan, según sus características. La tarifa es fijada finalmente buscando una tasa interna de retorno de 10% para cada empresa modelo, sobre sus activos modelados. Para validar las tarifas determinadas, se debe comprobar que la rentabilidad del conjunto de todas las distribuidoras operando, consideradas como una sola entidad, se encuentra dentro de la banda del 4% en torno al 10% teórico (entre 6% y 14%).

El VAD, constituido por los cargos de potencia (kW) y energía (kWh), cargos fijos y nivel de pérdidas eficientes, se fijan cada 4 años, al igual que sus respectivas fórmulas de indexación.

b) Clientes Libres

Pertencen actualmente a este grupo todos aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW. Sin embargo, también se incluyen aquellos clientes que posean entre 0,5 MW y 2 MW quienes han optado por un régimen de tarifas libres por 4 años. La tarifa cobrada a este tipo de clientes es fijada entre su correspondiente suministrador y el mismo cliente, de acuerdo a condiciones de mercado.

Estos clientes, siendo o no de la distribuidora, deben pagar por el uso de las redes de distribución a las que se conecten, a través del pago de un peaje de distribución, que corresponde al VAD de cada empresa más un ajuste por precio de compra de energía y potencia.

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

Adicionalmente, las empresas distribuidoras reciben ingresos por los servicios asociados al suministro de electricidad o que se presten en mérito de la calidad de concesionario de servicio público (“SSAA”), entre los que se incluyen el arriendo de medidores, corte y reposición de servicio, apoyo a empresas de telecomunicaciones y cargo por cancelación fuera de plazo como algunos de los más relevantes. Las tarifas por este tipo de servicios son fijadas cada 4 años, se determinan con ocasión de cada nuevo proceso tarifario de VAD.

Concesiones

Para el desarrollo de su negocio, la Sociedad cuenta con concesiones de distribución de energía eléctrica, las que son otorgadas mediante Decreto Supremo del Ministerio de Energía, por orden del Presidente de la República.

La titularidad de concesiones de distribución da al concesionario el derecho a establecer, operar y explotar, dentro de la zona de concesión fijada en el decreto respectivo, instalaciones de distribución de energía eléctrica aéreas y subterráneas, y a prestar, a través de ellas, el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales ubicados dentro de la citada zona, o bien, a aquéllos que, ubicados fuera de dicha zona, se conecten a las instalaciones del concesionario mediante líneas propias o de terceros. Para el tendido de sus líneas de distribución en la zona de concesión, la Sociedad tiene el derecho a utilizar y cruzar los bienes nacionales de uso público, así como a ocupar y hacer uso del suelo ajeno, mediante la imposición de servidumbres legales. En este último caso, sobre el dueño del predio sirviente recae la obligación de no efectuar plantaciones, construcciones ni obras de otra naturaleza que perturben el libre ejercicio de la servidumbre constituida sobre sus terrenos, además de permitir la entrada de personal de la empresa concesionaria, para que efectúe trabajos de mantenimiento, reparación y otros en las instalaciones de distribución emplazadas dentro de su propiedad.

Por otro lado, la concesión impone a su titular la obligación de dar servicio eléctrico a quien lo solicite dentro de su zona de concesión, bajo las condiciones establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos y su Reglamento. La calidad del servicio eléctrico que debe prestar el concesionario, corresponde a los estándares normales establecidos en la ley, su reglamento y normas técnicas pertinentes, acorde con las tarifas que el concesionario tiene derecho a cobrar por este servicio, las que son fijadas cada cuatro años por decreto del Ministerio de Energía, mediante fórmulas que representan el costo de los recursos utilizados por los usuarios a nivel de generación, transporte y distribución.

Las concesiones de que es titular la Sociedad, han sido otorgadas por la autoridad competente, por orden del Presidente de la República, con el carácter de indefinidas.

Al 31 de diciembre de 2014, Edelayesen tiene 3 decretos y 598 km² de superficie asociada a su zona de concesión.

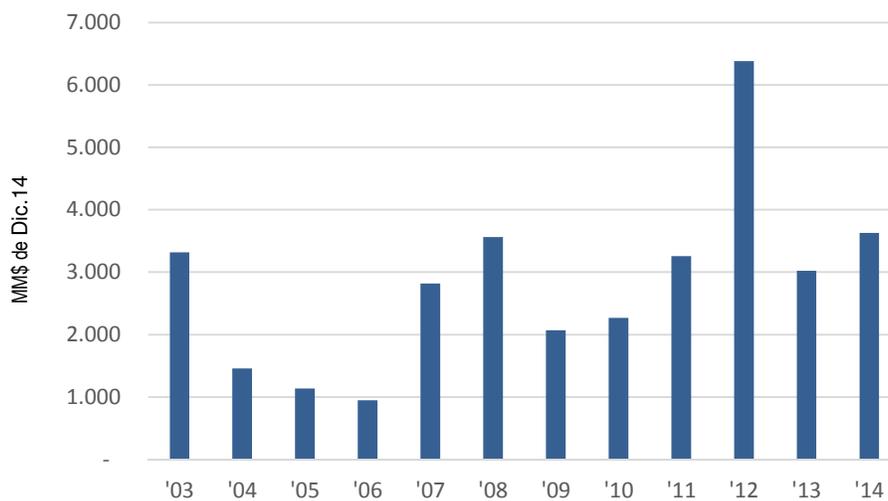
Proveedores y clientes principales

La Sociedad, con el fin de atender a sus clientes de distribución debe generar, para lo que COPEC y Petrobras constituyen un 85% y 12% de la compra de petróleo, respectivamente. Por otro lado, ningún cliente concentra por sí solo, al menos el 10% total de los ingresos de la empresa distribuidora.

Inversiones

Edelaysen realiza un plan quinquenal de inversiones, el que contempla por una parte, “inversiones base”, que consideran los proyectos necesarios para satisfacer la demanda y crecimiento normal del negocio y por otra, proyectos de rentabilidad. El monto anual aproximado del plan de inversiones de Edelaysen para el próximo periodo bordea los MM\$4.500, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa.

La inversión total del año 2014 fue de \$ 3.627 millones.



Propiedades e Instalaciones

A continuación se indican las principales propiedades de la Sociedad, de las cuales es titular del dominio y no se encuentran bajo leasing financiero u operativo:

Empresa	Principales propiedades	Ubicación	Capacidad Instalada
Edelaysen	Central Lago Atravesado	Coyhaique	10,5 MW
	Central Tehuelche	Coyhaique	10,1 MW
	Central Chacabuco	Chacabuco	9,1 MW
	Central Hidroeléctrica Aysén	Aysén	6,6 MW
	Otras Centrales	Distintas localidades entre las Regiones de Los Lagos y Aysén	19 MW

Sistemas Aislados

Edelayesen cuenta con una amplia experiencia en el desarrollo de proyectos de generación y distribución, orientados a satisfacer las exigencias de sectores aislados que no cuentan con una conexión al SIC y que requieren disponer de fuentes de electricidad las 24 horas al día para su desarrollo sustentable.

Actualmente, los sistemas aislados administrados por Edelayesen son los siguientes:

		Ventas energía (MWh)	Clientes
	Cisnes	3.150	1.173
	Huichas	811	468
Edelayesen	Villa O'Higgins	503	288
	Amengual-La Tapera	231	268
	Santa Bárbara (***)	153	1(*)
Total		4.848	2.198

(*) Gobierno Regional de los Lagos

(***) Central interconectada al Sistema Palena a partir de junio 2014

Gestión Financiera

Utilidad Líquida Distribuible

La Sociedad no aplica ajustes al ítem “Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora” del Estado de Resultados Integrales. Por lo tanto, se toman como base los valores de dicho ítem, menos las pérdidas acumuladas, si existieran, y sobre este resultado se deducen los dividendos distribuidos y que se distribuyan con cargo al resultado del año. Los ajustes de la primera adopción a IFRS, no forman parte de este cálculo en la medida que no se realicen.

Esta política de cálculo de la utilidad líquida distribuible es aplicable a partir del año 2010, tras acuerdo en sesión de directorio de fecha 7 de octubre de 2010 y conforme a lo estipulado en la Circular N° 1945 de fecha 29 de septiembre de 2009 de la Superintendencia de Valores y Seguros.

En razón a lo anterior la utilidad líquida distribuible por el ejercicio 2014 asciende a M\$ 5.056.105.

Distribución de Utilidades

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo N° 33 de \$ 40,37001715 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31.12. 14. Este dividendo representa un 30% de la utilidad y significa un pago total de M\$1.517.000.

Para los próximos años se espera repartir dividendos equivalentes al 30% de la utilidad.

Capital Social

Al 31 de diciembre de 2014 el capital suscrito y pagado de la Sociedad ascendía a M\$37.005.894, distribuido en 37.577.393 de acciones suscritas y pagadas.

En caso de que la Junta Ordinaria de Accionistas apruebe la distribución de utilidades propuesta, la composición de los fondos sociales al 31 de diciembre de 2014 sería la siguiente:

	M\$
Capital emitido	37.005.894
Ganancias (pérdidas) acumuladas	31.562.798
Otras reservas	819.922
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	69.388.614

Dividendos

Los dividendos pagados por la Sociedad los últimos tres años son los siguientes:

Dividendo	Fecha de pago	\$ por acción moneda histórica	Imputado ejercicio
Final N°30	25/05/12	30,47	2011
Final N°31	29/05/13	26,45	2012
Fianl N°32	28/05/14	38,51	2013

Directorio

En conformidad a lo dispuesto en la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad.

Los Directores señores Waldo Fortín Cabezas, Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, María Morsillo y Christopher Powell, han renunciado a la remuneración que les correspondía por el ejercicio del cargo de Director de Eléctricas y sus filiales. Por lo tanto, sólo los siguientes Directores recibieron remuneraciones fijas por el ejercicio de sus funciones, y corresponden a dietas de asistencia:

	Año 2014	Año 2013
Jorge Lesser G.	1.436	1.378
Iván Díaz M.	1.436	1.378
Total	2.872	2.756

Durante el año 2014 y 2013, la Sociedad no ha realizado pagos a empresas relacionadas con Directores.

En 2014 no existen gastos en asesorías ni otros servicios relevantes contratados por el Directorio, o incentivos, tales como bonos, compensaciones en acciones, opciones de acciones u otros.

Los Directores no poseen porcentajes de participación en la propiedad de la Sociedad matriz y sus filiales.

Ejecutivos principales

Las siguientes remuneraciones e incentivos totales han sido percibidas por los Ejecutivos de la Sociedad durante el ejercicio 2014:

MM\$	Año 2014	Año 2013
Remuneraciones	58	52
Incentivos variables	33	21
Totales	91	73

La Sociedad tiene establecido para sus ejecutivos, 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, pagándose un anticipo de 25% de una remuneración bruta durante el tercer trimestre de cada año y el saldo en el primer trimestre del año siguiente.

Los ejecutivos principales no poseen porcentajes de participación en la propiedad de la Sociedad ni su matriz.

En el año 2014 y 2013, no se registraron indemnizaciones por años de servicio percibidas por principales ejecutivos de la Sociedad.

Dotación de personal

Al 31 de diciembre de 2014, la Sociedad cuenta con la siguiente dotación de personal:

	Edelayesen
Gerentes y ejecutivos principales	1
Profesionales y técnicos	49
Administrativos y electricistas	16
Total	66

Información Financiera

Políticas de Inversión y Financiamiento

La Sociedad continuará su estrategia de desarrollo a través del fortalecimiento de los negocios en que participan actualmente, consolidando su posición de distribuidoras, subtransmisora y generadora entre la regiones de Aysén, y la búsqueda de nuevas oportunidades que se presenten en el ámbito de los servicios públicos y la venta de productos y servicios asociados al negocio de distribución eléctrica, así como negocios complementarios que están asociados al uso de la extensión de la red de contacto cliente que tienen las empresas en el sur de Chile.

Las inversiones se desarrollan utilizando estrictos parámetros de decisión, tanto financieros como técnicos y estratégicos. El lineamiento básico que debe cumplir toda nueva inversión se relaciona con la claridad que exista en el marco legal en que se desenvolverá.

Las fuentes de financiamiento se administran en concordancia con el plan financiero de largo plazo de la Sociedad matriz. Los recursos financieros se obtienen de fuentes propias, endeudamiento tradicional, instrumentos de oferta pública y privada, y aportes de capital, siempre manteniendo estructuras estables y velando por optimizar el uso de los productos más convenientes en el mercado.

Política de Dividendos

La política de reparto de dividendos para los próximos años será de por lo menos un 30%, con un adicional que se determinará de acuerdo con las restricciones de la Empresa, para cumplir con sus obligaciones financieras y políticas operativas.

Propiedades y Seguros

Con el objeto de resguardar las actividades de la industria en las que participa, la Sociedad posee pólizas de seguro, de acuerdo con las prácticas habituales de la industria. La principales coberturas contratadas son de responsabilidad civil para las operaciones y daños físicos, perjuicio por paralización para bienes físicos como construcciones, centrales, subestaciones, contenido y existencias. La vigencia de los seguros en general es de 12 meses.

Hechos Relevantes

Durante el año 2014, la información esencial de la Sociedad fue la siguiente:

En sesión de Directorio celebrada con fecha 9 de abril, se tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Directores de la Sociedad de los señores Stacey Purcell y Kevin Roseke y además, se acordó citar a Junta Ordinaria de Accionistas para el día 30 de abril de 2014 y proponer el pago de un dividendo final de \$ 38,50985090 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2013.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 30 de abril, se efectuó la renovación del Directorio de la Sociedad, eligiendo como Directores por un periodo de dos años, a los señores Iván Díaz-Molina, Ben Hawkins, Waldo Fortín Cabezas, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Juzar Pirbhai, María Morsillo y Christopher Powell.

Con fecha 8 de mayo, se procedió a elegir como Presidente de la Sociedad y del Directorio al señor Jorge Lesser García-Huidobro, y como Vicepresidente al señor Iván Díaz-Molina.

En sesión de Directorio celebrada con fecha 6 de agosto, se tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director de la Sociedad del señor Juzar Pirbhai.

Declaración de Responsabilidad

Los firmantes, en su calidad de Gerente General y Directores de la Sociedad respectiva y debidamente facultados para ello, dando cumplimiento a lo dispuesto en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros y sus modificaciones, declaran bajo juramento que se hacen responsables de la veracidad de toda la información proporcionada en la presente Memoria Anual.

Jorge Lesser G / 6.443.633-3
Presidente

Iván Díaz – Molina / 14.655.033-9
Vicepresidente

Juan Ignacio Parot B. / 7.011.905-6
Director Titular

Waldo Fortín Cabezas / 4.556.889-k
Director Titular

María Morsillo / Extranjera
Director Titular

Ben Hawkins / Extranjero
Director Titular

Christopher Powell / Extranjero
Director Titular

Francisco Alliende A. / 6.379.874-6
Gerente General

Estados Resumidos

Empresa Eléctrica de Aisén S.A. - Edelayesen

Estados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre de 2014 y 2013)

	31-dic-2014	31-dic-2013
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	22.180.413	19.620.370
Activos No Corrientes	58.229.582	57.293.319
Total Activos	80.409.995	76.913.689

	31-dic-2014	31-dic-2013
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	4.489.449	4.544.190
Pasivos No Corrientes	6.531.764	5.062.330
Total Pasivos	11.021.213	9.606.520
Total Patrimonio Neto	69.388.782	67.307.169
Total Patrimonio Neto y Pasivos	80.409.995	76.913.689

Estados de Resultados Integrales por Función (Al 31 de diciembre de 2014 y 2013)

	31-dic-2014	31-dic-2013
M\$		
Margen Bruto	13.700.891	12.476.792
Ganancia Antes de Impuesto	5.761.966	5.786.159
Impuesto a las Ganancias	(705.861)	(962.493)
Ganancia	5.056.105	4.823.666

Estados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2014 y 2013)

	31-dic-2014	31-dic-2013
M\$		
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	7.714.742	7.104.471
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(5.205.530)	(3.709.926)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(1.442.747)	(983.343)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	2	439
Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	1.066.467	2.411.641
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al principio del año	4.202.080	1.790.439
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al final del año	5.268.547	4.202.080

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2014 y 2013)

	31-dic-2014	31-dic-2013
	Total Cambios en Patrimonio Neto	Total Cambios en Patrimonio Neto
M\$		
Saldo Inicial al 01/01/2014	67.307.169	63.929.774
Total de Cambios en Patrimonio	2.081.613	3.377.395
Saldo Final al 31/12/2014	69.388.782	67.307.169

Estados Financieros

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los señores Accionistas y Directores de
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Empresa Eléctrica de Aisén 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 con instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera, emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en la Nota 2 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 nuestra auditoría. Efectuamos nuestra auditoría de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad de 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 Empresa Eléctrica de Aisén 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 2.

Base de contabilización

Tal como se describe en Nota 2 a los estados financieros, en virtud de sus atribuciones la Superintendencia de Valores y Seguros con fecha 17 de octubre de 2014 emitió el Oficio Circular N°856 instruyendo a las entidades fiscalizadas, registrar en el ejercicio 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 describe en Nota 2. Nuestra opinión no se modifica respecto de este asunto.

