



Reporte Anual 2015

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
Responsabilidad social y desarrollo sostenible	12
Directorio	15
Administración	16
Estructura Organizativa	18
Marcha de la Empresa	19
Línea de Tiempo	22
Factores de Riesgo	24
Actividades de la Sociedad	27
Sector de la Industria	29
Actividades y Negocios	32
Gestión Financiera	34

Hechos Relevantes	37
Estados Resumidos	39
Estados Financieros	41

Carta del Presidente del Directorio

Estimados clientes, inversionistas, colaboradores y autoridades, por encargo de nuestro directorio, presento a ustedes nuestro reporte anual de actividades, correspondiente al año 2015.

Sin lugar a dudas, el 2015 pasará a la historia de estos casi 90 años de trabajo del Grupo Saesa como un año especial, el año en que formalmente ya somos parte de la Transmisión Troncal en Chile. Este Grupo, con sede en la ciudad de Osorno, lleva muchos años con un fuerte compromiso con el desarrollo del país, aportando con más energía, más seguridad y más eficiencia en todos los ámbitos de la cadena de suministro eléctrico, siendo su foco y principal responsabilidad la distribución de electricidad a nuestros 795 mil clientes repartidos entre las regiones del Bío Bío y Aysén.

Con la convicción de poder aportar más al desarrollo del país, es que en el año 2012 se tomó la decisión de ampliar la zona geográfica de operación, lo cual se materializó con la entrada en operación de nuestro primer proyecto de Transmisión Troncal, a través de una línea de 220 Kv entre Diego de Almagro y Cardones, cerca de la ciudad de Copiapó, en un desarrollo conjunto con Chilquinta.

Nuestra motivación es entregar energía confiable, contribuyendo al bienestar y desarrollo del país, para lo cual se requiere de nuevos proyectos, que sean más eficientes y competitivos, sustentados en procesos al interior de la compañía que cada día garanticen de mejor manera un servicio de calidad y excelencia. Para esto hemos seguido avanzando en las tareas propuestas para alcanzar este logro, y hoy con mucho orgullo podemos decir que la compañía ha ido cumpliendo las etapas necesarias para llegar a esta meta, a través de mejoras en nuestros indicadores de calidad de servicio, reducción de pérdidas de energía en nuestras redes, y la concreción de importantes proyectos de crecimiento en Distribución y Transmisión a través de inversiones por más de \$87 mil millones, lo que representa un 90% más de lo invertido durante el año 2014; pudiendo llegar a más hogares e industrias con cada vez mejor energía. Todo lo anterior se ampara en una mayor participación y contacto con la ciudadanía para la materialización de nuestros proyectos y el quehacer diario, con un fuerte acento en la seguridad de nuestros trabajadores y contratistas, lo que ha permitido alcanzar los menores índices de accidentabilidad en la historia del Grupo Saesa.

Adicionalmente, y con el objeto de seguir aportando al desarrollo de un sistema robusto y confiable en todo el país, continuamos con la ejecución de seis proyectos de transmisión eléctrica en las regiones de Antofagasta, Atacama, Metropolitana, Maule, Bío Bío y Los Ríos, la mayoría de ellos a ser finalizados en el 2016 y 2017.

Nuestros esfuerzos están puestos en desarrollar nuestra cartera de proyectos basados en las variables económica, ambiental y social, sin dejar de lado la innovación y el uso de nuevas tecnologías, y de esa forma satisfacer proactivamente la creciente demanda energética del país, lo que responde a las nuevas iniciativas promovidas desde el Gobierno que requieren la inversión de privados y la colaboración de múltiples actores. Es imprescindible reforzar y mejorar el sistema de abastecimiento de electricidad y para ello se requieren soluciones más modernas e innovadoras, lo que sin duda irá en directo beneficio de los clientes finales, buscando la eficiencia energética y el desarrollo de redes inteligentes. Desde ese punto de vista, las empresas que conforman el Grupo Saesa ponen a disposición del país su vasta experiencia en la construcción y operación de redes que integran la carretera eléctrica de Chile, en zonas donde son aún mayores los desafíos debido a la dispersión geográfica de su población, su paisaje accidentado y las dificultades climáticas existentes, propias del sur de nuestro país.

Sabemos que el ámbito social es fundamental para nuestros clientes y vincularnos con la comunidad es la única manera de conocer realmente qué es lo que se espera del Grupo Saesa. Es lo que perseguimos a través del nuevo programa de relación con la comunidad “Somos Vecinos” que llegó para instalarse como espacio de relacionamiento con nuestras comunidades a través de sus dirigentes vecinales. Este plan piloto que comenzó

hace algo más de un año nos ha dado una gran satisfacción al ver los positivos resultados que ha tenido, y sobre todo la acogida por parte de la comunidad, lo que hace que durante el año 2016 este programa se amplíe a nuevas comunas.

La Compañía ha continuado con el programa Crece, un robusto plan de capacitación para técnicos y profesionales, lo cual se ha reforzado con la implementación de un programa más completo enfocado a desarrollar las habilidades comunicacionales, directivas y de liderazgo de nuestras jefaturas y potenciales ejecutivos que surgen de programas de potenciación de talentos internos y los planes de sucesión. Asimismo, se ha continuado con las mejoras en los estándares de trabajo mediante la mejora de procesos y procedimientos, siempre en la búsqueda de la mejora continua, en conjunto con la modernización de nuestras oficinas, almacenes y dependencias, con un enfoque en la productividad y en la atención a nuestros clientes internos y externos. Esto y otros esfuerzos en relación a las mejoras de beneficios y clima de trabajo han permitido la obtención del puesto número 31 en el ranking Great Place to Work conseguido por el grupo Saesa dentro de las mejores empresas para trabajar en Chile.

El año 2015 continuó con la senda de mejoras en términos de resultados para la Compañía llegando a su mejor desempeño histórico con un Ebitda de \$85.060 millones, lo que representa un aumento de 6% respecto de lo conseguido en el 2014. Esto demuestra la consolidación de los esfuerzos realizados en la concreción de los proyectos y da cuenta de las mejoras operacionales alcanzadas, y es sin lugar a dudas resultado de nuestra Planificación Estratégica que ha tenido como ejes el acercamiento a nuestros clientes, el desarrollo de nuestros colaboradores, las mejoras operacionales, en productividad y procesos, la implementación de nuevas tecnologías, y los nuevos proyectos de crecimiento y desarrollo en los que está abocada la Compañía.

Les invito a revisar nuestro reporte anual y a mirarnos como una empresa que desafía al futuro, y que día a día se esfuerza en seguir avanzando en el crecimiento responsable y sostenible con el que estamos comprometidos.