Otros asuntos

Anteriormente, hemos efectuado una auditoría, de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile, a los estados financieros al 31 de diciembre de 2013 de Empresa Eléctrica de Aisén S.A. adjuntos, preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera y en nuestro informe de fecha 18 de marzo de 2014 expresamos una opinión de auditoría sin modificaciones sobre tales estados financieros.

Deloitte.

Marzo 11, 2015
Concepción, Chile



René González L.
12.380.681-6

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.
Estados de Situación Financiera
 Al 31 de diciembre de 2014 y 2013
 (En miles de pesos – M\$)

ACTIVOS	Nota	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al Efectivo	4	5.268.547	4.202.080
Otros Activos no Financieros Corrientes		170.088	157.224
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	5	3.633.354	3.862.500
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	6	10.579.996	9.035.716
Inventarios Corrientes	7	1.462.773	1.483.433
Activos por Impuestos Corrientes, Corriente	8	1.065.655	879.417
Total de Activos Corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.		22.180.413	19.620.370
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		22.180.413	19.620.370
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros Activos Financieros no Corrientes	9	-	520.085
Otros Activos no Financieros no Corrientes		1.059	1.059
Cuentas comerciales por Cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	5	435.899	95.021
Activos Intangibles distintos de la plusvalía	10	127.749	34.811
Propiedades, Planta y Equipo	11	57.416.919	56.513.319
Activos por Impuestos Diferidos	12	247.956	129.024
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		58.229.582	57.293.319
TOTAL ACTIVOS		80.409.995	76.913.689

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.
Estados de Situación Financiera
 Al 31 de diciembre de 2014 y 2013
 (En miles de pesos – M\$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	14	1.872.741	1.997.301
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	6	1.478.845	1.564.179
Otras provisiones Corrientes	15	15.575	16.778
Pasivos por Impuestos Corrientes, Corriente	8	262.064	138.618
Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	15	361.547	378.693
Otros Pasivos no Financieros Corrientes	16	498.677	448.621
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		4.489.449	4.544.190
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		4.489.449	4.544.190
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivo por Impuestos Diferidos	12	6.082.604	4.745.592
Otros Pasivos no Financieros No Corrientes	16	23.187	22.244
Provisiones No Corrientes por Beneficios a los Empleados	15	425.973	294.494
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		6.531.764	5.062.330
TOTAL PASIVOS		11.021.213	9.606.520
PATRIMONIO			
Capital Emitido	17	37.005.894	37.005.894
Ganancias Acumuladas	17	31.562.966	29.433.586
Otras Reservas	17	819.922	867.689
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		69.388.782	67.307.169
Participaciones no controladoras			
TOTAL PATRIMONIO		69.388.782	67.307.169
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		80.409.995	76.913.689

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.
Estados de Resultados Integrales

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013
(En miles de pesos – M\$)

Estado de Resultados Integrales Ganancia	Nota	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	18	18.752.045	17.914.883
Otros ingresos	18	1.186.064	1.078.221
Materias primas y consumibles utilizados	19	(6.237.218)	(6.516.312)
Gastos por beneficios a los empleados	20	(1.660.344)	(1.530.601)
Gasto por depreciación y amortización	21	(2.526.141)	(2.060.353)
Otros gastos, por naturaleza	22	(4.412.806)	(3.724.650)
Otras ganancias (pérdidas)		(14.903)	(7.440)
Ingresos financieros	23	635.407	610.526
Costos financieros	23	(1.540)	(1.441)
Diferencias de cambio	23	2	2.602
Resultados por unidades de reajuste	23	41.400	20.724
Ganancia, antes de impuestos		5.761.966	5.786.159
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	12	(705.861)	(962.493)
Ganancia procedente de operaciones continuadas		5.056.105	4.823.666
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas			
Ganancia		5.056.105	4.823.666
Ganancia por acción básica			
Ganancia por acción básica de operaciones continuadas	\$/acción	134,552	128,366
Ganancia por acción básica de operaciones discontinuadas	\$/acción		
Ganancia por acción básica	\$/acción		

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.
Estados de Otros Resultados Integrales

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013
(En miles de pesos – M\$)

Estados de Resultados Integrales	NOTA	01-01-2014 al 31-12-2014 M\$	01-01-2013 al 31-12-2013 M\$
Ganancia		5.056.105	4.823.666
Otro resultado integral			
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos	15	(65.434)	1.036
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que no se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos			
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos		(65.434)	1.036
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo			
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	12	17.667	(207)
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo		17.667	(207)
Otro Resultado Integral		(47.767)	829
Resultado Integral Total		5.008.338	4.824.495
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral Atribuible a los propietarios de la Controladora		5.008.338	4.824.495
Resultado integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		-	-
Resultado Integral Total		5.008.338	4.824.495

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.
Estados de cambios en el patrimonio neto
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013
 (En miles de pesos – M\$)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Cambio en otras reservas						Ganancias acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$	
				Superavit de Revaluación M\$	Reservas por diferencias de cambio por conversión M\$	Reservas de coberturas de flujo de caja M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta M\$	Otras reservas varias M\$					Otras reservas M\$
Saldo Inicial al 01/01/2014	37.005.894	-	-	-	-	-	(3.484)	-	871.173	867.689	29.433.586	67.307.169	-	67.307.169
Ajustes de Periodos Anteriores														
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	37.005.894	-	-	-	-	-	(3.484)	-	871.173	867.689	29.433.586	67.307.169	-	67.307.169
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.056.105	5.056.105	-	5.056.105
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	(47.767)	-	-	(47.767)	-	(47.767)	-	(47.767)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	(47.767)	-	-	(47.767)	-	(47.767)	-	(47.767)
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.516.832)	(1.516.832)	-	(1.516.832)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.409.893)	(1.409.893)	-	(1.409.893)
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	-	-	(47.767)	-	-	(47.767)	2.129.380	2.081.613	-	2.081.613
Saldo Final al 31/12/2014	37.005.894	-	-	-	-	-	(51.251)	-	871.173	819.922	31.562.966	69.388.782	-	69.388.782

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Cambio en otras reservas						Ganancias acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$	
				Superavit de Revaluación M\$	Reservas por diferencias de cambio por conversión M\$	Reservas de coberturas de flujo de caja M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta M\$	Otras reservas varias M\$					Otras reservas M\$
Saldo Inicial al 01/01/2013	37.005.894	-	-	-	-	-	(4.313)	-	871.173	866.860	26.057.020	63.929.774	-	63.929.774
Ajustes de Periodos Anteriores														
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	37.005.894	-	-	-	-	-	(4.313)	-	871.173	866.860	26.057.020	63.929.774	-	63.929.774
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.823.666	4.823.666	-	4.823.666
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	829	-	-	829	-	829	-	829
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	829	-	-	829	-	4.824.495	-	4.824.495
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.447.100)	(1.447.100)	-	(1.447.100)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	-	-	829	-	-	829	3.376.566	3.377.395	-	3.377.395
Saldo Final al 31/12/2013	37.005.894	-	-	-	-	-	(3.484)	-	871.173	867.689	29.433.586	67.307.169	-	67.307.169

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.
Estados de Flujos de Efectivo Directo

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013
(En miles de pesos – M\$)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01-01-2014 al 31-12-2014 M\$	01-01-2013 al 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		23.215.843	21.710.646
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		59.054	-
Otros cobros por actividades de operación		5.058	13.965
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(13.074.909)	(12.418.743)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(1.794.479)	(1.482.687)
Otros pagos por actividades de operación		(500.301)	(40.451)
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(195.524)	(678.259)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		7.714.742	7.104.471
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		(3.376.000)	(4.945.000)
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(4.289.904)	(3.404.801)
Cobros a entidades relacionadas		1.783.000	4.071.316
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		677.374	568.559
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(5.205.530)	(3.709.926)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de subvenciones del gobierno, clasificados como actividades de financiación		4.281	10.437
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación		(1.447.028)	(993.780)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(1.442.747)	(983.343)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		1.066.465	2.411.202
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		2	439
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		1.066.467	2.411.641
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del año		4.202.080	1.790.439
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año	4	5.268.547	4.202.080



EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.
Notas a los estados financieros
Al 31 de diciembre de 2014 y 2013
(En miles de pesos – M\$)

1 Información General y Descripción del Negocio

La Sociedad Empresa Eléctrica de Aisén S.A., en adelante para efectos de este informe “Edelaysen” o la “Sociedad”, está inscrita en el Registro de Entidades Informantes con el número 28 y está sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros.

Edelaysen es una empresa verticalmente integrada que genera en un 100% la energía para distribuir en su zona de influencia, principalmente en la Región de Aisén.

La Sociedad es una filial indirecta de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. Esta última es el vehículo de inversión a través del cual el fondo canadiense Ontario Teachers' Pension Plan Board y el fondo canadiense Alberta Investment Management Corporation (AIMCo), controlan las empresas del Grupo Saesa, de las que la Sociedad forma parte.

2 Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1 Principios contables

Los presentes estados financieros, se presentan en miles de pesos y han sido preparados a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad.

Los estados financieros de la Sociedad al 31 de diciembre de 2014, han sido preparados de acuerdo a Normas de la Superintendencia de Valores y Seguros que consideran las Normas Internacionales de Información Financiera, emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB"), excepto por lo señalado en el Oficio Circular N° 856 de la SVS, de fecha 17 de octubre de 2014 (Ver nota cambio contable 2.3). Estos Estados Financieros han sido aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 11 de marzo de 2015. Los Estados Financieros por el año terminado al 31 de diciembre de 2013 han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF o IFRS por sus siglas en inglés). Para estos fines, las IFRS comprenden las normas emitidas por el Consejo Internacional de Normas de Contabilidad (International Accounting Standard Board "IASB" en inglés) y las interpretaciones emitidas por el Comité Internacional de Interpretaciones sobre Informes Financieros ("IFRIC" en inglés).

2.2 Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2014:

Enmiendas a NIIF o Nuevas interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
NIC 32, Instrumentos Financieros: Presentación – Aclaración de requerimientos para el neteo de activos y pasivos financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
Entidades de Inversión – Modificaciones a NIIF 10, Estados Financieros Consolidados; NIIF 12 Revelaciones de Participaciones en Otras Entidades y NIC 27 Estados Financieros Separados	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
NIC 36, Deterioro de Activos- Revelaciones del importe recuperable para activos no financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
NIC 39, Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición – Novación de derivados y continuación de contabilidad de cobertura	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
NIC 19, Beneficios a los empleados – Planes de beneficio definido: Contribuciones de Empleados	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014
Mejoras Anuales Ciclo 2010 – 2012 mejoras a seis NIIF	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014
Mejoras Anuales Ciclo 2011 – 2013 mejoras a cuatro NIIF	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014
CINIIF 21, Gravámenes	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014

Las aplicaciones de estos pronunciamientos contables no han tenido impactos significativos para la Sociedad en los montos reportados en estos estados financieros, sin embargo, podrían afectar la contabilización de futuras transacciones o acuerdos.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva aún no vigente:

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros anuales, los siguientes pronunciamientos habían sido emitidos por el IASB, pero no eran de aplicación obligatoria.

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 9, Instrumentos Financieros	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
NIIF 14, Diferimiento de Cuentas Regulatorias	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
NIIF 15, Ingresos procedentes de contratos con clientes	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Contabilización de las adquisiciones por participaciones en operaciones conjuntas (enmiendas a NIIF 11)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Aclaración de los métodos aceptables de Depreciación y Amortización (enmiendas a la NIC 16 y NIC 38)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Agricultura: Plantas productivas (enmiendas a la NIC 16 y NIC 41)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Enmienda a NIC 27: Método de la participación en los estados financieros separados	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Enmienda a NIIF 10 y NIC 28: Venta y aportación de activos	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Iniciativa de Revelación (enmiendas a NIC 1)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Aplicación de la excepción de Consolidación (enmiendas a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28) Entidades de Inversión	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Mejoras Anuales Ciclo 2012 – 2014 mejoras a cuatro NIIF	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016

La Sociedad no ha aplicado estos pronunciamientos en forma anticipada y se encuentra evaluando los impactos que podrían generar las mencionadas normas y modificaciones en sus estados financieros en el momento de su adopción.

2.3 Cambio Contable

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

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

Esta instrucción emitida por la SVS significó un cambio en el marco de preparación y presentación de información financiera adoptado hasta esa fecha, dado que el marco anterior (NIIF) requiere ser adoptado de manera integral, explícita y sin reservas.

El efecto de este cambio en las bases de contabilidad significó un cargo a los resultados acumulados por un importe de M\$1.409.893, que de acuerdo a NIIF debería ser presentado con cargo a resultados del año (Ver Nota 17.1.4).

2.4 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros es responsabilidad de la Administración de la Sociedad.

En la preparación de los estados financieros, se requiere el uso de estimaciones y supuestos que afectarán los montos a reportar de activos y pasivos a la fecha de los estados financieros, y los montos de ingresos y gastos durante el año de reporte. La Administración de la Sociedad, necesariamente efectuará juicios y estimaciones que tendrán un efecto significativo sobre las cifras presentadas en estos estados financieros preparados según lo indicado en Nota 2.1.

Los supuestos y estimaciones usados en la preparación de los estados financieros son los siguientes:

- **Vida útil económica de activos:** La vida útil de los bienes de propiedades, planta y equipo que son utilizadas para propósitos del cálculo de la depreciación, es determinada en base a estudios técnicos preparados por especialistas externos e internos. Adicionalmente, se utilizan estos estudios para nuevas adquisiciones de bienes de propiedades, planta y equipo, o cuando existen indicadores que las vidas útiles de estos bienes deben ser cambiadas.
- **Deterioro de activos:** La Sociedad revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no pueda ser recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro. En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo efectivo independiente son agrupados en una unidad generadora de efectivo ("UGE") a la cual pertenece el activo. El monto recuperable de estos activos o UGE, es medido como el mayor valor entre su valor razonable y su valor libro.
- **Estimación de deudores incobrables y existencias obsoletas:** La Sociedad ha estimado el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar y de la obsolescencia de inventario, para lo que ha establecido porcentajes de provisión por tramos de vencimiento y la tasa de rotación de sus inventarios, respectivamente.
- **Indemnización por años de servicio:** Las obligaciones reconocidas por concepto de indemnizaciones por años de servicio nacen de convenios colectivos suscritos con los trabajadores de la Sociedad, en los que se establece el compromiso por parte de ella. La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de cambios en los supuestos actuariales, es reconocida dentro de otro resultado integral del año.

Los supuestos son establecidos en conjunto con un actuario externo a la Sociedad, que incluyen entre otras, las hipótesis demográficas, la tasa de descuento, los aumentos esperados de remuneraciones y permanencia futura.

- **Ingresos y costos de explotación:** La Sociedad considera como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el año, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al cierre del año. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación.
- **Litigios y contingencias:** La Sociedad evalúa periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad han opinado que se obtendrán resultados favorables o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

2.5 Período cubierto

Los presentes Estados Financieros anuales comprenden:

- Estados de Situación Financiera Clasificados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.
- Estados de Resultados Integrales por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.
- Estados de Cambios en el Patrimonio neto por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.
- Estados de Flujos de Efectivo Directos por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

2.6 Bases de preparación

Los Estados Financieros de la Sociedad al 31 de diciembre de 2014 han sido preparados de acuerdo a Normas de la Superintendencia de Valores y Seguros que consideran las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB"), excepto por lo señalado en el Oficio Circular N° 856 de la SVS, de fecha 17 de octubre de 2014 (Ver nota cambio contable 2.3). Estos Estados Financieros han sido aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 11 de marzo de 2015. Los Estados Financieros por el año terminado al 31 de diciembre de 2013 han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF o IFRS por sus siglas en inglés). Para estos fines, las IFRS comprenden las normas emitidas por el Consejo Internacional de Normas de Contabilidad (International Accounting Standard Board "IASB" en inglés) y las interpretaciones emitidas por el Comité Internacional de Interpretaciones sobre Informes Financieros ("IFRIC" en inglés).

2.7 Moneda funcional

La moneda funcional para la Sociedad se determinó como la moneda del ambiente económico principal en que funciona. Las transacciones distintas a las que se realizan en la moneda funcional de la entidad se convierten a la tasa de cambio vigente a la fecha de la transacción. Los activos y pasivos expresados en monedas distintas a la funcional se vuelven a convertir a las tasas de cambio de cierre. Las ganancias y pérdidas por la reconversión se incluirán en las utilidades o pérdidas netas dentro de las otras partidas financieras.

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno.

2.8 Bases de conversión

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional se consideran transacciones en moneda extranjera. Las operaciones que realiza la Sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el año, las diferencias entre el tipo de cambio contabilizado y el que está vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integral.

Asimismo, al cierre de cada año, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de la Sociedad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integral.