Un saludo afectuoso,



Iván Díaz - Molina

Presidente Grupo Saesa

Visión Corporativa

Visión

Nuestra visión es entregar energía confiable, contribuyendo al bienestar y desarrollo del país.

Nuestro trabajo se fundamenta en el compromiso con nuestros clientes, el cuidado del medio ambiente y el desarrollo y seguridad de nuestros trabajadores.

Tenemos una visión de largo plazo y buscamos asegurar la creación de valor para nuestros accionistas.

Misión

La Misión de Saesa para el próximo quinquenio es consolidar su operación y redefinir sus capacidades comerciales con una mentalidad verdaderamente centrada en el cliente.

Al año 2020 la Compañía debe ser reconocida en la industria por una gestión de excelencia y alta calidad de producto, así como por un sólido vínculo con el regulador y las comunidades.

Crecimiento y visión 2020

Durante los próximos 5 años el Grupo Saesa aumentará significativamente su valor económico y ampliará su portafolio de negocios. La empresa debe desarrollar además una cultura de innovación y anticiparse a los cambios del futuro en esta industria.

Valores Corporativos

Para alcanzar los objetivos y visión del negocio, la empresa deberá buscar y cultivar altos estándares de trabajo en todos sus colaboradores y quehacer diario, basándose en siete valores fundamentales:

1. Integridad: **Hacemos lo correcto**
 2. Transparencia: **Vamos con verdad y honestidad**
 3. Seguridad: **Un intransable**
 4. Excelencia: **Hacemos las cosas de manera impecable**
 5. Foco en el cliente: **El centro de nuestra gestión**
 6. Eficiencia: **Clave en nuestra industria**
 7. Sustentabilidad: **Somos responsables con el futuro**
-

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) 24147500
Fax	(2) 24147009
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	N°28
Informantes	
Fecha de inscripción en el Registro de Entidades Informantes	09/05/2010
Documentos Constitutivos	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 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 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.

Antecedentes Relevantes

Antecedentes Financieros

	MM\$	MM\$
	2015	2014
Ingresos	19.697	19.938
Margen Bruto	13.056	13.701
Ganancia	3.930	5.056
Activos	84.236	80.410
Pasivos	12.182	11.021
Patrimonio	72.054	69.389
Inversiones	5.038	3.627
EBITDA	6.750	7.628

Cifras Operacionales

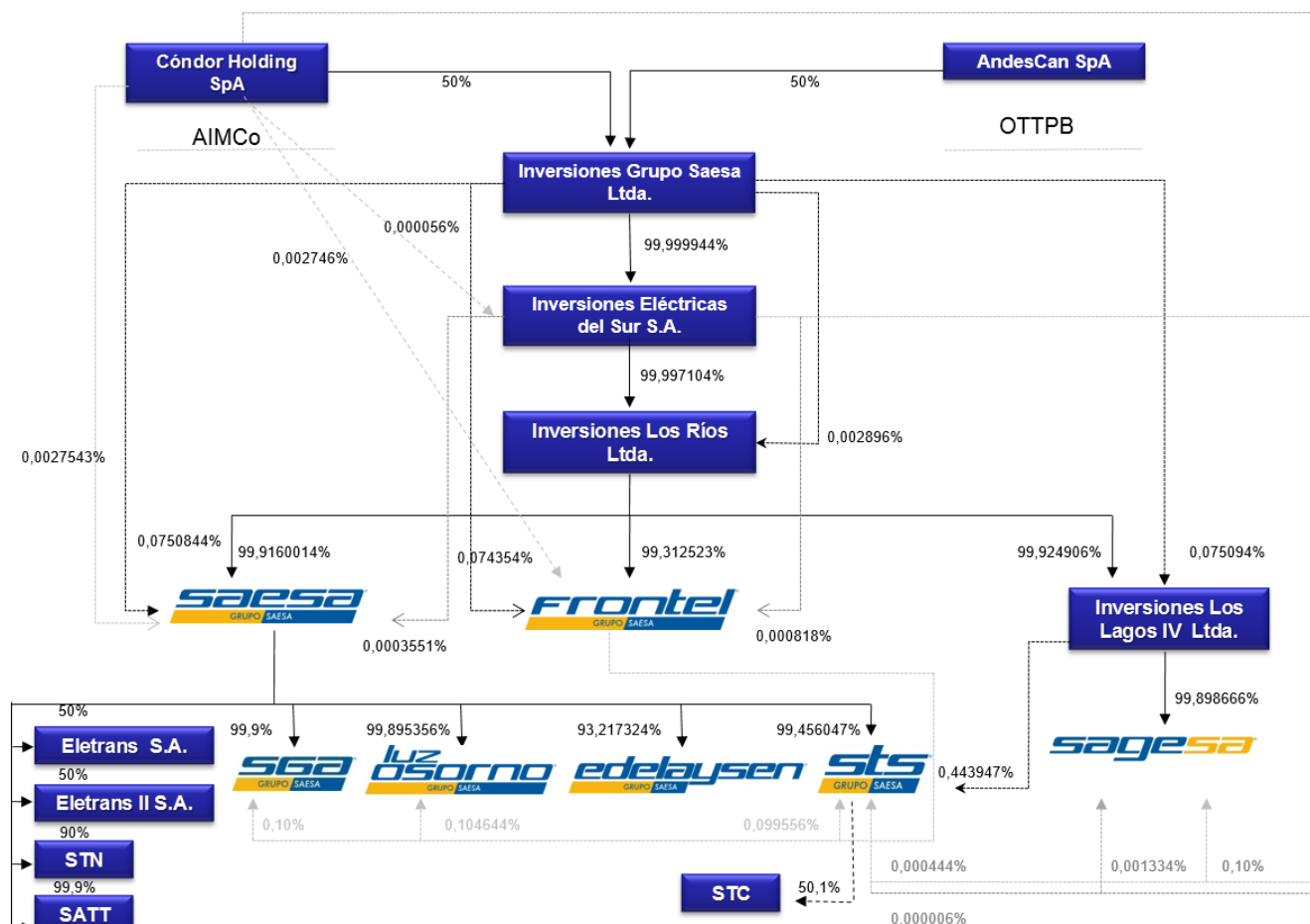
	2015	2014
Venta de Energía (GWh)	140	137
Clientes (Miles)	43	42
Trabajadores	69	66
Líneas AT (km)	328	327
Líneas MT (km)	1.869	1.832
Líneas BT (km)	985	974
MVA Instalados (MT/BT)	38	37

	Cantidad de Centrales	Potencia instalada (MW)
Viento	1	1,98
Hidroeléctrica	7	25,14
Diesel	18	29,97
Total	26	59,09

Estructura de Propiedad

La estructura de propiedad al 31 de diciembre de 2015 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 93,217324% 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 2015 el número de accionistas de Edelayesen alcanzaba a 129, siendo los doce mayores los siguientes:

Accionistas	Total acciones	%
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	35.028.640	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%
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%
Osvaldo Marcelo Santana Miranda	994	0,2600%
Otros Accionistas Menores	147	0,0004%
Total	37.577.393	100%

Durante el año 2015 un socio minoritario efectuó traspaso de acciones a otra 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 ésta 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.

Responsabilidad social y desarrollo sostenible

a) Diversidad en el directorio:

Diversidad	Directorio		
<u>Rango de edades (años)</u>	Hombres	Mujeres	Total
< 30	-	-	-
30 y 40	1	1	2
41 y 50	3	-	3
51 y 60	1	-	1
61 y 70	1	-	1
> 70	1	-	1
<u>Antigüedad (años)</u>			
< 3	2	-	2
3 y 6	4	-	4
6 y 9	1	1	2
9 y 12	-	-	-
> 12	-	-	-
<u>Nacionalidad</u>			
Chilena	4	-	4
Extranjera	3	1	4

b) Diversidad en la gerencia general y demás gerencias:

Diversidad	Gerencia General y otras		
<u>Rango de edades (años)</u>	Hombres	Mujeres	Total
< 30	-	-	-
30 y 40	-	-	-
41 y 50	-	-	-
51 y 60	1	-	1
61 y 70	-	-	-
> 70	-	-	-
<u>Antigüedad (años)</u>			
< 3	-	-	-
3 y 6	-	-	-
6 y 9	-	-	-
9 y 12	-	-	-
> 12	1	-	1
<u>Nacionalidad</u>			
Chilena	1	-	1
Extranjera	-	-	-

c) Diversidad en la organización

Diversidad	Organización		
<u>Rango de edades (años)</u>	Hombres	Mujeres	Total
< 30	8	1	9
30 y 40	26	2	28
41 y 50	20	3	23
51 y 60	7	-	7
61 y 70	1	-	1
> 70	-	-	-
<u>Antigüedad (años)</u>			
< 3	17	-	17
3 y 6	9	1	10
6 y 9	9	1	10
9 y 12	4	1	5
> 12	23	3	26
<u>Nacionalidad</u>			
Chilena	62	6	68
Extranjera	-	-	-

Diversidad en la organización	Directorio		Gerencia General y otras		Organización		Total		% Representatividad	
<u>Rango de edades (años)</u>	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
< 30	-	-	-	-	8	1	8	1	10,4%	1,3%
30 y 40	1	1	-	-	26	2	27	3	35,1%	3,9%
41 y 50	3	-	-	-	20	3	23	3	29,9%	3,9%
51 y 60	1	-	1	-	7	-	9	-	11,7%	-
61 y 70	1	-	-	-	1	-	2	-	2,6%	-
> 70	1	-	-	-	-	-	1	-	1,3%	-
<u>Antigüedad (años)</u>										
< 3	2	-	-	-	17	-	19	-	24,7%	-
3 y 6	4	-	-	-	9	1	13	1	16,9%	1,3%
6 y 9	1	1	-	-	9	1	10	2	13%	2,6%
9 y 12	-	-	-	-	4	1	4	1	5,2%	1,3%
> 12	-	-	1	-	23	3	24	3	31,2%	3,9%
<u>Nacionalidad</u>										
Chilena	4	-	1	-	62	6	67	6	87%	7,8%
Extranjera	3	1	-	-	-	-	3	1	3,9%	1,3%
77 (*)										

(*) : Incluye directorio

d) Brecha salarial por género

Familia de cargo	PROMEDIO TOTAL REM. (HABERES FIJOS + BONOS)		
	Femenino	Masculino	Diferencia
Administrativos	93,70%	100%	-6,30%
Enc. Unidad	57,58%	100%	-42,42%
Jefes de Área	N.A	100%	N.A
Linieros	N.A	100%	N.A
Profesionales	N.A	100%	N.A
Secretarias	100%	N.A	N.A
Supervisores	N.A	100%	N.A
Técnicos	111,59%	100%	11,59%

Directorio

En el año 2015 el Directorio de la Sociedad y sus Empresas Filiales se compone de ocho integrantes. La duración en sus cargos corresponde a un período de dos años, pudiendo ser reelegidos. No se contempla la existencia de miembros suplentes.

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

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

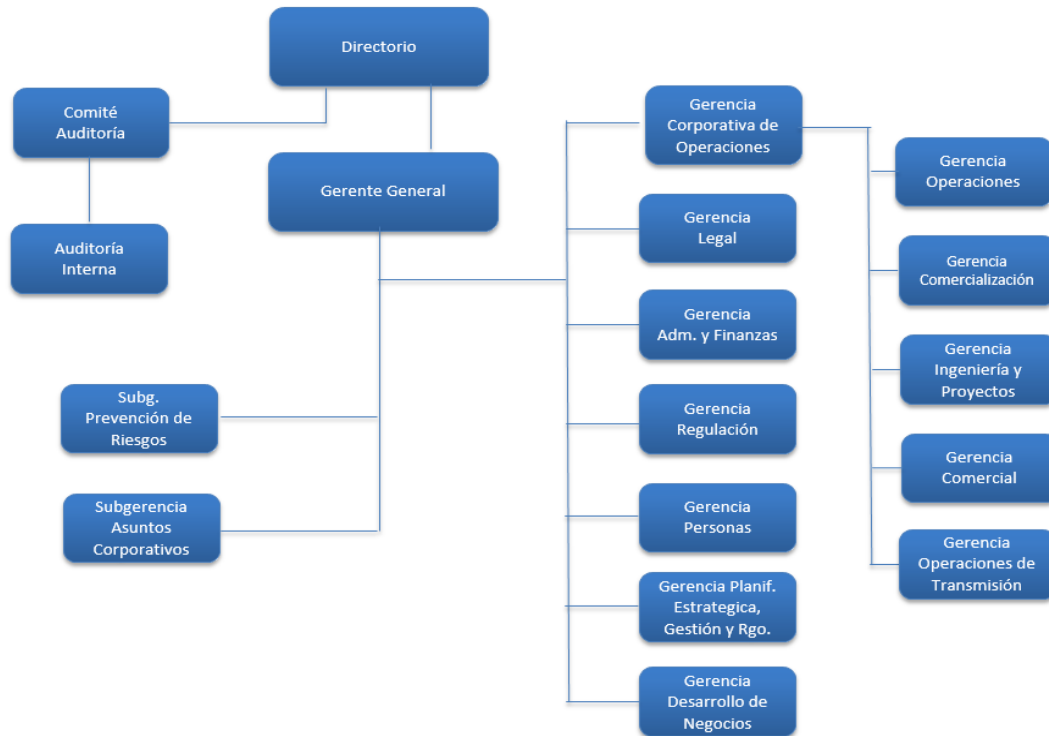
Nombre	RUT	Profesión	Cargo	Fecha último nombramiento	Fecha Cesación
María Morsillo	Extranjera	Ingeniero Bachiller en Ciencias	Director titular	27-04-2015	08-07-2015
Juzar Pirbhai	Extranjero	Bachiller en Letras con mención en Economía	Director titular	30-04-2014	06-08-2014
Stacey Purcell	Extranjera	Ingeniero Comercial	Director titular	30-04-2013	09-04-2014
Kevin Roseke	Extranjero	Licenciatura en Comercio	Director titular	30-04-2013	09-04-2014