Los activos y pasivos en moneda extranjera, son traducidos a los tipos de cambio o valores vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros, según el siguiente detalle:

	31.12.2014	31.12.2013
	\$	\$
Dólar Estadounidense	606,75	524,61
Unidad de Fomento	24.627,10	23.309,56

2.9 Compensación de saldos y transacciones

Como norma general, en los estados financieros no se compensan ni los activos ni los pasivos, ni los ingresos ni los gastos, salvo aquellos casos en que la compensación sea requerida o esté permitida por alguna norma y esta presentación sea el reflejo del fondo de la transacción.

2.10 Propiedades, planta y equipo

Los bienes de propiedades, planta y equipo son registrados al costo de adquisición menos la depreciación acumulada y deterioros acumulados.

Adicionalmente al costo de adquisición o construcción de cada elemento, se incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los costos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos calificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo: instalaciones de distribución, transmisión o generación eléctrica. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad o la matriz del grupo. No hubo montos activados por este concepto en los años 2014 y 2013.
- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$97.605 por el año terminado al 31 de diciembre de 2014 y a M\$152.509 por el año terminado al 31 de diciembre de 2013 (Ver Nota 20).
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad deberá hacer frente en relación con la obligación de cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. La Sociedad, revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

Todos los bienes de Propiedades, planta y equipo adquiridos con anterioridad a la fecha en que la Sociedad efectuó su transición a las IFRS, fueron retasados por terceros independientes.

Las obras en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el período de prueba cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su depreciación.

Los costos de ampliación o mejoramiento sustancial de estructuras, instalaciones o equipos existentes, corresponden a la sustitución o el mejoramiento de partes, pero sin reemplazar la totalidad del bien, y que tiene como resultado la ampliación de la vida útil, el incremento de la capacidad, la disminución de los costos operacionales o el incremento del valor a través de los beneficios que el bien puede aportar, son incorporados como mayor costo del bien. También se incluyen en estos costos aquellas exigencias de la autoridad o compromisos tomados por la Sociedad, que de no concretarse no permitirían el uso del activo.

Los costos posteriores (reemplazo de componentes, mejoras, ampliaciones o crecimientos) se incluyen en el valor del activo inicial o se reconocen como un activo separado. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente.

El resto de reparaciones y mantenciones que no cumplan con lo mencionado anteriormente se cargan en el resultado del año en que se incurren.

La depreciación es determinada, aplicando el método lineal, sobre el costo de los activos menos su valor residual, entendiéndose que los terrenos sobre los que se encuentran construidos los edificios y otras construcciones tienen una vida útil indefinida y que, por tanto, no son objeto de depreciación.

El valor residual y la vida útil de los activos se revisan y ajustan periódicamente, si es necesario, ajustando en forma prospectiva, si corresponde.

La Sociedad, en base al resultado de las pruebas de deterioro, considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos.

A continuación se presentan los principales períodos de vida útil utilizados para la depreciación de los activos:

	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificio	40-80
Plantas y equipos:	
Lineas y redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	20-40
Subestaciones	20-60
Sistema de Generación	25-50
Equipo de tecnología de la Información	
Computación	5
Instalaciones fijas y accesorios:	
Muebles y equipos de oficina	10
Vehiculos	7
Otros equipos y herramientas	10

Para la explotación del sistema eléctrico de distribución, la Sociedad tiene concesiones de distribución de electricidad que son otorgadas por la Autoridad Reguladora Chilena y no tienen fecha de expiración, por lo que se consideran de carácter indefinido.

2.11 Activos intangibles

2.11.1 Servidumbres y Derechos de Agua

Estos activos intangibles corresponden a servidumbres de paso y derechos de agua no consuntivos. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente se valorizan a su costo neto de las pérdidas por deterioro, que en su caso hayan experimentado. Los activos de vida útil indefinida no se amortizan.

2.11.2 Programas informáticos

Estos activos intangibles corresponden a aplicaciones informáticas, y su reconocimiento contable se realiza inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente se valorizan a su costo neto de las amortizaciones y pérdidas por deterioro, que en su caso hayan experimentado. Estos activos se amortizan en su vida útil que varía entre cuatro y seis años.

2.11.3 Costos de investigación y desarrollo

Durante los años presentados, la Sociedad no ha registrado costos de investigación, de haberlos se contabilizan con cargo a resultados en el año en que ocurren. Tampoco han presentado costos de desarrollo, que de haberlos se contabilizan como un activo en la medida que cumplan los criterios de reconocimiento, de lo contrario son gastos en el año en que ocurren o dejen de cumplir los criterios por cambio en las circunstancias.

2.12 Deterioro de los activos

La Sociedad revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no puede ser recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro.

En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo efectivo independiente son agrupados en una unidad generadora de efectivo (UGE) a la cual pertenece el activo.

La Administración necesariamente aplica su juicio en la agrupación de activos que no generan flujos de efectivo independientes y también en la estimación, la periodicidad y los valores del flujo de efectivo subyacente en los valores del cálculo.

Cambios posteriores en la agrupación de la UGE o la periodicidad de los flujos de efectivo podrían impactar el valor libro de los respectivos activos.

El valor recuperable es el más alto valor entre el valor justo menos los costos de vender, y el valor en uso. Este último corresponde a los flujos futuros estimados descontados.

Si el valor recuperable de un activo o UGE se estima que es menor que su valor libro, este último disminuye al valor recuperable. Se reconoce el deterioro como otra depreciación. En caso que se reverse un deterioro posteriormente, el valor libro aumenta a la estimación revisada del valor recuperable, pero hasta el punto que no supere el valor libro que se hubiese determinado, si no se hubiera reconocido un deterioro anteriormente. Se reconoce un reverso como una disminución del cargo por depreciación de inmediato en el resultado del año.

Para el cálculo del valor de recuperación de las propiedades, plantas y equipos, y del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por la Sociedad en la mayoría de los casos.

Para estimar el valor en uso, la Sociedad prepara las proyecciones de flujos de caja futuros a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Administración sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Los flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa que recoge el costo de capital del negocio. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo que reflejan las tasaciones de mercado vigentes del valor en el tiempo del dinero y los riesgos específicos del activo.

Para determinar la necesidad de deterioro de activos financieros relacionados con cuentas por cobrar, la Sociedad tienen políticas de registro de provisiones en función de su estado y antigüedad, que se aplican en forma general, con excepción de casos específicos, que demanden un análisis más detallado sobre riesgo de incobrabilidad.

Respecto de otros activos financieros, principalmente inversiones, la Sociedad tiene políticas para administrar el riesgo de deterioro, que exigen un riesgo mínimo a los instrumentos colocados y una jerarquía para aprobaciones.

2.13 Instrumentos financieros

Un instrumento financiero corresponde a cualquier contrato que origina un activo financiero en una entidad y un pasivo financiero o un instrumento de patrimonio en otra entidad.

2.13.1 Activos Financieros no derivados

De acuerdo a lo definido por la Sociedad, los activos financieros no derivados son clasificados en las siguientes categorías:

a) Instrumentos mantenidos al vencimiento

Los instrumentos mantenidos hasta el vencimiento son aquellos activos financieros no derivados, con una fecha de vencimiento fija, con pagos en montos fijos o determinables, y para los que la entidad ha definido su intención y posee la capacidad de mantenerlos al vencimiento. Los activos de esta categoría se contabilizan al costo amortizado.

b) Préstamos y cuentas por cobrar

Son aquellos activos financieros no derivados, con pagos fijos o determinables, que no se negocian en un mercado activo. Los activos de esta categoría se contabilizan al costo amortizado, correspondiendo éste básicamente al efectivo entregado, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados en el caso de los préstamos, y al valor actual de la contraprestación realizada en el caso de las cuentas por cobrar. Se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha del balance que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas a cobrar se incluyen en cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar en el balance. Los superiores a 12 meses se clasifican en cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes.

El método de tasa de interés efectiva corresponde al método de cálculo del costo amortizado de un activo financiero y de la asignación de los ingresos por intereses durante todo el período correspondiente. La tasa de interés efectiva corresponde a la tasa que descuenta exactamente los flujos futuros de efectivo estimados por cobrar (incluyendo todos los cargos sobre puntos pagados o recibidos que forman parte integral de la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y otros premios o descuentos), durante la vida esperada del activo financiero.

Las adquisiciones y enajenaciones de activos financieros, se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha que se compromete a adquirir o vender el activo.

2.13.2 Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación se registra el efectivo en caja, depósitos a plazo y otras inversiones a corto plazo de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja, con vencimiento original de hasta tres meses y que tienen un bajo riesgo de cambios de su valor.

2.13.3 Pasivos financieros no derivados

Los pasivos financieros se registran generalmente por el efectivo recibido, neto de los costos incurridos en la transacción. En períodos posteriores estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de tasa de interés efectiva.

El método de tasa de interés efectiva corresponde al método de cálculo del costo amortizado de un pasivo financiero y de la asignación de los costos por intereses durante todo el período correspondiente. La tasa de interés efectiva corresponde a la tasa que descuenta exactamente los flujos futuros de efectivo estimados por pagar (incluyendo todos los cargos sobre puntos pagados o recibidos que forman parte integral de la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y otros premios o descuentos), durante la vida esperada del pasivo financiero.

2.13.4 Instrumentos de patrimonio

Un instrumento de patrimonio es cualquier contrato que ponga de manifiesto una participación residual en los activos de una entidad una vez deducidos todos sus pasivos. Los instrumentos de patrimonio emitidos por la Sociedad se registran al monto de la contraprestación recibida, netos los costos directos de emisión. Actualmente la Sociedad sólo tiene emitidas acciones ordinarias serie única.

2.14 Inventarios

Las existencias se valoran al precio medio ponderado de adquisición, o valor neto de realización si éste es inferior.

2.15 Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.15.1 Ingresos diferidos

En este rubro se incluyen, fundamentalmente, emisiones de documentos o pagos recibidos de clientes por servicios, especialmente de apoyos de cables telefónicos, que según contrato estipulan pagos anticipados. Estos montos se registran como ingresos diferidos en el pasivo del estado de situación financiera y se imputan a resultados en el rubro "Ingresos de actividades ordinarias" del estado de resultados integrales en la medida que se devenga el servicio.

2.15.2 Subvenciones estatales

Las subvenciones gubernamentales 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 activos, se deducen del valor libro al cual se ha contabilizado el activo correspondiente, y se reconocen en el estado de resultados integrales durante la vida útil del activo depreciable con un menor cargo por depreciación.

2.15.3 Obras en construcción para terceros

Las otras obras a terceros corresponden a obras eléctricas que construye la entidad y son facturadas y/o cobradas por anticipado a terceros, distintos de subvenciones gubernamentales, generando un abono al pasivo y un cargo a cuentas por cobrar. La construcción de la obra genera cargos a este pasivo hasta el término del contrato. La utilidad es reconocida en proporción al grado de avance.

2.16 Provisiones

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de sucesos pasados, en cuya liquidación la Sociedad espera desprenderse de recursos que implican beneficios económicos y en el que existe incertidumbre del monto y momento de cancelación, se registran en el estado de situación financiera como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima que la Sociedad tendrá que desembolsar para cancelar la obligación.

Las estimaciones de las provisiones se cuantifican teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los estados financieros, que rodea a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma.

2.17 Beneficios a los empleados

- Beneficios a los empleados a corto plazo, largo plazo y beneficios por terminación.

La Sociedad reconoce el importe de los beneficios que ha de pagar por los servicios prestados como un pasivo, el cual es registrado a su valor nominal mediante el método del devengo y presentado bajo el rubro cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar y provisiones corrientes por beneficios a los empleados.

Los costos asociados a los beneficios del personal, relacionados con los servicios prestados por los trabajadores durante el año, son cargados a resultados en el período que corresponde.

- Beneficios post-empleo: Indemnizaciones por años de servicio

Las condiciones de empleo estipulan el pago de una indemnización por años de servicio cuando un contrato de trabajo llega a su fin. Esto corresponde al pago de una proporción del sueldo base (0,9) multiplicada por cada año de servicio, siempre y cuando el trabajador tenga más de 10 años de antigüedad.

La obligación de indemnización por años de servicio es calculada de acuerdo a valorizaciones realizadas por un actuario independiente, utilizando el método de unidad de crédito proyectada, la que se actualiza en forma periódica. La obligación reconocida en el estado de situación financiera representa el valor actual de la obligación de indemnización por años de servicio. Las pérdidas y ganancias actuariales producidas por cambios en los supuestos actuariales se registran en otro resultado integral del año.

La Sociedad utiliza supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Dicha expectativa, al igual que los supuestos, son establecidos en conjunto con un actuario externo. Estos supuestos incluyen una tasa de descuento de 2,86% anual real, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

El importe total de los pasivos actuariales devengados al cierre del año se presenta en el ítem Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados.

2.18 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera adjunto, los saldos se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, y como no corrientes los de vencimiento superior a dicho período.

En el caso que existieran obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo esté asegurado a discreción de la Sociedad, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se podrían clasificar como pasivos no corrientes.

2.19 Impuesto a las ganancias

El resultado por impuesto a las ganancias del año, resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del año, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones o agregados.

Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos se recuperen y los pasivos se liquiden.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo que no provengan de combinaciones de negocio, se registran en resultados o en rubros de patrimonio neto en el estado de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Los activos por impuestos diferidos y créditos tributarios se reconocen únicamente cuando se considera probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías compradas o intangibles de carácter perpetuo y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en filiales, en las cuales la Sociedad pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no reviertan en un futuro previsible.

Las rebajas que se puedan aplicar al monto determinado como pasivo por impuesto corriente, se imputan en resultados como un abono al rubro impuestos a las ganancias, salvo que existan dudas sobre su realización tributaria, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva, de acuerdo a NIC 12

Lo anterior con excepción de la aplicación en el año 2014 del Oficio Circular N° 856 emitido por la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS), el 17 de octubre de 2014, el que establece que las diferencias en pasivos y activos 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 (ver párrafos siguiente), deben contabilizarse en el ejercicio respectivo contra patrimonio (ver nota 2.3 Cambio Contable).

El 29 de Septiembre de 2014, el H. Congreso Nacional ha dado su aprobación al Proyecto de Ley N°20.780 que modifica el Sistema de Tributación en Chile e introduce diversos ajustes al sistema tributario.

Entre otros cambios, a partir del 1 de enero de 2017 la Reforma propone dos sistemas tributarios distintos, que si bien mantienen características de integrado, se diferencian en la tasa de impuesto de primera categoría final y en la oportunidad de pago de los impuestos terminales (impuesto global complementario o adicional).

Uno de ellos es el Sistema Atribuido, que incrementa las tasas de Impuesto de primera categoría en 21% en 2014, 22,5% en 2015, 24,0% en 2016, 25% en 2017 en adelante. El otro es el Sistema Parcialmente Integrado que incrementa las tasas de impuesto de primera categoría en 21% en 2014, 22,5% en 2015, 24,0% en 2016, 25,5% en 2017 y 27% en 2018 en adelante. La Sociedad ha optado preliminarmente por el Sistema Parcialmente integrado, lo que no implica que no pueda

cambiar su decisión en el futuro. La decisión final debe ser tomada en Junta Extraordinaria de Accionistas (2/3 de quorum), durante el último trimestre de 2016.

2.20 Reconocimiento de ingresos y gastos

La Sociedad considera como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el año, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al término del año. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación.

2.21 Ganancias por acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia neta del año atribuible a la Sociedad y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante el mismo período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad en poder de alguna sociedad filial si en alguna ocasión fuera el caso. La Sociedad no ha realizado ningún tipo de operación de potencial efecto dilusivo que suponga una ganancia por acción diluida diferente a la ganancia básica por acción.

2.22 Dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como un pasivo en base devengada al cierre de cada año en los estados financieros de la Sociedad en función de la política de dividendos acordada por la Junta o los estatutos, que a la fecha corresponde a lo menos al mínimo obligatorio establecido en el artículo N°79 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas.

La Junta de Accionistas es soberana de cambiar el valor indicado, lo que no necesariamente aplica para los próximos años.

Para el cálculo de la utilidad líquida distribible la Sociedad no aplicará ajustes al ítem “Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora” del Estado de Resultados Integrales. Dado lo anterior se tomarán como base los valores de dicho ítem, menos las pérdidas acumuladas, si existieran, y sobre este resultado se deducirán los dividendos distribuidos y que se distribuyan con cargo al año. Los ajustes de primera adopción a IFRS, no formarán parte de este cálculo en la medida que no se realicen.

2.23 Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de efectivo y efectivo equivalente realizados durante el año, determinados por el método directo. En estos estados de flujos de efectivo se utilizan las siguientes expresiones:

- **Flujos de efectivo:** Entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiéndose por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- **Actividades de operación:** Son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de la Sociedad, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.
- **Actividades de inversión:** Son las actividades relacionadas con la adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- **Actividades de financiamiento:** Son las actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos de carácter financiero.

3 Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

El sector eléctrico chileno contempla las actividades de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, las que son desarrolladas por el sector privado, cumpliendo el Estado una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria. Lo anterior se traduce en que las empresas tienen capacidad de decisión respecto de sus inversiones, la comercialización de sus servicios y la operación de sus instalaciones, siendo por tanto, responsables de la calidad del servicio otorgado en cada segmento, según lo estipule el marco regulatorio del sector.