Administración

Gerente General	Francisco Alliende Arriagada / Ingeniero Comercial RUT 6.379.874-6 / Fecha nombramiento 01 de febrero de 2012
Gerente Corporativo de 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 01 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 01 de septiembre de 2009
Gerente Ingeniería y Proyectos	Hugo Briones Fernández / Ingeniero Civil Electricista Rut 7.810.810-K / Fecha nombramiento 01 de enero de 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 de 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

Gerente de Operaciones de Transmisión	Marcelo Matus Castro / Ingeniero Eléctrico Rut 11.364.868-6 / Fecha de nombramiento 01 de noviembre de 2015
Gerente de Operaciones	Leonel Martínez Martínez / Ingeniero Eléctrico Rut 14.556.330-5 / Fecha de nombramiento 23 de marzo de 2015
Subgerente Prevención de Riesgos	Patricio Velásquez Soto / Ing. en Prevención de Riesgos Rut 12.540.271-2 / Fecha nombramiento 30 de octubre de 2013
Director Auditoría Interna	Jorge Castillo Quiroz / Contador Auditor Rut 7.759.917-7 / Fecha nombramiento 01 de enero de 2009
Subgerente Asuntos Corporativos	Lorena Mora Sanhueza / Periodista Rut 8.750.218-K / Fecha nombramiento 01 de julio de 2012
Subgerente Regulación	Jorge Muñoz Sepúlveda / Ingeniero Civil Electricista Rut 11.694.983-0 / Fecha de nombramiento 01 de septiembre 2009

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

Campaña “A la Escuela con Energía”: En su 6to año de implementación llegó con útiles escolares y equipamiento audiovisual a escuelas de las comunas de Lago Verde, Puerto Aysén, Chile Chico, Puerto Cisnes y Coyhaique.

Programa de Liceos Eléctricos: Benefició en 2015 a alumnos 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 programa de recolección de pilas en desuso desarrollado en conjunto con las Seremi de Medioambiente de las regiones de La Araucanía y Los Ríos, logró recolectar y efectuar disposición final de 1,5 toneladas de desechos desde escuelas y liceos.

El compromiso medioambiental desde la operación de la Compañía, hizo trasladar 190 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 la limpieza de faja para la construcción de nuevas redes, llevan a la compañía a restituir las especies arbóreas. Fue así como en el año 2015, se reforestaron 19 hectáreas y fueron replantadas más de 40 hectáreas de bosques.

NUESTRAS PERSONAS

Las acciones de la Gerencia de Personas están orientadas a mantener equipos motivados y con las competencias necesarias para el cumplimiento de los desafíos de la Compañía. En este sentido, se potencia tanto el desarrollo personal, profesional y familiar de los trabajadores.

Durante el año 2015 se desarrollaron 92.493 horas del Plan de Capacitación Corporativa, orientadas al desarrollo profesional de los trabajadores donde participaron alrededor de 1.900 trabajadores, tanto de empresa como de contratistas.

Para cubrir la necesidad de reclutamiento y formación de personal operativo en el área eléctrica del Grupo Saesa y que sea sostenible en el tiempo, se dio inicio al proyecto “Escuela de Formación de Linieros”, dedicado a buscar

y formar personal que desempeñe las labores de Ayudantes de Linieros de Obras y Mantenimiento, Linieros de Obras y Mantenimiento, y Linieros de Operaciones.

El 2015 se terminó con el primer Programa de Desarrollo de Proveedores cuyo objetivo es apoyar proyectos que busquen mejorar la calidad y productividad de los proveedores y contratistas, especialmente aquellos más estratégicos. A su vez, se da inicio a un segundo programa enfocado principalmente a empresas de obras y mantenimiento.

Conocer el nivel de satisfacción de los trabajadores es importante para la Empresa, es por ello que año tras año se realiza la encuesta de clima organizacional que el 2015 entregó un resultado de un 80% de satisfacción. Asimismo, el buen ambiente de trabajo y de desarrollo dentro de la Empresa se ve reflejado en lugar 31 del Ranking “Great Place To Work”, que reconoce a las mejores empresas para trabajar en Chile.

Mantener un buen clima organizacional y un equilibrio entre la vida laboral y personal es un desafío permanente para el Grupo Saesa. Es por ello que a través del programa “Saesa Activo” se desarrollan actividades que potencian este objetivo, entre las que destacan: “Nuestros hijos nos visitan”, celebraciones de días especiales, navidad de los niños, masajes en el lugar de trabajo.

Respondiendo a una demanda de los mismos trabajadores por ayudar a los demás, nació el Voluntariado Corporativo, donde se canaliza el espíritu solidario que se vive al interior del Grupo Saesa. Durante el año 2015 la empresa apoyó en el desarrollo de 8 proyectos destinados a contribuir al bienestar de la comunidad.

CUIDAMOS A LOS NUESTROS

El Grupo Saesa en su permanente compromiso con la vida y el cuidado de las personas, ha impulsado iniciativas durante 2015 que refuerzan los desafíos propuestos en nuestra Planificación Estratégica. Entre las actividades más importantes de este año, podemos mencionar las charlas motivacionales y de sensibilización dictadas por ex - trabajadores.

A su vez, se fortalecieron las capacitaciones en lugares tan distantes como el proyecto de las 11 islas del archipiélago de Chiloé. Es así como se levantaron las competencias en distantes zonas de operación (información relevante para el diseño de nuevos programas de entrenamiento) lo que permitió lograr mayor orientación y focalización en sus reales necesidades.

Por otra parte, se diseñaron actividades más lúdicas para comprometer esta cultura de seguridad que la compañía está llevando adelante con tesón y compromiso. En ese sentido, se desarrolló una obra de teatro que permitió convocar a personal de terreno y administrativo de las distintas zonas, incluyendo a nuestros colaboradores de las empresas contratistas. Dicha actividad se definió como un éxito rotundo en asistencia y también en la aceptación de esta nueva forma de cuidar a las personas, involucrando en este cambio cultural al grupo familiar de cada uno de los trabajadores.

En términos de resultados, este 2015 ha sido un buen año. Se han reducido los indicadores de frecuencia y gravedad en un 29% y 22% respectivamente, logrando con esto los resultados más bajos de la historia del grupo Saesa, lo que nos motiva como compañía a desafiar mayores objetivos para el futuro, fortaleciendo nuestro compromiso con la seguridad de nuestros trabajadores. Queremos que el concepto de la seguridad más allá de ser una prioridad, se transforme en un Valor que trascienda al paso del tiempo, persevere en nuestro actuar y se incorpore en nuestra forma de vida, fortaleciendo uno de los principales pilares estratégicos de esta gran compañía.

GRANDES OBRAS

La calidad de servicio, 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 2015. Destaca el siguiente proyecto:

Proyecto Ampliación del Parque Eólico Alto Baguales

Consistió en la ampliación a 1,8 MW la capacidad instalada del sistema mediano de Aysén, instalando dos aerogeneradores Enercon E-44 de 900 kW de 55 metros de altura cada torre y con un diámetro de 44 metros de aspas, más la instalación de 7.000 metros de conductor de media tensión para la transmisión de la energía generada. La duración de estas obras fue de 9 meses, con una inversión de MM\$ 2.700.

Este proyecto se encuentra ubicado a siete kilómetros de la ciudad de Coyhaique.

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

En 2015 se inicia un proceso de cambio con foco en el cliente. Se realizó un taller para obtener un diagnóstico de las capacidades comerciales del Grupo Saesa del cual se desprenden nuevos enfoques, brechas y actividades que fortalecieron la Planificación Estratégica.

Se inicia el proyecto de Experiencia de Clientes a través de un diagnóstico y asesoramiento de la empresa líder en el país en este ámbito. Se levantaron, midieron y difundieron los 3 principales procesos o viajes que más impactan a nuestros clientes: corte programado, el ciclo comercial y conexión de grandes clientes, con lo que se inicia un proceso de cambio cultural de foco en el cliente. Se definió una metodología, un plan de trabajo e indicadores que nos permitirán gestionar la Experiencia de Clientes en los procesos principales.

Se modernizaron las plataformas de atención de oficinas y del call center. Se implementó sistema de fila electrónica en el 95% de las oficinas, teniendo en 12 de ellas la medición del tiempo de espera. Se implementó el discador de llamadas salida, tanto para la gestión de cobranza como para la realización de encuestas, mejorando la productividad de los agentes telefónicos. Esto se ejecutó en paralelo con un plan de mejora de la contactabilidad de los clientes.

En el ciclo comercial se comenzó a registrar y medir el proceso de reparto de boletas y los principales requerimientos comerciales (en cuanto a cantidad e ingresos asociados), logrando un impacto significativo en el nivel de servicio que entregamos a nuestros clientes.

Línea de Tiempo

- 1981:** La Empresa Eléctrica de Aisén Ltda., Edelaysen, nace como una filial de la Empresa Nacional de Electricidad S.A., Endesa.
- 1983:** Edelaysen 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 Edelaysen 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 Edelaysen, a cambio de una mayor participación accionaria. Esto convierte a Corfo en accionista mayoritario de Edelaysen.
- 1998:** Saesa se adjudica el 90,11% de las acciones de Edelaysen, 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 Edelaysen 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, adquieren 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 MM \$2.017.

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 MM \$3.627.

2015: Proyecto Ampliación del Parque Eólico Alto Baguales: Consistió en la ampliación a 1,8 MW la capacidad instalada del sistema mediano de Aysén, instalando dos aerogeneradores Enercon E-44 de 900 kW y con un diámetro de 44 metros de aspas, más la instalación de 7.000 metros de conductor de media tensión para la transmisión de la energía generada. La duración de estas obras fue de 9 meses, con una inversión de MM\$ 2.700.

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

Actualmente, un generador puede cumplir distintos roles, en forma exclusiva o de manera simultánea, para comercializar la producción de una central. Por una parte, puede actuar como un generador puro, vale decir comercializar la producción completa de la central al mercado spot y por otra, como generador comercializador establecer contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación o participando de licitaciones de suministro de electricidad impulsadas por las empresas distribuidoras de energía y la Comisión Nacional de Energía. No obstante lo anterior, es posible establecer una combinación de ambas formas de venta de su producción. Actualmente la filial SAGESA está enfocada en la venta de su energía a la filial SGA quien en definitiva comercializa la energía en el mercado spot en el Sistema Interconectado Central. La energía que comercializa SGA por una parte por la compra de la producción de la filial SAGESA y por otra, en virtud de la compra que pueda realizar a otros generadores del sistema.

Al inyectar su energía al mercado spot, ésta será valorizada al costo marginal horario en la barra donde se realice la inyección que para estos efectos es calculado por la Dirección de Peajes del CDEC -SIC en función de los costos variables de las unidades que fueron despachadas en el sistema para satisfacer la demanda

horaria de éste en forma económica y segura. Por otra parte, si el generador cuenta además con contratos de suministro, este debe comprar al mercado marginal la energía necesaria para poder satisfacer sus contratos de suministro quien a su vez recaudará de sus clientes al precio establecido en dichos contratos bilaterales de suministro. Esta misma situación se repite para la potencia con la salvedad que actualmente el precio de la potencia es fijado por la Comisión Nacional de Energía mediante las respectivas fijaciones tarifarias.

Para evitar tener una exposición al riesgo financiero producto a un eventual desacople entre los ingresos asociados al contrato con la obligación de los retiros al precio spot en el mercado mayorista, las filiales SGA y SAGESA venden toda de su energía a precios spot y establecen contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación de precios indexados al precio spot principalmente.

Sin embargo, SGA mantiene un contrato de compra indexado en una proporción al precio de nudo, lo que genera un desacople en los ingresos. Por cada peso de diferencia entre precio de nudo y costo marginal (para una venta promedio mensual de 4 GWh), se generará un ingreso o pérdida de M\$2.400 si el costo marginal está sobre o por debajo del precio de nudo, respectivamente. La Sociedad monitorea este contrato y los precios de mercado para tomar medidas de modo de evitar que se produzcan pérdidas importantes en el mediano plazo.

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.

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.

Para EdelaySEN, las tarifas de venta incorporan en su fórmula los precios regulados de generación, que también son fijados cada cuatro años, reflejando en este caso los costos medios de generación en esa zona.