En sistemas con una capacidad instalada igual o superior a 200 MW los actores del sector eléctrico operan coordinadamente, y dicha coordinación está a cargo de un Centro de Despacho Económico de Carga ("CDEC"), el que tiene las siguientes funciones:

- Preservar la seguridad del servicio;
- Garantizar la operación a mínimo costo del conjunto de las instalaciones que conforman el sistema;
- Garantizar el acceso a las instalaciones de transmisión para abastecer los suministros de los clientes finales (distribuidoras o clientes libres).

Edelayesen es una empresa integrada verticalmente (opera instalaciones propias de generación como de transmisión y distribución) y desarrolla su negocio en los Sistemas Medianos (SSMM) de Aisén, General Carrera y Palena, que atienden el consumo de varias localidades de la Región XI.

3.1 Generación eléctrica y transporte

La generación eléctrica es una actividad caracterizada por la libre participación y no obligatoriedad de obtener concesiones, salvo para la construcción y operación de centrales hidroeléctricas.

Los costos de generación y transmisión de los sistemas medianos de Aisén son determinados por un Estudio específico realizado cada cuatro años. La tarificación de estos sistemas se hace en base al Costo Total de Largo Plazo (CTLP) y junto a la definición de los precios aplicables, el Estudio establece un Plan de Obras de inversión obligatorio en generación-transporte para el mismo periodo en que se aplicarán las tarifas determinadas.

3.2 Distribución

De acuerdo a la legislación, se considera distribución a toda la oferta de electricidad con un voltaje máximo de 23 kV, mientras que la oferta a voltajes mayores se entiende como transmisión.

Las compañías dedicadas a la distribución eléctrica operan bajo el sistema de concesiones, que definen los territorios en los cuales cada compañía se obliga a entregar servicio a los clientes regulados bajo un régimen de tarifa máxima, conjugado con un modelo de empresa eficiente, fijada por la autoridad regulatoria. Dada las barreras de entrada de la actividad, principalmente debido a las fuertes economías de densidad, las empresas distribuidoras operan con características de monopolio natural en el mercado de los clientes regulados. Si bien la autoridad puede otorgar concesiones superpuestas, en la práctica no se incentiva que coexistan en un mismo territorio instalaciones pertenecientes a distintas distribuidoras, ya que las señales tarifarias impuestas por la autoridad regulatoria apuntan a un óptimo técnico-económico, vale decir, no financian instalaciones de distribución que ésta considere redundantes o innecesarias para cumplir con las exigencias impuestas a este servicio.

Todo cliente, tanto regulado como libre (este último sea o no de la distribuidora), debe pagar el valor agregado de distribución (VAD) por el uso de las redes.

a) *Clientes Regulados*

Las tarifas que las empresas distribuidoras aplican a los clientes regulados se componen de la siguiente forma:

- Precio Nudo: Para el caso de la Sociedad, esta componente refleja el costo total de largo

plazo de producción y transporte de la energía, así como la potencia. Este precio es indexado semestralmente en virtud de variables macroeconómicas como el petróleo, el tipo de cambio y el índice de precios al consumidor y es traspasado a los clientes finales.

- Valor Agregado de Distribución (“VAD”): Componente del precio que incluye el costo de capital de los activos de distribución determinados por el Valor Nuevo de Reemplazo, o VNR, además de los costos de administración, el mantenimiento y la operación de los sistemas, los costos por facturación y atención de clientes y las pérdidas medias en las que se ha incurrido por concepto de distribución. Los valores por los conceptos mencionados corresponden a los de un modelo de empresa eficiente.

La tarifa que corresponde a cada empresa de distribución es fijada por la CNE, en base a un proceso de clasificación de cada una de ellas en áreas típicas, para lo cual se toman en cuenta criterios económicos, tales como densidad de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simulan varias empresas modelo, una en cada área típica, considerando fundamentalmente estándares operacionales y que se asimilan a las empresas reales que correspondan, según sus características. La tarifa es fijada finalmente buscando una tasa interna de retorno de 10% para cada empresa modelo, sobre sus activos modelados. Para validar las tarifas determinadas, se debe comprobar que la rentabilidad del conjunto de todas las distribuidoras operando, consideradas como una sola entidad, se encuentra dentro de la banda del 4% en torno al 10% teórico (entre 6% y 14%).

El VAD, constituido por los cargos de potencia (kW) y energía (kWh), cargos fijos y nivel de pérdidas eficientes, se fijan cada 4 años, al igual que sus respectivas fórmulas de indexación.

b) Clientes Libres

Pertenecen actualmente a este grupo todos aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW. Sin embargo, también se incluyen aquellos clientes que posean entre 0,5 MW y 2 MW quienes han optado por un régimen de tarifas libres por 4 años. La tarifa cobrada a este tipo de clientes es fijada entre su correspondiente suministrador y el mismo cliente, de acuerdo a condiciones de mercado.

Estos clientes, siendo o no de la distribuidora, deben pagar por el uso de las redes de distribución a las que se conecten, a través del pago de un peaje de distribución, que corresponde al VAD de cada empresa más un ajuste por precio de compra de energía y potencia.

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

Adicionalmente, las empresas distribuidoras reciben ingresos por los servicios asociados al suministro de electricidad o que se presten en mérito de la calidad de concesionario de servicio público (“SSAA”), entre los que se incluyen el arriendo de medidores, corte y reposición de servicio, apoyo a empresas de telecomunicaciones y cargo por cancelación fuera de plazo como algunos de los más relevantes. Las tarifas por este tipo de servicios son fijadas cada 4 años, se determinan con ocasión de cada nuevo proceso tarifario de VAD.

3.3 Marco regulatorio

3.3.1 Aspectos generales

La industria eléctrica nacional se encuentra regulada desde 1982, principalmente por el Decreto con Fuerza de Ley N°1/82, que contiene la Ley General Sobre Servicios Eléctricos (LGSE), y la reglamentación orgánica de dicha ley, contenida en el Decreto Supremo N°327/97. A las modificaciones a la Ley, y que tuvieron un positivo impacto en el sector, introducidas por la Ley N°19.940 de marzo de 2004 (“Ley Corta I”) y por la Ley N°20.018 de mayo de 2005 (“Ley Corta II”), se han agregado otras modificaciones en diversas materias.

Los aspectos principales de la legislación establecen que el costo de la energía para el consumidor final es una combinación del precio de generación y transporte, más un cargo único por el uso del sistema de transmisión, más los peajes de subtransmisión y el VAD.

3.3.2 Ley Corta I

La Ley Corta I se introdujo para generar los incentivos necesarios para que se realicen las inversiones necesarias en los sistemas de generación (nuevo régimen tarifario en Sistemas Medianos, introduce el concepto de servicio complementario como aquellos servicios requeridos para coordinar la operación en forma confiable, segura y a mínimo costo de los sistemas eléctricos tales como la regulación de tensión, frecuencia, aporte de reactivos, etc. y la modificación a la banda entre precios de nudo clientes libres) y en el transporte de electricidad (transmisión troncal, subtransmisión, transmisión adicional y peajes de distribución). Adicionalmente, reduce el límite de tamaño de potencia conectada para que los clientes finales puedan optar por un régimen libre de precios y adicionalmente introduce la figura del Panel de Expertos como órgano permanente para la resolución de conflictos, que resolverá las discrepancias entre las empresas que forman parte del sistema eléctrico y entre éstas y la autoridad respecto de un conjunto acotado de materias y cuyos dictámenes tienen la característica de ser definitivos e inapelables.

3.3.3 Ley Tokman

En septiembre de 2007, se publica la Ley N° 20.220 que perfecciona el marco legal vigente con el objeto de resguardar la seguridad del suministro a los clientes regulados y la suficiencia de los sistemas eléctricos, ante el término anticipado de contrato de suministro o la quiebra de una empresa generadora, transmisora o distribuidora.

3.3.4 Ley ERNC

En abril de 2008, se publica la Ley N° 20.257 que introduce modificaciones a la LGSE respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de Energías Renovables No Convencionales.

3.3.5 Ley que crea el Ministerio de Energía

En diciembre de 2009, se publica la Ley N° 20.402 que crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al DL N° 2.224, de 1978 y a otros cuerpos legales.

3.3.6 Ley Net Metering

En marzo de 2012, se publica la Ley N° 20.571 que fomenta la generación distribuida residencial.

3.3.7 Ley de Concesiones

Durante octubre de 2013 se publicó la Ley N° 20.701, que modifica una serie de procesos administrativos de forma de hacer más expedito la obtención de concesiones.

3.3.8 Ley de Licitación de ERNC

También durante octubre de 2013 fue promulgada la Ley 20.698 que modifica la Ley 20.257, que propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes de ERNC, y la obligación de generar mediante estas fuentes en un porcentaje que se encuentre dentro del rango de 15% a 20% al año 2025.

3.3.9 Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos

Durante febrero de 2014 se publicó la Ley N° 20.726, que modifica la LGSE, con el fin de promover la interconexión de sistemas eléctricos independientes.

3.3.10 Otras modificaciones en curso

Hasta mediados del 2014, en el Congreso permanecía sin tramitación por casi un año el proyecto de ley conocido como la “Ley de Carretera Eléctrica”, que establece zonas de interés nacional para el desarrollo de líneas de transmisión para la evacuación de centrales eléctricas entre otros.

A mediados de mayo del 2014, el Gobierno dio a conocer la “Agenda Energética” mediante la cual establece los pilares en que se sustentará su política energética, que incluye además las metas,

objetivos establecidos y una agenda legislativa para modificaciones a la normativa vigente y puesta al día de varios Reglamentos. Dentro de los aspectos de mayor relevancia legislativa en materia de electricidad se encuentran los siguientes:

- Modificaciones al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad para clientes regulados;
- Creación de nueve SEREMIS de Energía en las regiones del país donde hoy no existen;
- Modificaciones al marco legal de los sistemas de transmisión eléctrica;
- Ley de Eficiencia Energética;
- Ley de Impulso a la Geotermia;
- Modernización y Fortalecimiento de la SEC;
- Cambio al marco regulatorio de los Sistemas Medianos de Magallanes y Aysén.

3.3.11 Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

La industria eléctrica nacional está regulada fundamentalmente por organismos estatales, dentro de los que destacan la CNE, el Ministerio de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, cuyas funciones corresponden a labores de tipo fiscalizadora, reguladora y coordinadora.

a) Comisión Nacional de Energía (“CNE”): Se encarga fundamentalmente del buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional. Específicamente, la CNE es responsable de diseñar las normas del sector y del cálculo de las tarifas. Adicionalmente, actúa como ente técnico e informa al Panel de Expertos cuando se presentan divergencias entre los miembros del CDEC o cuando se presentan diferencias en los procesos de fijación de precios, entre otras materias.

b) Superintendencia de Electricidad y Combustibles (“SEC”): Organismo descentralizado, encargado de fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas relativas a generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. Adicionalmente, es quien otorga concesiones provisionales y verifica la calidad de los servicios prestados.

c) Ministerio de Energía: Institución creada a partir del año 2010 a cargo de fijar los precios nudo, peajes de transmisión y subtransmisión y tarifas de distribución. Además, otorga las concesiones definitivas, previo informe de la SEC. El objetivo general del Ministerio de Energía es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

a) Centros de Despacho Económico de Carga (“CDEC”): Organismos integrados por la Dirección de Operación, Peajes y Administración que tiene por objeto coordinar la operación segura y económica de las instalaciones que conforman cada uno de los sistemas interconectados.

b) Panel de Expertos: Órgano permanente creado para la resolución de conflictos (discrepancias) entre las empresas que forman parte del sistema eléctrico y entre éstas y la autoridad respecto de un conjunto acotado de materias y cuyos dictámenes tienen la característica de ser definitivos e inapelables.

4 Efectivo y Equivalentes al Efectivo

a) El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Efectivo en Caja	218.610	218.622
Saldo en Bancos	291.105	82.932
Depósitos a plazo	3.501.885	-
Otros instrumentos de renta fija	1.256.947	3.900.526
Totales	5.268.547	4.202.080

Los Otros Instrumentos de Renta Fija corresponden a una cartera de instrumentos tales como fondos mutuos de plazo inferior a 3 meses desde la fecha de la inversión, que son tomados por la Sociedad de manera de maximizar los retornos del excedente de caja, sin exceder el nivel de riesgo y de máxima exposición definidos por la Administración.

Todos estos instrumentos se tienen para cumplir los compromisos de pago a corto plazo y son fácilmente convertibles en una cantidad determinada de efectivo y están sujetos a un bajo nivel de riesgo de cambios en su valor. Estos tipos de instrumentos devengan el interés de mercado para ese tipo de operaciones.

b) El detalle de los Depósitos a corto plazo y Otros instrumentos de renta fija es el siguiente:

Nombre empresa	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Monto inversión	
			31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Edelayesen	Banco Consorcio	Depósitos a corto plazo	2.001.320	-
Edelayesen	Banco Estado Corredores de Bolsa	Depósitos a corto plazo	500.285	-
Edelayesen	Banco Estado Corredores de Bolsa	Depósitos a corto plazo	1.000.280	-
Totales			3.501.885	-

Nombre empresa	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Monto inversión	
			31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Edelayesen	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	1.256.947	1.373.629
Edelayesen	Banco Estado S.A. AGF	Fondos Mutuos	-	1.007.682
Edelayesen	Bice Inversiones AGF S.A.	Fondos Mutuos	-	1.416.197
Edelayesen	Scotia Adm. General de FM S.A.	Fondos Mutuos	-	103.018
Totales			1.256.947	3.900.526

c) El detalle por tipo de moneda del efectivo y equivalentes al efectivo es el siguiente

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	5.268.547	4.202.080
Totales		5.268.547	4.202.080

5 Cuentas Comerciales Por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar

a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	31-12-2014		31-12-2013	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	3.248.462	-	3.149.854	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	903.169	435.899	986.644	95.021
Totales	4.151.631	435.899	4.136.498	95.021

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	31-12-2014		31-12-2013	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	2.973.828	-	3.069.016	-
Otras cuentas por cobrar, neto	659.526	435.899	793.484	95.021
Totales	3.633.354	435.899	3.862.500	95.021

Provisión de deterioro cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	31-12-2014		31-12-2013	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales	274.634	-	80.838	-
Otras cuentas por cobrar	243.643	-	193.160	-
Totales	518.277	-	273.998	-

b) El detalle de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar facturadas y no pagadas o provisionados al 31 de diciembre 2014 y 2013, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Facturados	2.671.231	2.533.995
Energía y peajes	1.993.506	1.875.645
Anticipos para importaciones y proveedores	42.957	47.009
Cuenta por cobrar proyectos en curso	17.379	11.255
Otros	617.389	600.086
No Facturados o provisionados	1.322.047	1.357.470
Diferencias tarifarias por nuevos decretos	-	60.841
Energía en medidores (*)	1.254.956	1.213.368
Provisión ingresos por obras	29.692	47.876
Otros	37.399	35.385
Otros (Cuenta corriente empleados)	158.353	245.033
Totales, Bruto	4.151.631	4.136.498
Provisión deterioro	(518.277)	(273.998)
Totales, Neto	3.633.354	3.862.500

(*) Energía consumida y no facturada a los clientes.

Principales conceptos de otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Convenios de pagos y créditos	128.340	155.555
Anticipos para importaciones y proveedores	42.957	47.009
Cuenta por cobrar proyectos en curso	47.071	59.131
Deudores materiales y servicios	136.315	171.416
Cuenta corriente al personal	158.353	245.033
Otros deudores	390.133	308.500
Totales	903.169	986.644
Provisión deterioro	(243.643)	(193.160)
Totales, Neto	659.526	793.484

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2014 es de M\$4.069.253, y al 31 de diciembre de 2013 es de M\$3.957.521.

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos significativos y adicionalmente, de acuerdo a lo que establece la normativa vigente, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago, esto sin lugar a dudas es una herramienta importante en la gestión de cobranza. Otro aspecto importante que establece el DFL4/2006, artículo 225 letra a, es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que representa otra herramienta de cobro.

- b) Las Sociedades de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con lo que establece el DFL4/2006, artículo 136 y 125, están obligadas a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A diciembre de 2014 la Sociedad distribuye energía eléctrica a más de 42 mil clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito.