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 tarificados.

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

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

Edelaysen 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 Taper y Santa Bárbara (Nueva Chaitén); y tres sistemas medianos: Aysén, Palena y General Carrera.

Esencialmente, Edelaysen 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.

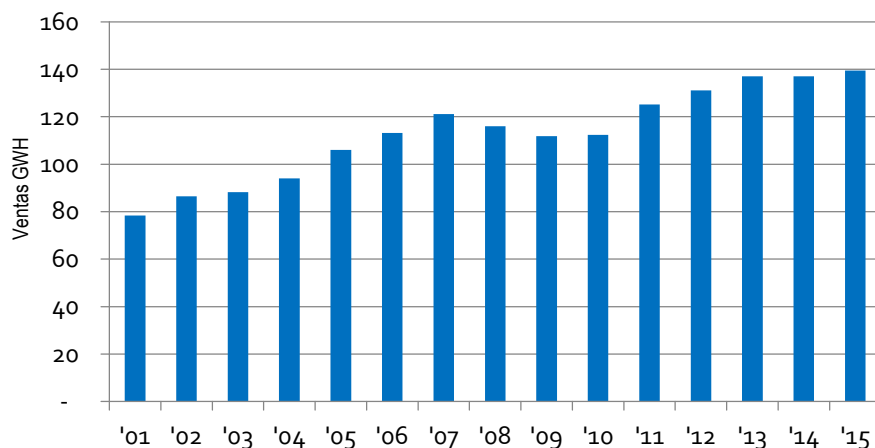
Con el fin de satisfacer la demanda y crecimiento normal del servicio, mejorando la confiabilidad del sistema, la sociedad efectuó inversiones por MM \$5.038 durante el año 2015.

Edelaysen representa un 9,9% del activo de Saesa.

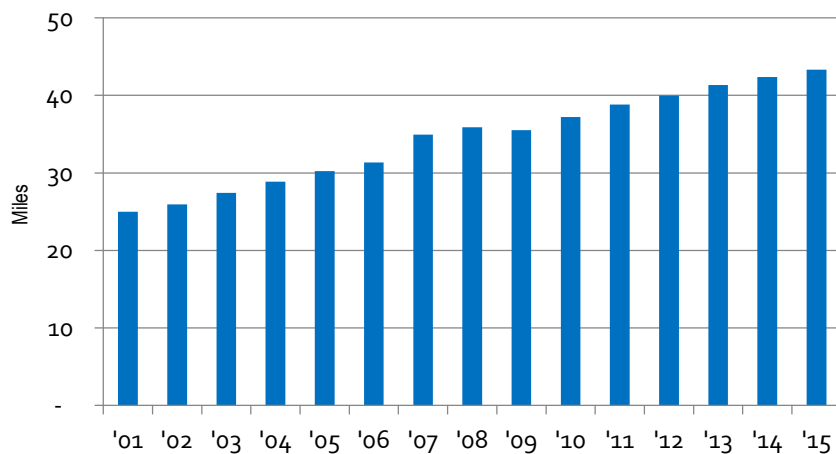
Transacciones con partes relacionadas

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 2015 alcanzaron a 140 GWh.



Edelayesen al cierre del ejercicio atendía a 43 mil clientes.



Generación

Sistema	Central	Tipo	Producción de Energía KWh	Energía Generada por Sistema KWh
Puerto Cisnes	Nuevo Reino	Térmica	1.371.035	3.368.365
Puerto Cisnes	Nuevo Reino	Hidráulica	1.997.330	
Huichas	Caleta Andrade	Térmica	909.636	909.636
Tapera-Amengual	La Tapera	Térmica	387.125	387.218
Tapera-Amengual	Amengual	Térmica	93	
Villa O'Higgins	Hielos del Sur	Térmica	111.463	708.039
Villa O'Higgins	Hielos del Sur	Hidráulica	596.576	
Palena	Santa Bárbara	Térmica	72.456	72.456
Palena	Futaleufú	Térmica	44.054	10.469.778
Palena	Palena	Térmica	654.227	
Palena	Lago Verde	Térmica	6.081	
Palena	Puyuhuapi	Térmica	165.176	
Palena	La Junta	Térmica	31.040	
Palena	Río Azul	Hidráulica	9.569.200	
Aysén	Alto Baguales	Eólica	5.780.166	133.292.046
Aysén	Chacabuco	Térmica	24.468.456	
Aysén	Lago Atravesado	Hidráulica	40.597.252	
Aysén	Tehuelche	Térmica	26.649.093	
Aysén	Puerto Ibañez	Térmica	4.679	
Aysén	Puerto Aysén	Térmica	597.057	
Aysén	Puerto Aysén	Hidráulica	29.135.630	
Aysén	Mañihuales	Térmica	16.528	
Aysén	Monrreal	Hidráulica	6.043.185	
General Carrera	Chile Chico	Térmica	4.422.410	10.704.498
General Carrera	El Traro	Térmica	559.378	
General Carrera	El Traro	Hidráulica	5.722.710	

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 período 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 servir 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 de Nudo Promedio: Este componente refleja el costo medio de compra de energía y potencia a las generadoras que se adjudicaron las licitaciones de suministro de electricidad, el cual es traspasado a los clientes finales por medio de las empresas distribuidoras. Este precio es definido semestralmente, mediante la publicación en el Diario Oficial del Decreto de Precio de Nudo Promedio que se fija en mayo y noviembre de cada año y con ocasión de la entrada en vigencia de un nuevo contrato de suministro licitado, o bien, cuando el valor indexado de los precios licitados experimenten una variación superior al 10%.
- Cargo Único de Transmisión Troncal: A los clientes con una potencia inferior a 2 MW (y posteriormente inferior a 5 MW) se les aplicará un cargo único por transmisión troncal, en proporción a sus consumos de energía.
- 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

Hasta el año pasado, pertenecían a este grupo todos aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW. Sin embargo, también se incluían aquellos clientes que posean entre 0,5 MW y 2 MW quienes hayan 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. Con la modificación de la Ley Eléctrica, mediante la Ley N° 20.085, publicada en el Diario Oficial el 29.01.2015, se modifica las bandas de potencia, aumentándola a 5 MW. No obstante, para aquellos clientes entre 2 y 5 MW que originalmente eran tratados como libres, no podrán cambiarse de régimen tarifario durante cuatro años desde publicada esta Ley, es decir, a partir del 29.01.2019.

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.

Actividades y Negocios

Concesiones

Para el desarrollo de sus actividades, 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 2015, Edelaysen tiene 3 decretos y 605 km² de superficie asociada a su zona de concesión.