La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo Cliente	Cantidad	Participación ventas ejercicio %
Residencial	32.879	39%
Comercial	4.749	31%
Industrial	110	7%
Otros	4.636	23%
Total	42.374	100%

Respecto de las ventas que realiza la Sociedad se distinguen dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otros relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad fidelizar al cliente con una gama más amplia de productos tales como ventas al detalle de productos y servicios, y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

c) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el análisis de los deudores por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados, es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados pero no deteriorados	31-12-2014	31-12-2013
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	1.252.719	1.411.879
Con vencimiento entre tres y seis meses	41.464	56.507
Con vencimiento entre seis y doce meses	25.629	23.586
Con vencimiento mayor a doce meses	3.825	5.609
Total	1.323.637	1.497.581

El deterioro de los activos financieros se mide en base a la madurez de la cartera de acuerdo con los siguientes tramos de antigüedad:

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	3%	33%
181 a 270	36%	66%
271 a 360	67%	66%
361 o más	100%	100%

Para algunos clientes gubernamentales o importantes, la Sociedad evalúa el riesgo de incobrabilidad en base a su comportamiento histórico y estacionalidad de flujos o condiciones puntuales del mercado, lo que podría resultar en una provisión menor a la indicada.

a) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad no tiene cartera securitizada):

Tramos de morosidad	Saldo al 31-12-2014						Saldo al 31-12-2013					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$
Al día	19.800	2.086.452	327	85.238	20.127	2.171.690	20.102	1.989.210	427	102.591	20.529	2.091.801
Entre 1 y 30 días	12.948	763.023	172	27.677	13.120	790.700	10.692	616.209	237	34.982	10.929	651.191
Entre 31 y 60 días	3.627	396.762	52	8.699	3.679	405.461	3.678	713.641	79	13.098	3.757	726.739
Entre 61 y 90 días	529	57.270	17	3.052	546	60.322	486	35.517	14	2.033	500	37.550
Entre 91 y 120 días	201	19.996	10	1.593	211	21.589	176	63.241	9	872	185	64.113
Entre 121 y 150 días	117	10.044	8	412	125	10.456	154	19.712	13	1.269	167	20.981
Entre 151 y 180 días	123	13.738	6	692	129	14.430	139	17.128	5	975	144	18.103
Entre 181 y 210 días	81	15.195	3	470	84	15.665	81	9.267	8	1.168	89	10.435
Entre 211 y 250 días	90	10.632	3	230	93	10.862	81	8.896	7	618	88	9.514
Más de 250 días	847	483.967	40	8.130	887	492.097	862	213.616	58	11.042	920	224.658
Total	38.363	3.857.079	638	136.193	39.001	3.993.272	36.451	3.686.437	857	168.648	37.308	3.855.085

b) Al 31 de diciembre 2014 y 2013, la cartera en cobranza judicial y protestada, es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al		Saldo al	
	31-12-2014		31-12-2013	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	12	4.794	8	11.082
Documentos por cobrar en cobranza judicial	33	308.195	32	73.861
Totales	45	312.989	40	84.943

c) El detalle de los movimientos en la provisión de deterioro de deudores es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 01 de enero de 2013	332.371
Aumentos (disminuciones) del año	80.503
Montos castigados	(138.876)
Saldo al 31 de diciembre 2013	273.998
Aumentos (disminuciones) del año	348.739
Montos castigados	(104.460)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	518.277

d) El detalle de las provisiones y castigos durante los años 2014 y 2013, es el siguiente:

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Provisión cartera no repactada	349.866	78.923
Provisión cartera repactada	(1.127)	1.580
Castigos del año	(104.460)	(138.876)
Recuperos del año	-	-
Totales	244.279	(58.373)

El valor libro de los deudores y cuentas por cobrar representan una aproximación razonable al valor justo de los mismos.

6 Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

6.1 Accionistas

El detalle de los accionistas más importante de la Sociedad al 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

ACCIONISTA	Serie Única	Participación
Sociedad Austral de Electricidad S. A.	35.024.639	93,21%
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	2.516.231	6,70%
Productora y Exportadora H.O.L. Chile LTDA.	7.693	0,02%
Comercial Comtesa S.A.	6.401	0,02%
Ilustre Municipalidad de Río Ibañez	6.194	0,02%
Empresa Portuaria de Chacabuco	4.986	0,01%
Olivares Olivares Enrique Gustavo	4.001	0,01%
Corvalan Neira Sandra Monica	1.975	0,01%
Empresa Constructora Condor S.A.	1.745	0,00%
Fiedler Agurto Nestor Leandro	1.322	0,00%
Lomas del Sol S A C	1.065	0,00%
Santana Miranda Osvaldo Marcelo	994	0,00%
Otros	147	0,00%
Total	37.577.393	100,00%

6.2 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Las transacciones entre la Sociedad y empresas relacionadas, corresponden a operaciones habituales del giro en cuanto a su objeto y condiciones.

Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos en cuentas corrientes que pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación.

A la fecha de los presentes estados financieros no existen garantías otorgadas a los saldos con empresas relacionadas, ni provisiones de deterioro de las mismas.

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar de la Sociedad son las siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31-12-2014		31-12-2013	
						Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	113	-	-	-
76.186.388-6	SAGESA S.A.	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	180	-	91	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Préstamo en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	10.579.468	-	9.028.435	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del sur S.A	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	235	-	2.490	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	4.700	-
Totales						10.579.996	-	9.035.716	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	Descripción de la Transacción	Plazo de la Transacción	Naturaleza de la Relación	Moneda	31-12-2014		31-12-2013	
						Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Provisión dividendo mínimo	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	1.413.788	-	1.348.794	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	55.484	-	76.922	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Venta Materiales	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	-	-	134.508	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	Venta Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	3.955	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	9.573	-	-	-
Totales						1.478.845	-	1.564.179	-

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados (cargos) abonos

RUT	Sociedad	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Matriz	Intereses préstamo en cuenta corriente	470.149	507.355
Totales				470.149	507.355

6.3 Directorio y personal clave de la gerencia

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

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 30 de abril de 2014, se efectuó la renovación del Directorio de la Sociedad, eligiéndose como Directores por un período de dos años, a los señores Iván Díaz-Molina, Ben Hawkins, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Juzar Pirbhai, Waldo Fortín Cabezas, María Morsillo y Christopher Powell.

En sesión celebrada con fecha 7 de mayo de 2014, el Directorio de la Sociedad procedió a elegir como Presidente del Directorio y de la Sociedad al señor Jorge Lesser García-Huidobro y como Vicepresidente al señor Iván Díaz-Molina.

En sesión celebrada con fecha 6 de agosto de 2014, el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director de la Sociedad del señor Juzar Pirbhai.

Al 31 de diciembre de 2014 el Directorio de la Sociedad está compuesto por los señores Jorge Lesser García-Huidobro, Iván Díaz-Molina, Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, María Morsillo y Christopher Powell.

a) A Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones con el Directorio

No existen saldos por cobrar a los Directores.

No existen saldos por pagar a los Directores.

No hay otros saldos pendientes por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus respectivos Directores por otros conceptos.

b) Remuneración del Directorio

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad.

El beneficio corresponde al pago de UF 5 a cada Director de la Sociedad, para el período mayo 2014 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2015.

Los Directores señores Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Juzar Pirbhai, Waldo Fortín Cabezas, María Morsillo y Christopher Powell renunciaron a la remuneración que les correspondería por el período del cargo de Director de la Sociedad. Sólo los Directores Jorge Lesser García-Huidobro e Iván Díaz-Molina recibirán su remuneración.

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013 son las siguientes:

Director	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Jorge Lesser Garcia-Huidobro	1.436	1.378
Iván Díaz-Molina	1.436	1.378
Totales	2.872	2.756

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

El equipo gerencial de la Sociedad lo compone un ejecutivo.

Las remuneraciones del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados ascienden a M\$58.305 al 31 de diciembre de 2014 y a M\$52.119 al 31 de diciembre de 2013.

La Sociedad tiene para sus ejecutivos establecido un plan de incentivo por cumplimiento de objetivos individuales de aportación a los resultados de la sociedad. Estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas y se paga un anticipo de 25% durante el tercer trimestre de cada año y el saldo es cancelado en el primer trimestre del año siguiente.

d) Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia

No existen garantías constituidas a favor del personal clave de la gerencia.

7 Inventarios

El detalle de este rubro es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2014:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	1.139.007	1.116.511	22.496
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	57.317	56.845	472
Petróleo	289.417	289.417	-
Totales	1.485.741	1.462.773	22.968

Al 31 de diciembre de 2013:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	1.145.524	1.138.199	7.325
Materiales en tránsito	13.332	-	13.332
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	52.363	50.720	1.643
Petróleo	294.514	294.514	-
Totales	1.505.733	1.483.433	22.300

No existen inventarios entregados en garantía para el cumplimiento de obligaciones.

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un cargo de M\$16.503 para el año 2014 y un cargo de M\$7.127 para el año 2013.

Movimiento Provisión	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Provisión año	16.503	7.127
Aplicaciones a provisión	(15.835)	-
Totales	668	7.127

Las existencias se valoran al precio medio ponderado de adquisición, o valor neto de realización si éste es inferior.

El detalle de los inventarios utilizados y reconocidos como gasto es el siguiente:

Inventarios utilizados durante el período según gasto	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Materias primas y consumibles utilizados (Ver Nota 19)	6.237.218	6.516.312
Otros gastos por naturaleza (*)	265.860	226.067
Totales	6.503.078	6.742.379

(*) Materiales utilizados para el mantenimiento del Sistema eléctrico.

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2014 ascienden a M\$2.424.637 (M\$862.661 en 2013).

8 Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Impuesto renta por recuperar	1.032.348	868.527
Crédito Sence	11.708	10.890
Crédito Activo Fijo	21.599	-
Total	1.065.655	879.417

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Impuesto a la renta	92.704	-
Iva Débito fiscal	166.657	137.599
Otros	2.703	1.019
Total	262.064	138.618

9 Otros Activos Financieros

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Otros activos financieros	31-12-2014		31-12-2013	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Crédito por Impuesto Ley Austral	-	-	-	520.085
Totales	-	-	-	520.085

Este activo corresponde a crédito por impuestos Ley Austral, que se recuperará en periodos futuros a base de la generación de flujos de la sociedad. Las valorizaciones posteriores se hacen con el método de la tasa efectiva de descuento y anualmente se verifica si existe deterioro del activo en base flujos proyectados actualizados.

10 Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

Activos Intangibles Neto	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Activos Intangibles Identificables Neto	127.749	34.811
Servidumbres	14.515	14.515
Derecho de Agua	108.543	-
Software	4.691	20.296

Activos Intangibles Bruto	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Activos Intangibles Identificables Bruto	132.999	39.397
Servidumbres	14.515	14.515
Derecho de Agua	108.543	-
Software	9.941	24.882

Amortización Activos Intangibles	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Activos Intangibles Identificables	(5.250)	(4.586)
Software	(5.250)	(4.586)

La composición y movimientos del activo intangible durante los años 2014 y 2013 son los siguientes:

Movimiento año 2014	Servidumbre Neto M\$	Derecho de Agua	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	14.515	-	20.296	34.811
Movimientos				
Adiciones	-	-	-	-
Retiros Valor Bruto	-	-	(15.172)	(15.172)
Retiros y Traspaso Amortización Acumulada	-	-	-	-
Otros (Activación Obras en Curso)	-	108.543	231	108.774
Gastos por amortización	-	-	(664)	(664)
Total movimientos	-	108.543	(15.605)	92.938
Saldo final al 31 de Diciembre de 2014	14.515	108.543	4.691	127.749

Movimiento año 2013	Servidumbre Neto M\$	Derecho de Agua	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	14.515	-	20.729	35.244
Movimientos				
Adiciones	-	-	-	-
Retiros	-	-	-	-
Otros (Activación Obras en Curso)	-	-	-	-
Gastos por amortización	-	-	(433)	(433)
Total movimientos	-	-	(433)	(433)
Saldo final al 31 de Diciembre de 2013	14.515	-	20.296	34.811

Los derechos de servidumbre y derechos de agua se presentan al costo y los adquiridos a partir de la fecha de transición al costo histórico. El período de explotación de dichos derechos, en general, no tiene límite de expiración por lo que son considerados activos con una vida útil indefinida y en consecuencia no están sujetos a amortización.

Los softwares o programas informáticos y licencias se amortizan en forma lineal entre 4 y 6 años. La amortización de estos bienes se presenta en el rubro "Gastos por Depreciación y Amortización" de los Estados de resultados integrales.

11 Propiedades, Planta y Equipos

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Propiedades, Planta y Equipo	57.416.919	56.513.319
Terrenos	3.082.266	2.806.405
Edificios	2.955.340	3.076.519
Planta y Equipo	45.856.230	45.544.840
Equipamiento de Tecnologías de la Información	174.439	10.818
Instalaciones Fijas y Accesorios	54.363	17.132
Vehículos de Motor	439.179	255.215
Construcción en Curso	4.416.348	4.346.686
Otras Propiedades, Planta y Equipo	438.754	455.704

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	78.211.413	74.862.667
Terrenos	3.082.266	2.806.405
Edificios	4.605.984	4.605.984
Planta y Equipo	63.405.977	60.848.675
Equipamiento de Tecnologías de la Información	228.533	44.099
Instalaciones Fijas y Accesorios	108.846	65.460
Vehículos de Motor	707.335	542.514
Construcción en Curso	4.416.348	4.346.686
Otras Propiedades, Planta y Equipo	1.656.124	1.602.844

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(20.794.494)	(18.349.348)
Edificios	(1.650.644)	(1.529.465)
Planta y Equipo	(17.549.747)	(15.303.835)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(54.094)	(33.281)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(54.483)	(48.328)
Vehículos de Motor	(268.156)	(287.299)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(1.217.370)	(1.147.140)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante el año 2014 y 2013, es el siguiente:

Movimiento año 2014	Terrenos M\$	Edificios, Neto M\$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$	Equipamiento de Tecnologías de la M\$	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto M\$	Vehículos de Motor, Neto M\$	Construcciones en Curso M\$	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$	Totales M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	2.806.405	3.076.519	45.544.840	10.818	17.132	255.215	4.346.686	455.704	56.513.319
Movimientos									
Adiciones	-	-	321.851	-	-	-	3.233.641	36.964	3.592.456
Retiros Valor Bruto	-	-	(43.770)	-	-	(115.490)	-	(569)	(159.829)
Retiros y Traspaso Depreciación Acumulada	-	-	1.558	-	-	78.863	-	(90)	80.331
Otros (Activación Obras en Curso)	-	-	2.638.963	184.434	43.386	280.311	(3.163.979)	16.885	-
Cierre de Obras Zona Austral	275.861	-	(359.742)	-	-	-	-	-	(83.881)
Gastos por depreciación	-	(121.179)	(2.247.470)	(20.813)	(6.155)	(59.720)	-	(70.140)	(2.525.477)
Total movimientos	275.861	(121.179)	311.390	163.621	37.231	183.964	69.662	(16.950)	903.600
Saldo final al 31 de Diciembre de 2014	3.082.266	2.955.340	45.856.230	174.439	54.363	439.179	4.416.348	438.754	57.416.919

Movimiento año 2013	Terrenos M\$	Edificios, Neto M\$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$	Equipamiento de Tecnologías de la M\$	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto M\$	Vehículos de Motor, Neto M\$	Construcciones en Curso M\$	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$	Totales M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	2.816.998	3.200.037	40.032.438	6.971	21.608	192.496	10.289.088	533.761	57.093.397
Movimientos									
Adiciones	-	-	345.692	16.446	-	245	1.264.221	14.285	1.640.889
Retiros	(10.593)	(2.137)	(126.925)	-	(36)	-	-	(21.356)	(161.047)
Otros (Activación Obras en Curso)	-	-	7.084.537	-	-	122.086	(7.206.623)	-	-
Gastos por depreciación	-	(121.381)	(1.790.902)	(12.599)	(4.440)	(59.612)	-	(70.986)	(2.059.920)
Total movimientos	(10.593)	(123.518)	5.512.402	3.847	(4.476)	62.719	(5.942.402)	(78.057)	(580.078)
Saldo final al 31 de Diciembre de 2013	2.806.405	3.076.519	45.544.840	10.818	17.132	255.215	4.346.686	455.704	56.513.319

La Sociedad, ha mantenido una política de realizar las obras necesarias para satisfacer los incrementos de la demanda, conservar en buen estado las instalaciones y adaptar el sistema a las mejoras tecnológicas, con el objeto de cumplir con las normas de calidad y continuidad de suministro establecidos por la regulación vigente.

Informaciones adicionales de propiedades, planta y equipo

- a) La depreciación de los Bienes de Propiedad, Planta y Equipo se presenta en la cuenta “Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación”.
- b) La Sociedad cuenta con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (centrales, subestaciones, construcciones, contenido y existencias) con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.
- c) Los activos en construcción según se explica en Nota 2.10 incluyen activación de costos de personal relacionados directamente con obras en curso por M\$97.605 al 31 de diciembre 2014 y a M\$152.509 por el año terminado al 31 de diciembre de 2013.
- d) El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2014 y 2013 no es significativo. La Sociedad no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.

12 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

12.1 Impuesto a la renta

a) El detalle del gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados Integrales correspondiente a los años 2014 y 2013, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Gasto por impuestos corrientes	879.479	945.803
Ajustes al impuesto corriente del año anterior	-	(28.769)
Otro gasto por impuesto corriente	528	439
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	880.007	917.473
Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	(174.146)	45.020
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	(174.146)	45.020
Gasto por impuesto a las ganancias	705.861	962.493

Impuestos a las ganancias relacionado con otro resultado integral	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(17.667)	207
Impuestos a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral	(17.667)	207

b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a la ganancia (pérdida) antes de impuesto al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es la siguiente:

Conciliación de la ganancia contable multiplicada por las ganancias impositivas aplicables	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Ganancia Contable antes de Impuesto	5.761.966	5.786.159
Total de gasto por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (21% en 2014 y 20% en 2013)	(1.210.013)	(1.157.232)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	12.376	32.818
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(41.297)	(70.468)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	(39.708)	-
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	572.781	232.389
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	504.152	194.739
Gasto por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(705.861)	(962.493)
Tasa impositiva efectiva	12,25%	16,63%

Con fecha 29 de septiembre de 2014, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 20.780 "Reforma Tributaria que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario", entre ellos un alza progresiva de tasas correspondientes al Impuesto de Primera Categoría a la Renta, tasas que varían si es que la Sociedad opta por un sistema parcialmente integrado o por un sistema de renta atribuida.

Los contribuyentes podrán optar libremente a cualquiera de los dos para pagar sus impuestos. La Sociedad ha optado por la regla general en base al sistema parcialmente integrado. Esto no implica que en el futuro Sociedad opte por tributar en base al sistema de renta atribuida. La decisión para optar a cualquiera de los dos sistemas debe ser tomada dentro del último trimestre de 2016 en una Junta Extraordinaria de Accionistas con quorum de 2/3.

El sistema parcialmente integrado establece el aumento progresivo de la tasa de Impuesto de Primera Categoría para los años comerciales 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018 en adelante, incrementándola a un 21%, 22,5%, 24%, 25,5% y 27%, respectivamente. Ver nota 2.19.

12.2 Impuestos diferidos

a) El detalle de los saldos de impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Diferencias temporarias	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Impuestos diferidos relativos a propiedades, plantas y equipos	-	-	6.043.282	4.714.579
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	-	-	3.088	23.280
Impuestos diferidos relativos a provisión cuentas incobrables	124.386	54.800	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	22.747	18.967	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión obsolescencia	5.168	4.460	-	-
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	17.552	8.779	-	-
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	-	-	36.234	7.733
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	37.277	37.601	-	-
Impuestos diferidos otras provisiones	40.826	4.417	-	-
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	-	-	-	-
Total Impuestos Diferidos	247.956	129.024	6.082.604	4.745.592

b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación en el año 2014 y 2013, es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2013	149.704	4.721.045
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(20.680)	24.340
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	207
Saldo al 31 de diciembre de 2013	129.024	4.745.592
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	118.932	(55.214)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	(17.667)
Impuestos diferidos relacionados con partidas acreditadas (cargadas) directamente a patrimonio	-	1.409.893
Saldo al 31 de diciembre de 2014	247.956	6.082.604

El impacto en las variaciones de las diferencias de activos y pasivos por impuestos diferidos por utilizar el Sistema Parcialmente Integrado, descrito en la Ley 20.780 (Reforma Tributaria), y en conformidad a las disposiciones del Oficio Circular N° 856 de fecha 17 de octubre de 2014 de la Superintendencia de Valores y Seguros, ha implicado registrar un cargo patrimonial al 30 de septiembre de 2014 por un monto de M\$1.409.893 por este concepto, según descrito en nota de Cambio Contable.

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

13 Política de Gestión de Riesgos

La estrategia de gestión de riesgo está orientada a la protección de la Sociedad, sus empleados y su entorno ante situaciones que los puedan afectar negativamente. Esta gestión está liderada por la alta Administración de la Sociedad, y se realiza tanto a nivel general como para cada uno de los sectores en que participa, considerando las particularidades de cada uno. Para lograr los objetivos, la gestión de riesgos financieros se basa en cubrir todas aquellas exposiciones significativas, siempre y cuando existan instrumentos adecuados y el costo sea razonable.

Los principales riesgos a los cuales está expuesta la Sociedad son los siguientes:

13.1 Riesgo de negocio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria para la distribución, transmisión y transformación de energía, así como la generación en los sistemas medianos como los atendidos por la Sociedad. La Autoridad, además de fijar tarifas, dicta las normas de calidad de producto y operación, derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios. Los riesgos de este negocio están ligados al marco regulatorio actual, donde la Autoridad fija las tarifas luego de un proceso que busca el óptimo de operación e inversión en cada sistema, fijando tarifas que permitan la recuperación de la inversión inicial y los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente, considerando instalaciones y una organización de tamaño eficiente para la prestación de los servicios tarifados.

Adicionalmente existe riesgo financiero, relacionado con el financiamiento de las inversiones, los plazos de recuperación de éstas, así como el costo de fondos.

13.1.1 Riesgo regulatorio

a) Cambio de la regulación

El sector eléctrico se rige por una normativa, vigente desde 1982, que regula aspectos claves de la industria tales como tarifas, capacidad de las sociedades de abastecer a sus clientes y la calidad del suministro, entre otros.

A fines de 1998 se publicó el Decreto Supremo N° 327, Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos que permitió perfeccionar y aclarar algunos aspectos complementarios, especialmente los relacionados con calidad de servicio y funcionamiento independiente de los CDEC's.

Hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica (ver Nota N°3 punto 3.3 Marco Regulatorio).

En general, los cambios en dicho marco regulatorio pueden constituir un riesgo para la Sociedad y la industria eléctrica, dado que pueden afectar aspectos operacionales, sus márgenes y rentabilidad entre otros factores claves.

La Sociedad monitorea periódicamente los potenciales cambios regulatorios de modo de adoptar oportunamente las acciones de mitigación que se requiera.

b) Fijación de tarifas de distribución y generación

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 2 de abril de 2013 se publicó el nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016. Estas tarifas son fijas, y se ajustan anualmente por un factor de economía de escala (reconociendo las eficiencias que se producen en cada Sociedad producto del aumento de ventas), y por una fórmula de indexación que considera variaciones mensuales de la inflación local, del tipo de cambio y el precio del cobre. Las nuevas tarifas de la Sociedad implicaron un aumento de sus Ingresos de actividades ordinarias de aproximadamente un 4,0% (base 2013).

Adicionalmente, las tarifas finales a clientes incorporan el costo de generación y transporte de energía contratada requerida por la Sociedad para abastecer la demanda de sus clientes, denominados precios de nudo. Para Edelayesen, las tarifas de venta incorporan en su fórmula precios regulados, que también son fijados cada cuatro años, reflejando en este caso los costos medios de generación en esa zona.

Adicionalmente los precios de nudo de estos sistemas incluyen en su fórmula de indexación las distintas variables que la afectan (petróleo, dólar, IPC y mano de obra). Estos precios son fijados mediante emisión de Decretos y son publicados en el Diario Oficial. Independiente de la fecha de publicación, su vigencia es a partir de mayo y noviembre de cada año. El próximo proceso de fijación tarifaria para precios de generación comenzó en el segundo semestre de 2013 y se espera finalice en el primer trimestre de 2015 con la emisión del decreto correspondiente. Las tarifas asociadas al proceso en curso comenzarían a regir en forma retroactiva a partir de noviembre de 2014.

En cuanto a los Servicios Asociados a la Distribución Eléctrica (SSAA), viene al caso mencionar que a fines del 2011 y producto de una investigación realizada por la Fiscalía Nacional Económica, ante una presentación no contenciosa del 2008, ha solicitado a la H. Comisión Resolutiva calificar un nuevo conjunto de servicios como parte de los SSAA, precisiones y mayores exigencias para la prestación de servicios asociados no tarifados y proponer al Ejecutivo modificaciones legales en el caso de prestarse SSAA que utilicen infraestructura concebida para el servicio de suministro de electricidad. La Sociedad está monitoreando lo anteriormente comentado, de modo de anticipar cambios en los actuales procesos o en las formas de tarificación en la industria. En ese mismo sentido, la Sociedad ha implementado procesos de modelación y detalle de los distintos servicios hoy ofrecidos o los nuevos, considerando el detalles de las actividades incluidas, condiciones de aplicación y sus costos, cuyos precios se publican en nuestras oficinas comerciales y son informados oportunamente a la Autoridad.

Respecto de la fijación de tarifa de SSAA, que se realiza cada cuatro años con ocasión del Proceso de fijación de VAD, este proceso finalizó el 14 de marzo de 2014 con la publicación del Decreto respectivo. Las nuevas tarifas no implicaron una disminución relevante en los ingresos de la Sociedad.

13.2 Riesgo financiero

El análisis de riesgos financieros para la Sociedad es el siguiente:

13.2.1 Tipo de cambio

La Sociedad opera en moneda funcional peso, realiza limitadas operaciones en moneda distinta de su moneda funcional y corresponden principalmente a pagos por la compra de materiales o insumos asociados a proyectos del sistema eléctrico que son comercializados en mercados extranjeros, normalmente en dólares. Estas transacciones son específicas y por montos y períodos que no generan impactos relevantes en la Sociedad.

Una parte del precio de venta de energía al cliente final, está indexado a variables como el tipo de cambio y el precio de combustibles como el petróleo. Estas indexaciones buscan compensar las variaciones en los costos de generación (principalmente compra de petróleo), en concordancia con el comportamiento de la matriz energética de la Sociedad, por lo que no se esperan impactos relevantes en resultados por estas variaciones en el mediano plazo.

13.2.2 Variación UF

De los ingresos de la Sociedad, más de 65% corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía, tales como el IPC y el IPP (índice de precios al productor), el resto está indexado a variables como el petróleo y el tipo de cambio.

Hasta la fecha la Sociedad mantiene una política de no administrar este tipo de indexaciones, ya que persiguen, en el mediano plazo compensar las variables a las que están sujetos los costos de la Sociedad (costos de personal, petróleo, contratistas y otros).

13.2.3 Tasa de interés

La administración de este riesgo se enfoca principalmente a los pasivos con el sistema financiero. Al 31 de diciembre de 2014, la Sociedad no posee deuda con el sistema financiero.

La administración de caja se realiza centralizadamente en las matrices de la Sociedad (Saesa y Eléctricas). Estas empresas gestionan el capital de trabajo y el financiamiento con el sistema financiero para luego en virtud de los excedentes o déficit de caja de la Sociedad, solicitar o entregar financiamiento. Los movimientos con la sociedad se realizan a tasas de mercado en moneda nacional.

13.2.4 Riesgo de liquidez

Tal como se mencionó en la nota anterior, la Administración de caja se realiza centralizadamente en las matrices de la Sociedad (Saesa y Eléctricas). Estas empresas gestionan el capital de trabajo y el financiamiento con el sistema financiero para luego en virtud de los excedentes o déficit de caja de la Sociedad, solicitar o entregar financiamiento.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de esta administración consolidada. Los excedentes de caja diarios son invertidos en instrumentos financieros con el objeto de optimizarlos y poder asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago en las fechas de vencimiento establecidas, las inversiones se realizan en instituciones financieras nacionales, con límites establecidos por institución y en instrumentos financieros de riesgo acotado, de acuerdo con las políticas internas del Grupo.

Las matrices de la Sociedad y la Sociedad cuentan con un contrato de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.750.000 en conjunto con la relacionada Frontel, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta diciembre del año 2015, con spread máximos acordados. A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de estas Sociedades, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

13.2.5 Riesgo de crédito

La Sociedad tiene como objetivo disminuir el incumplimiento de pago de las contrapartes y adicionalmente mejorar la posición de capital de trabajo. Para lo anterior, existe una política de crédito, que establece las condiciones y formas de pago, así como también condiciones a pactar con los clientes morosos.

La Sociedad está expuesta al riesgo de crédito debido a sus actividades operacionales y a sus actividades financieras.

Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad operacional, se distingue dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otros relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad fidelizar al cliente con una gama más amplia de productos tales como retail y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos significativos y adicionalmente, de acuerdo a lo que establece la normativa vigente, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago; esto sin lugar a dudas es una herramienta importante en la gestión cobranza, ya que el plazo de cobro a los clientes es reducido (45 días). Otro aspecto importante que establece la ley es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que entrega otra herramienta de cobro.

Respecto de las otras ventas tales como retail, instalaciones eléctricas y construcciones de obras, la Política de la Sociedad establece plazos que van de 12 a 36 meses, para sus clientes de distribución eléctrica. En lo que respecta a la construcción de obras, que normalmente se construyen a organismos estatales, municipales o grandes clientes, la forma de pago considera

cuotas que van de 36 a 96 meses. Estos montos son otorgados bajo condiciones de crédito de mercado y a clientes que cumplan con ciertos estándares de comportamientos históricos sin morosidad.

El deterioro de las cuentas por cobrar se miden en base a la madurez de la cartera de acuerdo con los siguientes tramos de antigüedad (en días):

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	3%	33%
181 a 270	36%	66%
271 a 360	67%	66%
361 o más	100%	100%

Las provisiones de deuda de energía se realizan sobre deudores que se encuentran sin suministro.

En algunos casos especiales (clientes importante o gubernamentales), la Sociedad evalúa el riesgo de incobrabilidad en base a su comportamiento histórico (estacionalidad de flujos) o condiciones puntuales del mercado.

Activos de carácter financiero:

Tal como se indicó, las inversiones se realizarán en instrumentos financieros permitidos que maximicen los retornos del excedente de caja, sin exceder el nivel de riesgo y de máxima exposición, todo bajo el margen de riesgo establecido y con la finalidad de cumplir obligaciones de corto plazo. Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales con calificación de riesgo no inferior al de la Sociedad, con límites establecidos para cada entidad y sólo en instrumentos de renta fija. En ningún caso se considera o contempla la posibilidad de realizar una inversión con objeto de especular en el mercado de capitales nacional o extranjero.

13.2.6 Instrumentos financieros por categoría

Según categoría los activos y pasivos por instrumentos financieros son los siguientes:

a) Activos Financieros

Al 31 de diciembre de 2014	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Total M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	4.069.253	-	4.069.253
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	10.579.996	-	10.579.996
Efectivo y equivalentes al efectivo	4.011.600	1.256.947	5.268.547
Totales	18.660.849	1.256.947	19.917.796

Al 31 de diciembre de 2013	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Total M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	3.957.521	-	3.957.521
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	9.035.716	-	9.035.716
Efectivo y equivalentes al efectivo	301.554	3.900.526	4.202.080
Totales	13.294.791	3.900.526	17.195.317

b) Pasivos Financieros

Al 31 de diciembre de 2014	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Total M\$
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.872.741	1.872.741
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	1.478.845	1.478.845
Totales	3.351.586	3.351.586

Al 31 de diciembre de 2013	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Total M\$
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.997.301	1.997.301
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	1.564.179	1.564.179
Totales	3.561.480	3.561.480

13.2.7 Valor Justo de instrumentos financieros

a) Valor Justo de instrumentos financieros contabilizados a Costo Amortizado:

A continuación se resumen los valores razonables de los principales activos y pasivos financieros, incluyendo aquellos que en el Estado de Situación Financiera no se presentan a su valor razonable.

Activos Financieros - al 31.12.2014	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	218.610	218.610
Saldo en Bancos	291.105	291.105
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	3.633.354	3.633.354

Pasivos Financieros - al 31.12.2014	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.872.741	1.872.741

b) Metodología y supuestos utilizados en el cálculo del Valor Justo:

El Valor Justo de los Activos y Pasivos Financieros se determinaron mediante la siguiente metodología:

Los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes corresponden a saldos por cobrar asociados a venta de energía, los cuales tienen un horizonte de cobro de corto plazo y por otro lado, no presentan un mercado formal donde se transen. De acuerdo a lo anterior, la valoración a costo o costo amortizado en una buena aproximación del Fair Value.

c) Reconocimiento de mediciones a Valor Justo en los Estados Financieros:

El reconocimiento del valor justo en los Estados Financieros se realiza de acuerdo con los siguientes niveles:

Nivel 1: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante cuotas de mercados (sin ajustes) en mercado activos y considerando los mismos Activos y Pasivos valorizados.

Nivel 2: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante datos de cotizaciones de mercado, no incluidos en Nivel 1, que sean observables para los Activos y Pasivos valorizados, ya sea directamente (precios) o indirectamente (derivado de los precios).

Nivel 3: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante técnicas de valorización, que incluyan datos sobre los Activos y Pasivos valorizados, que no se basen en datos de mercados observables.