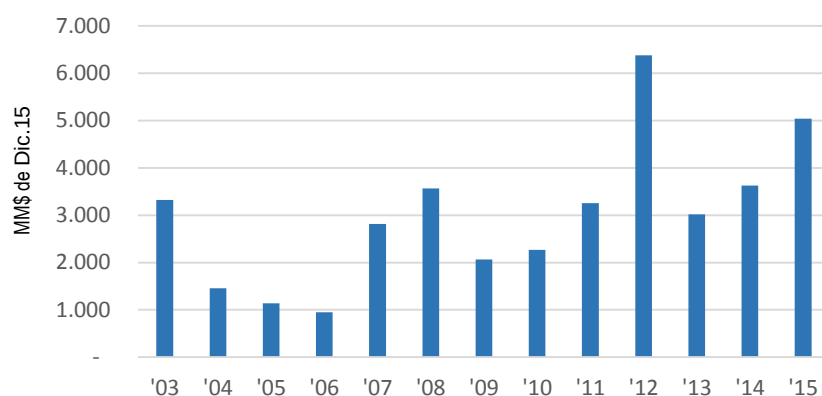
Proveedores y Clientes principales

En Edelaysen, empresa, principalmente generadora, COPEC, constituye el 79% de la compra de petróleo.

Por otro lado, ningún cliente concentra por sí solo, al menos el 10% total de los ingresos de las empresas distribuidoras de la Compañía.

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\$ 2.800, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa. La inversión total del año 2015 fue de MM\$ 5.038.



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
Edelayesen	Central Tehuelche	Coyhaique	11,7 MW
	Central Lago Atravesado	Coyhaique	11 MW
	Central Chacabuco	Chacabuco	9,3 MW
	Central Hidroeléctrica Aysén	Aysén	8,6 MW
	Otras centrales	Coyhaique	16 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:

Empresa	Sistemas Aislados	Ventas energía (MWh)	Clientes
Edelayesen	Cisnes	3.972	1.181
	Huichas	697	475
	Villa O'Higgins	579	301
	Amengual-La Tapera	202	270
Total Sistemas Aislados		5.450	2.227

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\$ 3.930.432.

Distribución de Utilidades

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo N° 34 de \$ 31.3797458335 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31.12. 15. Este dividendo representa un 30% de la utilidad y significa un pago total de M\$ 1.179.130.

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	34.314.061
Otras reservas	733.510
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	72.053.465

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° 31	29/05/13	26,45	2012
Final N° 32	28/05/14	38,51	2013
Final N° 33	27/05/15	40,37	2014

Directorio

En conformidad a lo dispuesto 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 2015 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2016.

Los saldos pendientes por pagar entre la Sociedad y sus respectivos Directores por concepto de remuneración de Directores son los siguientes:

MM\$	Año 2015	Año 2014
Jorge Lesser G.	115	-
Iván Díaz M.	115	-
Total	230	-

Los Directores señores Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Dale Burgess, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Christopher Powell renunciaron a la remuneración que les correspondería por el período del cargo de Director de la Sociedad. Por lo tanto, sólo los siguientes Directores recibieron remuneraciones fijas por el ejercicio de sus funciones, y corresponden a dietas de asistencia:

MM\$	Año 2015	Año 2014
Jorge Lesser G.	1.370	1.436
Iván Díaz M.	1.370	1.436
Total	2.740	2.872

Ejecutivos principales

El equipo gerencial de la Sociedad lo componen dos ejecutivos, uno en 2014.

Las siguientes remuneraciones e incentivos totales han sido percibidas por los Ejecutivos de la Sociedad durante el ejercicio 2015:

MM\$	Año 2015	Año 2014
Remuneraciones Fijas	126	58
Incentivos variables	17	33
Totales	143	91

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.

Dotación de personal

Al 31 de diciembre de 2015, la Sociedad cuenta con la siguiente dotación de personal:

	Edelayesen
Gerentes y ejecutivos principales	1
Profesionales y técnicos	51
Administrativos y electricistas	17
Total	69

Hechos Relevantes

Durante el año 2015, la información esencial de la Sociedad fue la siguiente:

En sesión de Directorio celebrada con fecha 11 de marzo, el Directorio de Inversiones Eléctricas del Sur S.A designó como miembro del Directorio al señor Dale Burgess.

En sesión de Directorio celebrada con fecha 8 de abril, se acordó citar a Junta Ordinaria de Accionistas para el día 27 de abril de 2015 y proponer el pago de un dividendo final de \$ 125,7315129 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015, y el pago de un dividendo provisorio de \$ 26,16367705 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio 2014.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 27 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, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Dale Burgess, Waldo Fortín Cabezas, María Morsillo y Christopher Powell.

Con fecha 6 de mayo, se procedió a elegir como Presidente de la Sociedad y del Directorio al señor Iván Díaz-Molina, y como Vicepresidente al señor Jorge Lesser García-Huidobro.

En sesión de Directorio celebrada con fecha 8 de julio, se tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director de la Sociedad de la señora María Morsillo. El Directorio acordó designar en su reemplazo, como Director de la Sociedad, a la señora Stacey Purcell, quién ocupará ese cargo hasta la celebración de la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad.

Declaración de Responsabilidad

Los firmantes, en su calidad de Gerente General y Directores de la Sociedad, respectivamente, 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.



Iván Díaz – Molina / 14.655.033-9
Presidente



Stacey Purcell / Extranjera
Director Titular



Jorge Lesser García-Huidobro / 6.443.633-3
Vicepresidente



Ben Hawkins / Extranjero
Director Titular



Juan Ignacio Parot B. / 7.011.905-6
Director Titular



Christopher Powell / Extranjero
Director Titular



Waldo Fortín Cabezas / 4.556.889-K
Director Titular



Dale Burgess / Extranjero
Director Titular

Estados Resumidos

Empresa Eléctrica de Aisén S.A. - Edelayesen

Estados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre 2015 y 2014)

	31-dic-15	31-dic-14
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	24.265.676	22.180.413
Activos No Corrientes	59.969.944	58.229.582
Total Activos	84.235.620	80.409.995

	31-dic-15	31-dic-14
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	5.631.415	4.489.449
Pasivos No Corrientes	6.550.701	6.531.764
Total Pasivos	12.182.116	11.021.213
Total Patrimonio Neto	72.053.504	69.388.782
Total Patrimonio Neto y Pasivos	84.235.620	80.409.995

Estados de Resultados Integrales por Función (Al 31 de diciembre 2015 y 2014)

	31-dic-15	31-dic-14
M\$		
Margen Bruto	13.055.790	13.700.891
Ganancia Antes de Impuesto	4.602.045	5.761.966
Impuesto a las Ganancias	(671.613)	(705.861)
Ganancia	3.930.432	5.056.105