14 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	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Cuentas por pagar comerciales	1.340.564	1.576.645
Otras cuentas por pagar	532.177	420.656
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.872.741	1.997.301

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	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Proveedores por compra de combustible y gas	286.835	637.116
Cuentas por pagar importaciones en Tránsito	8.255	51.069
Cuentas por pagar bienes y servicios	1.045.474	888.460
Dividendos por pagar a terceros	104.015	99.206
Cuentas por pagar instituciones fiscales	20.844	20.404
Otras cuentas por pagar	407.318	301.046
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.872.741	1.997.301

El detalle de cuentas por pagar comerciales con pagos al día al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Proveedores con pago al día	Saldo al				Saldo al			
	31-12-2014				31-12-2013			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	123.367	646.806	570.391	1.340.564	202.762	923.362	450.521	1.576.645
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Mas de 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales	123.367	646.806	570.391	1.340.564	202.762	923.362	450.521	1.576.645

15 Provisiones

15.1 Provisiones corrientes

15.1.1 Otras provisiones a corto plazo

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Provisiones	Corriente	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	15.575	16.778
Total	15.575	16.778

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante el período 2014 y 2013, es el siguiente:

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2014	16.778
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	2.529
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	85
Provisión utilizada	(3.817)
Total movimientos en provisiones	(1.203)
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	15.575

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2013	43.160
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	6.394
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(3.473)
Provisión utilizada	(29.303)
Total movimientos en provisiones	(26.382)
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	16.778

15.1.2 Provisiones corrientes, por beneficios a los empleados

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corriente	
	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	101.099	94.836
Provisión por beneficios anuales	260.448	283.857
Totales	361.547	378.693

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante el año 2014 y 2013, es el siguiente:

Provisiones	Por vacaciones del personal M\$	Por beneficios anuales M\$	Total M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2014	94.836	283.857	378.693
Movimientos en provisiones			
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	58.863	302.629	361.492
Provisión utilizada	(52.600)	(326.038)	(378.638)
Total movimientos en provisiones	6.263	(23.409)	(17.146)
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	101.099	260.448	361.547

Provisiones	Por vacaciones del personal M\$	Por beneficios anuales M\$	Total M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2013	135.473	285.375	420.848
Movimientos en provisiones			
Incremento (decremento) en provisiones existentes	94.748	500.590	595.338
Provisión utilizada	(135.385)	(502.108)	(637.493)
Total movimientos en provisiones	(40.637)	(1.518)	(42.155)
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	94.836	283.857	378.693

15.2 Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados

a) Beneficios de prestación definida:

Indemnizaciones por años de servicios: El trabajador percibe una proporción de su sueldo base (0,9) por cada año de permanencia en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante a lo menos 10 años.

El desglose de las provisiones no corrientes al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	425.973	294.494
Totales	425.973	294.494

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante el año 2014 y 2013, es el siguiente:

Provisiones no corriente, por beneficios a los empleados	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2014	294.494
Costo por intereses	28.874
Costo del servicio del año	130.492
Pagos en el año	(93.321)
Variación actuarial	65.434
Saldo al 31 de diciembre de 2014	425.973

Provisiones no corriente, por beneficios a los empleados	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2013	260.934
Costo por intereses	16.140
Costo del servicio del año	25.698
Pagos en el año	(7.242)
Variación actuarial	(1.036)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	294.494

c) Los montos registrados en los resultados integrales son los siguientes:

Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Costo por intereses	28.874	16.140
Costo del servicio del año	130.492	25.698
Total Gasto reconocido en el estado de resultados	159.366	41.838
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	65.434	(1.036)
Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	224.800	40.802

d) Hipótesis actuariales utilizadas

Tasa de descuento (real)	5,94%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	4,50%
Tablas de mortalidad	RV 2009 H / RV 2009 M
Tasa de rotación	2,00%
Edad de retiro	65 H / 60 M

e) Sensibilizaciones

Sensibilización de tasa de descuento:

Al 31 de diciembre de 2014, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de un 1 punto porcentual 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 aumento (disminución) de pasivo	37.604	(32.262)

Sensibilización de tasa esperada de incremento salarial:

Al 31 de diciembre de 2014, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de un 1 punto porcentual en la tasa esperada de incremento salarial genera los siguientes efectos:

Sensibilización esperada de incremento salarial	Disminución de 1% M\$	Incremento de 1% M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos (disminución) aumento de pasivo	(33.166)	37.535

15.3 Juicios y multas

A la fecha de preparación de estos estados financieros, los juicios y multas más relevantes son los siguientes:

15.3.1 Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad son los siguientes:

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapas Procesal	Monto M\$
EDELAYSEN	Juzgado de Letras de Chaitén	C-14-2013	Demanda de precario (Hechenleitner con EDELAYSEN)	Pendiente en segunda instancia	Indeterminado

Al 31 de diciembre de 2014, la Sociedad ha realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación para ella. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los estados financieros, que rodea a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar, que la Sociedad cuenta con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 1.000.

En los casos que la administración y los abogados de la Sociedad han opinado que se obtendrá resultados favorables o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

15.3.2 Multas

Las multas cursadas a la Sociedad, aún pendientes de resolución, son las siguientes:

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
EDELAYSEN	REX2629 de fecha 12.02.2014	SEC	Exceder índices de continuidad de suministro.	Pendiente Recurso de Reposición	1.037
Multas pendientes de resolución de años anteriores					
EDELAYSEN	Res. Ex. 96 DRX de fecha 20.06.2011	SEC	Infracción comunicación puesta en servicio	Judicializada	1.296
EDELAYSEN	Res. Ex. 830 de fecha 16.05.2012	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	3.110
EDELAYSEN	Res. Ex. 080 de fecha 31.07.2013	SEC	Calidad de Servicio	Pendiente Recurso de Reposición	4.320

El monto reconocido por provisiones en los presentes estados financieros son a juicio de la Administración, la mejor estimación del desembolso necesario para liquidar la obligación presente, teniendo en cuenta los riesgos e incertidumbres que incluye los sucesos y circunstancias concurrentes a la valorización de la misma.

Para los casos en que la administración y los abogados de la Sociedad han estimado que se obtendrá resultados favorables o que los resultados son inciertos y las multas se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones.

16 Otros Pasivos no Financieros

El movimiento de este rubro durante los años 2014 y 2013, es el siguiente:

Otros pasivos No Financieros	Corriente		No corriente	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Otras obras de terceros	498.677	448.621	-	-
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	23.187	22.244
Totales	498.677	448.621	23.187	22.244

17 Patrimonio

17.1 Patrimonio neto de la sociedad

17.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 el capital social de EDELAYSEN ascendía a M\$37.005.894. Y está representado por 37.577.393 acciones serie única suscritas y pagadas.

17.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del 30 de abril de 2014 se ratificó el reparto de dividendos, estos se pagaron a partir del día 28 de mayo 2014 con cargo a las utilidades correspondientes al año 2013, lo que significó la distribución de M\$1.447.100.

En Junta Ordinaria de Accionistas del 30 de abril de 2013 se ratificó el reparto de dividendos, estos se pagaron a partir del día 29 de mayo del 2013 de las utilidades correspondientes al año 2012, lo que significó la distribución de M\$993.830.

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como un pasivo en base devengada al cierre de cada período en los estados financieros de la Sociedad en función de la política de dividendos acordada por la Junta o los estatutos, que a la fecha corresponde a lo menos al mínimo obligatorio establecido en el artículo N°79 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas.

La Junta de Accionistas es soberana de cambiar el valor indicado, lo que no necesariamente aplica para los próximos períodos.

17.1.3 Otras reservas

El saldo de otras reservas para los años 2014 y 2013, es el siguiente:

	Saldo al 01 de enero de 2014 M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2014 M\$
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales	(3.484)	(47.767)	(51.251)
Otras reservas varias	871.173	-	871.173
Totales	867.689	(47.767)	819.922

	Saldo al 01 de enero de 2013 M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2013 M\$
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales	(4.313)	829	(3.484)
Otras reservas varias	871.173	-	871.173
Totales	866.860	829	867.689

Las otras reservas varias por M\$ 871.173, corresponde a revalorización del capital pagado por el año 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros.

17.1.4 Ganancias acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias (Pérdidas) Acumuladas al 31 de diciembre de 2014 y 2013 son los siguientes:

	Utilidad líquida distribuíbles acumulada M\$	Ganancia acumulada M\$
Saldo Inicial al 1/01/2014	29.433.586	29.433.586
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	5.056.105	5.056.105
Provisión dividendo mínimo del año	(1.516.832)	(1.516.832)
Efecto en patrimonio Oficio N°856 SVS	(1.409.893)	(1.409.893)
Saldo final al 31/12/2014	31.562.966	31.562.966

La utilidad distribuíble del año 2014, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2014, esto es M\$5.056.105.

	Utilidad líquida distribuíbles acumulada M\$	Ganancia acumulada M\$
Saldo Inicial al 1/01/2013	26.057.020	26.057.020
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	4.823.666	4.823.666
Provisión dividendo mínimo del año	(1.447.100)	(1.447.100)
Saldo final al 31/12/2013	29.433.586	29.433.586

La utilidad distribuíble del año 2013, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2013, esto es M\$4.823.666.

17.2 Gestión de capital

El objetivo de la Sociedad es mantener un nivel adecuado de capitalización, que le permita asegurar el desarrollo de sus objetivos operacionales y financieros en el mediano y largo plazo, con el fin de generar retornos a sus accionistas.

17.3 Restricciones a la disposición de fondos

La Sociedad no posee restricciones de envío de flujo a sus accionistas.

18 Ingresos

El detalle de este rubro en las Cuentas de Resultados al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Venta de Energía	18.165.459	17.342.913
Ventas de energía	18.165.459	17.342.913
Otras Prestaciones y Servicios	586.586	571.970
Apoyos	21.103	59.284
Arriendo de medidores	61.651	58.375
Cortes y reposición	201.087	178.952
Pagos fuera de plazo	281.250	245.914
Otros	21.495	29.445
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	18.752.045	17.914.883

Otros Ingresos, por naturaleza	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Otros Ingresos		
Construcción de obras y trabajos a terceros	507.094	622.985
Venta de materiales y equipos	165.246	123.761
Arrendamientos	6.858	6.136
Intereses Créditos y Préstamos	7.581	5.552
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	338.014	224.888
Otros Ingresos	161.271	94.899
Total Otros ingresos, por naturaleza	1.186.064	1.078.221

19 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Combustibles para generación y materiales	6.237.218	6.516.312
Totales	6.237.218	6.516.312

20 Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Remuneraciones y bonos	1.468.779	1.418.472
Provisión costo de vacaciones	17.339	8.223
Otros costos de personal	193.516	198.090
Indemnización por años de servicios	78.315	58.325
Activación costo de personal	(97.605)	(152.509)
Totales	1.660.344	1.530.601

21 Gasto por Depreciación y Amortización

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Depreciación y Amortización	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Depreciaciones	2.525.477	2.059.920
Amortizaciones de Intangibles	664	433
Totales	2.526.141	2.060.353

22 Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Operación y mantención sistema eléctrico	788.673	794.696
Sistema generación	1.139.199	1.152.867
Mantención medidores, ciclo comercial	527.846	506.395
Operación vehículos, viajes y viáticos	179.244	139.631
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	12.029	13.562
Provisiones y castigos	373.836	88.764
Gastos de administración	985.861	534.030
Otros gastos por naturaleza	406.118	494.705
Totales	4.412.806	3.724.650

23 Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Ingresos Financieros	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	165.258	103.171
Otros ingresos financieros	470.149	507.355
Total Ingresos Financieros	635.407	610.526

Costos Financieros	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Otros gastos financieros	1.540	1.441
Total Costos Financieros	1.540	1.441

Resultado por unidades de reajuste	41.400	20.724
Diferencias de cambio	2	2.602
Positivas	2	2.602
Total Costo Financiero	39.862	21.885

Total Resultado Financiero	675.269	632.411
-----------------------------------	----------------	----------------

24 Hechos Posteriores

En el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2015 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros no han ocurrido hechos significativos que afecten a los mismos.

25 Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales efectuados al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Concepto del desembolso	Concepto	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Asesorías medioambientales	Costo	3.323	154
Gestión de residuos	Costo	5.962	7.115
Otros gastos medioambientales	Costo	96	-
Proyectos de inversión	Inversión	11.505	12.544
Totales		20.886	19.813

No existen compromisos futuros que impliquen gastos medioambientales significativos para la Sociedad, distintos de los que podrían generarse por los conceptos indicados anteriormente.

26 Garantías Comprometidas con Terceros

Las garantías comprometidas con terceros están relacionadas con construcción de obras a terceros u obras del FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Regional), para electrificación de sectores aislados.

Las garantías entregadas al 31 de diciembre de 2014 son las siguientes según beneficiario relevante:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Activos comprometidos			Fecha de Liberación de Garantía		
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Valor Garantía (M\$)	2015 M\$	2016 M\$	2017 M\$
Gobierno Regional de Los Lagos	Edelayesen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	408.759	-	-	408.759
Director de Vialidad	Edelayesen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	22.164	22.164	-	-
Totales					430.923	22.164	-	408.759

27 Caucciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2014 la Sociedad ha recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar principalmente cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, respectivamente por un total de M\$46.750 (M\$6.862 en 2013).

28 Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	U.F.	Peso chileno	12.557	10.342
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			12.557	10.342
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Cuentas por Cobrar No Corrientes	U.F.	Peso chileno	38.490	49.008
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			38.490	49.008
TOTAL ACTIVOS			51.047	59.350

Análisis Razonado
Estados Financieros – Empresa Eléctrica de Aisén S.A.
Al 31 de diciembre de 2014

I. Análisis del Estado de Situación Financiera.

	dic-14 MM\$	dic-13 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Activos Corrientes	22.180	19.620	2.560	13%
Activos No Corrientes	58.230	57.293	937	2%
Total Activos	80.410	76.913	3.497	5%
Pasivos Corrientes	4.489	4.544	(55)	(1%)
Pasivos No Corrientes	6.532	5.062	1.470	29%
Patrimonio	69.389	67.307	2.082	3%
Total Pasivos y Patrimonio	80.410	76.913	3.497	5%

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM\$3.497 respecto de diciembre de 2013, explicado principalmente por un aumento en los Activos Corrientes de MM\$2.560 y en los Activos No Corrientes MM\$937.

La variación positiva del ítem de Activos Corrientes, se explica principalmente por:

- a) Aumento del Efectivo y Equivalentes al Efectivo por MM\$1.066, originado por un mayor precio de venta y devolución de impuesto renta, en comparación con el ejercicio anterior.
- b) Aumento en Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas por MM\$1.544, por incremento en préstamos otorgados a entidades relacionadas (Sociedad Austral de Electricidad S.A.).

2) Pasivos

Los pasivos aumentan en MM\$1.415 respecto de diciembre de 2013, explicado principalmente por un aumento en los Pasivos No Corrientes (MM\$1.470).

El aumento de los Pasivos No Corrientes se explica principalmente por un mayor Pasivo por Impuestos Diferidos (MM\$1.337), debido a mayores diferencias temporales que afectan a Propiedades, planta y equipo.

Con fecha 29 de septiembre de 2014, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 20780 “Reforma Tributaria que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario”, entre ellos un alza progresiva de tasas correspondientes al Impuesto de Primera Categoría a la Renta, tasas que varían si es que la Sociedad opta por un sistema parcialmente integrado o por un sistema de renta atribuida.

Los contribuyentes podrán optar libremente a cualquiera de los dos para pagar sus impuestos. La Sociedad ha optado por la regla general en base al sistema parcialmente integrado. Esto no implica que en el futuro Sociedad opte por tributar en base al sistema de renta atribuida. La decisión para optar a cualquiera de los dos sistemas debe ser tomada dentro del último trimestre de 2016 en una Junta Extraordinaria de Accionistas con quorum de 2/3.

El sistema parcialmente integrado establece el aumento progresivo de la tasa de Impuesto de Primera Categoría para los años comerciales 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018 en adelante, incrementándola a un 21%,22,5%,24%,25,5% y 27% respectivamente.

El impacto en las variaciones de las diferencias de activos y pasivos por impuestos diferidos por utilizar el Sistema Parcialmente Integrado, descrito en la Ley 20.780 (Reforma Tributaria), y en conformidad a las disposiciones del Oficio Circular N° 856 de fecha 17 de octubre de 2014 de la Superintendencia de Valores y Seguros, ha implicado registrar un cargo patrimonial por un monto de MM\$1.410 por este concepto.

3) Patrimonio

Este rubro presenta un mayor saldo de MM\$2.082, respecto de diciembre de 2013, explicado por el resultado del ejercicio (MM\$5.056), compensado parcialmente por provisión de dividendos mínimo del periodo (MM\$1.517) y efecto por impuesto diferidos originados por aumento en la tasa de impuesto de primera categoría por nueva Reforma Tributaria, contabilizado en patrimonio según lo instruido por la SVS en del Oficio N°856 (MM\$1.410).

Principales Indicadores:

		Unidad	dic-14	dic-13	Var. %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	4,9	4,3	14,4%
	Razón Ácida (2)	Veces	4,6	4,0	15,6%
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio Neto (3)	Veces	0,2	0,1	11,3%
	Cobertura Gastos Financieros (4)	Veces	3.814	7.221	(47,2%)
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda Total (5)	%	40,7%	47,3%	(13,9%)
	Deuda LP / Deuda Total (6)	%	59,3%	52,7%	12,5%
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM\$	3.605	2.862	26,0%
	Rotación de inventarios (7)	Veces	2,4	2,0	21,0%
	Permanencia de inventarios (8)	Días	149	181	(17,6%)
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	55	62	(10,4%)
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (10)	MM\$	7.628	7.222	5,6%
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio (anualizado) (11)	%	7,40%	7,35%	0,6%
	Rentabilidad del Activo (anualizado) (12)	%	6,43%	6,43%	(0,0%)
	Rendimiento Activos Operacionales (anualizado) (13)	%	8,96%	9,09%	(1,4%)
	Utilidad por acción (14)	\$	136,63	130,36	4,8%

Fórmulas:

(1) Liquidez Corriente:

$$= \frac{\text{Activos Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes}}$$

(2) Razón Ácida:

$$= \frac{\text{Activos Corrientes} - \text{Inventarios Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes}}$$

(3) Deuda / Patrimonio:

$$= \frac{\text{Pasivos Corrientes} + \text{Pasivos No Corrientes}}{\text{Total Patrimonio}}$$

(4) Cobertura Gastos Financieros:

$$= \frac{\text{Resultado Bruto de Explotación}^*}{\text{Costos Financieros}}$$

* Corresponde al presentado, en el Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida) de este Análisis Razonado.

(5) Deuda CP / Deuda Total:

$$= \frac{\text{Pasivos Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes} + \text{Pasivos No Corrientes}}$$

(6) Deuda LP / Deuda Total:

$$= \frac{\text{Pasivos No Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes} + \text{Pasivos No Corrientes}}$$

(7) Rotación de Inventarios:

$$= \left(\frac{\text{Inversión Total **}}{(\text{Inventarios Corrientes actual} + \text{Inventarios Corrientes año anterior}) / 2} \right) \times \left(\frac{366 \text{ días}}{\text{días acum. año}} \right)$$

**Considera inversiones propias e inversiones con subsidios. En el 2014 y 2013 la Sociedad no considera inversiones con subsidios.

(8) Permanencia de Inventarios:

$$= \left(\frac{1}{\text{Rotación de Inventarios}} \right) \times 366$$

(9) Rotación Cuentas por Cobrar:

$$= \left(\frac{\text{Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes}}{(\text{Ingreso de Actividades Ordinarias} + \text{Otros Ingresos, por Naturaleza}) \times 1,19} \right) \times 360$$

(10) Ebitda (12 meses móviles):

= Corresponde al Resultado Bruto de Explotación (presentado en el Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida), de este Análisis Razonado) de 12 meses móviles.

(11) Rentabilidad del Patrimonio (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{N}^\circ \text{ mes del cierre contable}} \right) \times \text{Ganancia (Pérdida)}}{(\text{Patrimonio actual} + \text{Patrimonio año anterior}) / 2}$$

(12) Rendimiento del Activo (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{N}^\circ \text{ mes del cierre contable}} \right) \times \text{Ganancia (Pérdida)}}{(\text{Total Activos actual} + \text{Total Activos año anterior}) / 2}$$

(13) Rentabilidad Activos Operacionales (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{N}^\circ \text{ mes del cierre contable}} \right) \times \text{Resultado Bruto de la explotación *}}{(\text{Total PPE actual} + \text{Total PPE anterior}) / 2}$$

PPE= Propiedades, Planta y Equipos (neto)

(14) Utilidad por acción:

$$= \frac{\text{Utilidad Sociedad (en pesos)}}{\text{Total número de acciones}}$$

II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida).

	dic-14 MM\$	dic-13 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Ingresos de explotación	19.938	18.993	945	5%
Materias primas y consumibles utilizados	(6.237)	(6.516)	279	(4%)
Margen de contribución	13.701	12.477	1.224	10%
Gasto por Beneficio a los Empleados	(1.660)	(1.531)	(129)	8%
Otros gastos por naturaleza	(4.413)	(3.725)	(688)	18%
Resultado bruto de explotación	7.628	7.221	407	6%
Gasto por Depreciación y Amortización	(2.526)	(2.060)	(466)	23%
Resultado de explotación	5.102	5.161	(59)	(1%)
Resultado Financiero	675	632	43	7%
Otras Ganancias (Pérdidas)	(15)	(7)	(8)	114%
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	5.762	5.786	(24)	(0%)
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(706)	(962)	256	(27%)
Ganancia (Pérdida)	5.056	4.824	232	5%

1) Resultado de explotación

El resultado de explotación disminuyó respecto del ejercicio anterior, en MM\$59, lo que se explica por:

- a) Mayores gastos en Ítem Otros Gastos por Naturaleza MM\$688, principalmente por aumento de costos asociados a Gastos de Administración (Estudios Tarifarios) e Incobrables.
- b) Mayores Gastos del Personal por MM\$129, por indexación por IPC y mayores pagos por indemnizaciones por desvinculaciones.
- c) Mayor Gasto por Depreciación y Amortización (MM\$466).

Lo anterior, compensado parcialmente por mayor margen de contribución por MM\$1.224, por un aumento en el margen de generación de MM\$1.224 por menores costos de combustible utilizado en la generación térmica, debido a mejores condiciones hidrológicas que permitió mayor generación hidráulica.

2) Resultado Financiero

El resultado financiero aumento en MM\$43 con respecto al ejercicio anterior, principalmente por mayores ingresos financieros de MM\$25 y mayores ingresos en Resultado por Unidades de Reajuste (MM\$21).

3) Resultado del periodo

La Sociedad al 31 de diciembre de 2014, obtuvo utilidades por MM\$5.056, lo que implicó un aumento del 5% respecto de diciembre de 2013.

III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos.

Flujo de Efectivo	dic-14	dic-13	Diferencia	Variación
	MM\$	MM\$	MM\$	%
de la Operación	7.715	7.104	611	9%
de la Inversión	(5.206)	(3.710)	(1.496)	40%
de Financiación	(1.443)	(983)	(460)	47%
Flujo neto del período	1.066	2.411	(1.345)	(56%)
Variación en la tasa de cambio	1	1	-	0%
Incremento (disminución)	1.067	2.412	(1.345)	(56%)
Saldo Inicial	4.202	1.790	2.412	135%
Saldo Final	5.269	4.202	1.067	25%

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del ejercicio alcanzó a MM\$5.269, mayor en un 25% respecto de diciembre de 2013.

La variación negativa del flujo neto respecto del año anterior, se explica principalmente por:

- 1) Mayor flujo negativo de efectivo utilizado en actividades de inversión, originado por mayores compras en propiedades, planta y equipo y menor cobro de préstamos a entidades relacionadas.

IV. Mercados en que participa.

Edelayesen es una empresa verticalmente integrada que genera en un 100% la energía para distribuir en su zona de influencia, principalmente en la Región de Aisén.

La Sociedad es una filial indirecta de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. Esta última es el vehículo de inversión a través del cual el fondo canadiense Ontario Teachers' Pension Plan Board y el fondo canadiense Alberta Investment Management Corporation (AIMCo) controlan las empresas del Grupo Saesa, de las que la Sociedad forma parte.

Al 31 de diciembre de 2014 no se aprecian variaciones significativas en los mercados en que participa Edelayesen.

V. Principales Riesgos.

1) Riesgos de Negocio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria para la distribución, transmisión y transformación de energía, así como la generación en los sistemas medianos como los atendidos por la Sociedad. La Autoridad, además de fijar tarifas, dicta las normas de calidad de producto y operación, derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios. Los riesgos de este negocio están ligados al marco regulatorio actual, donde la Autoridad fija las tarifas luego de un proceso que busca el óptimo de operación e inversión en cada sistema, fijando tarifas que permitan la recuperación de la inversión inicial y los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente, considerando instalaciones y una organización de tamaño eficiente para la prestación de los servicios tarifados.

Adicionalmente existe riesgo financiero, relacionado con el financiamiento de las inversiones, los plazos de recuperación de éstas, así como el costo de fondos.

1.1) Riesgo Regulatorio

a) Cambio de la regulación

El sector eléctrico se rige por una normativa, vigente desde 1982, que regula aspectos claves de la industria tales como tarifas, capacidad de las sociedades de abastecer a sus clientes y la calidad del suministro, entre otros.

A fines de 1998 se publicó el Decreto Supremo N° 327, Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos que permitió perfeccionar y aclarar algunos

aspectos complementarios, especialmente los relacionados con calidad de servicio y funcionamiento independiente de los CDEC's.

Hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica (ver Nota N°3 punto 3.3 Marco Regulatorio de los Estados Financieros).

En general, los cambios en dicho marco regulatorio pueden constituir un riesgo para la Sociedad y la industria eléctrica, dado que pueden afectar aspectos operacionales, sus márgenes y rentabilidad entre otros factores claves.

La Sociedad monitorea periódicamente los potenciales cambios regulatorios de modo de adoptar oportunamente las acciones de mitigación que se requiera

b) Fijación de tarifas de distribución y generación

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 2 de abril de 2013 se publicó el nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016. Estas tarifas son fijas, y se ajustan anualmente por un factor de economía de escala (reconociendo las eficiencias que se producen en cada Sociedad producto del aumento de ventas), y por una fórmula de indexación que considera variaciones mensuales de la inflación local, del tipo de cambio y el precio del cobre. Las nuevas tarifas de la Sociedad implicaron un aumento de sus Ingresos de actividades ordinarias de aproximadamente un 4,0% (base 2013).

Adicionalmente, las tarifas finales a clientes incorporan el costo de generación y transporte de energía contratada requerida por la Sociedad para abastecer la demanda de sus clientes, denominados precios de nudo. Para Edelaysen, las tarifas de venta incorporan en su fórmula precios regulados, que también son fijados cada cuatro años, reflejando en este caso los costos medios de generación en esa zona.

Adicionalmente los precios de nudo de estos sistemas incluyen en su fórmula de indexación las distintas variables que la afectan (petróleo, dólar, IPC y mano de obra). Estos precios son fijados mediante emisión de Decretos y son publicados en el Diario Oficial. Independiente de la fecha de publicación, su vigencia es a partir de mayo y noviembre de cada año. El próximo proceso de fijación tarifaria para precios de generación comenzó en el segundo semestre de 2013 y se espera finalice en el primer trimestre de 2015 con la emisión del decreto correspondiente. Las tarifas asociadas al proceso en curso comenzarían a regir en forma retroactiva a partir de noviembre de 2014.

En cuanto a los Servicios Asociados a la Distribución Eléctrica (SSAA), viene al caso mencionar que a fines del 2011 y producto de una investigación realizada por la Fiscalía Nacional Económica, ante una presentación no contenciosa del 2008, ha solicitado a la Honorable Comisión Resolutiva calificar un nuevo conjunto de servicios como parte de los SSAA, precisiones y mayores exigencias para la prestación de servicios asociados no tarifados y proponer al Ejecutivo modificaciones legales en el caso de prestarse SSAA que utilicen infraestructura concebida para el servicio de suministro de electricidad. La Sociedad está monitoreando lo anteriormente comentado, de modo de anticipar cambios en los actuales procesos o en las formas de tarificación en la industria. En ese mismo sentido, la Sociedad ha implementado procesos de modelación y detalle de los distintos servicios hoy ofrecidos o los nuevos, considerando el detalles de las actividades incluidas, condiciones de aplicación y sus costos, cuyos precios se publican en nuestras oficinas comerciales y son informados oportunamente a la Autoridad.

Respecto de la fijación de tarifa de SSAA, que se realiza cada cuatro años con ocasión del Proceso de fijación de VAD, este proceso finalizó el 14 de marzo de 2014 con la publicación del Decreto respectivo. Las nuevas tarifas no implicaron una disminución relevante en los ingresos de la Sociedad.

2) Riesgos Financieros

El análisis de riesgos financieros para la Sociedad es el siguiente:

2.1) Riesgos Tipo de Cambio

La Sociedad opera en moneda funcional peso, realiza limitadas operaciones en moneda distinta de su moneda funcional y corresponden principalmente a pagos por la compra de materiales o insumos asociados a proyectos del sistema eléctrico que son comercializados en mercados extranjeros, normalmente en dólares. Estas transacciones son específicas y por montos y períodos que no generan impactos relevantes en la Sociedad.

Una parte del precio de venta de energía al cliente final, está indexado a variables como el tipo de cambio y el precio de combustibles como el petróleo. Estas indexaciones buscan compensar las variaciones en los costos de generación (principalmente compra de petróleo), en concordancia con el comportamiento de la matriz energética de la Sociedad, por lo que no se esperan impactos relevantes en resultados por estas variaciones en el mediano plazo.

2.2) Riego Variación UF

De los ingresos de la Sociedad, más de 65% corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía, tales como el IPC y el IPP (índice de precios al productor), el resto está indexado a variables como el petróleo y el tipo de cambio.

Hasta la fecha la Sociedad mantiene una política de no administrar este tipo de indexaciones, ya que persiguen, en el mediano plazo compensar las variables a las que están sujetos los costos de la Sociedad (costos de personal, petróleo, contratistas y otros).

2.3) Riesgo Tasa de Interés

La administración de este riesgo se enfoca principalmente a los pasivos con el sistema financiero. Al 31 de diciembre de 2014, la Sociedad no posee deuda con el sistema financiero.

La administración de caja se realiza centralizadamente en las matrices de la Sociedad (Saesa y Eléctricas). Estas empresas gestionan el capital de trabajo y el financiamiento con el sistema financiero para luego en virtud de los excedentes o déficit de caja de la Sociedad, solicitar o entregar financiamiento. Los movimientos con la sociedad se realizan a tasas de mercado en moneda nacional.

2.4) Riesgo de Liquidez

Tal como se mencionó en la nota anterior, la Administración de caja se realiza centralizadamente en las matrices de la Sociedad (Saesa y Eléctricas). Estas empresas gestionan el capital de trabajo y el financiamiento con el sistema financiero para luego en virtud de los excedentes o déficit de caja de la Sociedad, solicitar o entregar financiamiento.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de esta administración consolidada. Los excedentes de caja diarios son invertidos en instrumentos financieros con el objeto de optimizarlos y poder asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago en las fechas de vencimiento establecidas, las inversiones se realizan en instituciones financieras nacionales, con límites establecidos por institución y en instrumentos financieros de riesgo acotado, de acuerdo con las políticas internas del Grupo.

Las matrices de la Sociedad y la Sociedad cuentan con un contrato de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.750.000 en conjunto con la

relacionada Frontel, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta diciembre del año 2015, con spread máximos acordados. A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de estas Sociedades, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

2.5) Riesgo de Crédito

La Sociedad tiene como objetivo disminuir el incumplimiento de pago de las contrapartes y adicionalmente mejorar la posición de capital de trabajo. Para lo anterior, existe una política de crédito, que establece las condiciones y formas de pago, así como también condiciones a pactar con los clientes morosos.

La Sociedad está expuesta al riesgo de crédito debido a sus actividades operacionales y a sus actividades financieras. .

Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad operacional, se distingue dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otros relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad fidelizar al cliente con una gama más amplia de productos tales como retail y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos significativos y adicionalmente, de acuerdo a lo que establece la normativa vigente, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago; esto sin lugar a dudas es una herramienta importante en la gestión cobranza, ya que el plazo de cobro a los clientes es reducido (45 días). Otro aspecto importante que establece la ley es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que entrega otra herramienta de cobro.

Respecto de las otras ventas tales como retail, instalaciones eléctricas y construcciones de obras, la Política de la Sociedad establece plazos que van de 12 a 36 meses, para sus clientes de distribución eléctrica. En lo que respecta a la construcción de obras, que normalmente se construyen a organismos estatales, municipales o grandes clientes, la forma de pago considera cuotas que van de 36 a 96 meses. Estos montos son otorgados bajo condiciones de crédito de mercado y a clientes que cumplan con ciertos estándares de comportamientos históricos sin morosidad.

El deterioro de las cuentas por cobrar se miden en base a la madurez de la cartera de acuerdo con los siguientes tramos de antigüedad (en días):

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	3%	33%
181 a 270	36%	66%
271 a 360	67%	66%
361 o más	100%	100%

Las provisiones de deuda de energía se realizan sobre deudores que se encuentran sin suministro.

En algunos casos especiales (clientes importante o gubernamentales), la Sociedad evalúa el riesgo de incobrabilidad en base a su comportamiento histórico (estacionalidad de flujos) o condiciones puntuales del mercado.

Activos de carácter financiero

Tal como se indicó, las inversiones se realizarán en instrumentos financieros permitidos que maximicen los retornos del excedente de caja, sin exceder el nivel de riesgo y de máxima exposición, todo bajo el margen de riesgo establecido y con la finalidad de cumplir obligaciones de corto plazo. Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales con calificación de riesgo no inferior al de la Sociedad, con límites establecidos para cada entidad y sólo en instrumentos de renta fija. En ningún caso se considera o contempla la posibilidad de realizar una inversión con objeto de especular en el mercado de capitales nacional o extranjero.

VI. Valor Libro y Valor Económico de los Activos.

La Sociedad valora sus Propiedades, Plantas y Equipos a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. La depreciación de las Propiedades, Plantas y Equipos se determina distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada (periodo en que se espera utilizar). Al inicio del proceso de adopción de IFRS, la Sociedad realizó una tasación con terceros independientes para sus propiedades, plantas y equipos, la que fue utilizada como costo adquirido.

En forma periódica, de acuerdo con lo que establece la NIC 36, la Sociedad monitorea la existencia de algún indicio de que alguna de sus Unidades Generadoras de Efectivo (UGE) pudiera sufrir pérdida por deterioro. En el caso que efectivamente existan indicios, se realiza una estimación del monto recuperable del activo para determinar el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la UGE a la que pertenece el activo, entendiendo como tal al menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independiente.

Los activos en moneda extranjera, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del periodo.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento tanto de corto como largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad similares a las existentes en el mercado.

Los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Norma Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran en la Nota N° 2 de los Estados Financieros.