Estados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2015 y 2014)

	31-dic-15	31-dic-14
M\$		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	8.606.016	7.714.742
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(3.699.987)	(5.205.530)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(1.516.925)	(1.442.747)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	35.160	2
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	3.424.264	1.066.467
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	5.268.547	4.202.080
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	8.692.811	5.268.547

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2015 y 2014)

	31-dic-15	31-dic-14
M\$		
Saldo Inicial Reexpresado	69.388.782	67.307.169
Cambios en Patrimonio	2.664.772	2.081.613
Saldo Final Período Actual	72.053.504	69.388.782

Estados Financieros

Estados Financieros
correspondientes a los años terminados
al 31 de diciembre de 2015 y 2014

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

En miles de pesos – M\$

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

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

Rosario Norte 407
Las Condes, Santiago
Chile
Fono: (56) 227 297 000
Fax: (56) 223 749 177
deloittechile@deloitte.com
www.deloitte.cl

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Empresa Eléctrica de Aisén S.A., que comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2015 y 2014 y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo a instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera, emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en Nota 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 nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad 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 no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.

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 2015 y 2014 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en Nota 2.

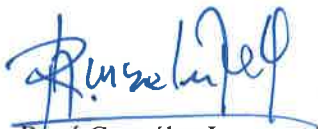
Base de contabilización

Tal como se describe en Nota 2 a los estados financieros, en virtud de sus atribuciones la Superintendencia de Valores y Seguros con fecha 17 de octubre de 2014 emitió el Oficio Circular N°856 instruyendo a las entidades fiscalizadas, registrar en el ejercicio 2014 contra patrimonio las diferencias en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos que se produzcan como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley N°20.780, cambiando el marco de preparación y presentación de información financiera adoptado hasta esa fecha, dado que el marco anterior (NIIF) requiere ser adoptado de manera integral, explícita y sin reservas.

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



Marzo 30, 2016
Concepción, Chile



René González L.
12.380.681-6

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.
Estados de Situación Financiera, Clasificados
 Al 31 de diciembre de 2015 y 2014
 (En miles de pesos – M\$)

ACTIVOS	Nota	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al Efectivo	4	8.692.811	5.268.547
Otros Activos no Financieros Corrientes		186.891	170.088
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	5	4.353.331	3.633.354
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	6	8.982.860	10.579.996
Inventarios Corrientes	7	1.535.591	1.462.773
Activos por Impuestos Corrientes, Corriente	8	514.192	1.065.655
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.		24.265.676	22.180.413
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		24.265.676	22.180.413
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros Activos no Financieros no Corrientes		1.059	1.059
Cuentas comerciales por Cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	5	352.968	435.899
Activos Intangibles distintos de la plusvalía	9	238.221	127.749
Propiedades, Planta y Equipo	10	59.138.765	57.416.919
Activos por Impuestos Diferidos	11	238.931	247.956
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		59.969.944	58.229.582
TOTAL ACTIVOS		84.235.620	80.409.995

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.
Estados de Situación Financiera, Clasificados
 Al 31 de diciembre de 2015 y 2014
 (En miles de pesos – M\$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	13	2.463.702	1.872.741
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	6	1.411.397	1.478.845
Otras provisiones Corrientes	14	171.712	15.575
Pasivos por Impuestos Corrientes, Corriente	8	2.250	262.064
Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	14	347.990	361.547
Otros Pasivos no Financieros Corrientes	15	1.234.364	498.677
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		5.631.415	4.489.449
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		5.631.415	4.489.449
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivo por Impuestos Diferidos	11	6.080.716	6.082.604
Otros Pasivos no Financieros No Corrientes	15	24.771	23.187
Provisiones No Corrientes por Beneficios a los Empleados	14	445.214	425.973
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		6.550.701	6.531.764
TOTAL PASIVOS		12.182.116	11.021.213
PATRIMONIO			
Capital Emitido	16	37.005.894	37.005.894
Ganancias Acumuladas	16	34.314.100	31.562.966
Otras Reservas	16	733.510	819.922
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		72.053.504	69.388.782
Participaciones no controladoras			
TOTAL PATRIMONIO		72.053.504	69.388.782
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		84.235.620	80.409.995

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.
Estados de Resultados Integrales, por Naturaleza
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014
 (En miles de pesos – M\$)

Estado de Resultados Integrales Ganancia	Nota	01/01/2015 al 31/12/2015	01/01/2014 al 31/12/2014
		M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias	17	18.441.747	18.752.045
Otros ingresos	17	1.255.633	1.186.064
Materias primas y consumibles utilizados	18	(6.641.590)	(6.237.218)
Gastos por beneficios a los empleados	19	(1.918.216)	(1.660.344)
Gasto por depreciación y amortización	20	(2.880.808)	(2.526.141)
Otros gastos, por naturaleza	21	(4.387.743)	(4.412.806)
Otras ganancias (pérdidas)		26.413	(14.903)
Ingresos financieros	22	689.011	635.407
Costos financieros	22	(2.046)	(1.540)
Diferencias de cambio	22	(2.487)	2
Resultados por unidades de reajuste	22	22.131	41.400
Ganancia, antes de impuestos		4.602.045	5.761.966
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	11	(671.613)	(705.861)
Ganancia procedente de operaciones continuadas		3.930.432	5.056.105
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas			
Ganancia		3.930.432	5.056.105

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

Estados de Otros Resultados Integrales

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014

(En miles de pesos – M\$)

Estados de Resultados Integrales		NOTA	01/01/2015 al 31/12/2015 M\$	01/01/2014 al 31/12/2014 M\$
Ganancia			3.930.432	5.056.105
Otro resultado integral				
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos				
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos	14		(118.372)	(65.434)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que no se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos				
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			(118.372)	(65.434)
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período				
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	11		31.960	17.667
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período			31.960	17.667
Otro Resultado Integral			(86.412)	(47.767)
Resultado Integral Total			3.844.020	5.008.338
Resultado integral atribuible a				
Los propietarios de la Controladora			3.844.020	5.008.338
Participaciones No Controladoras				
Resultado Integral Total			3.844.020	5.008.338

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.
Estados de cambios en el patrimonio neto
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014
 (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 remedición de activos financieros disponibles para la venta M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$				
Saldo Inicial al 01/01/2015	37.005.894	-	-	-	-	-	(51.251)	-	871.173	819.922	31.562.966	69.388.782	-	69.388.782
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	-	-	-	-	-	(51.251)	-	871.173	819.922	31.562.966	69.388.782	-	69.388.782
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.930.432	3.930.432	-	3.930.432
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	(86.412)	-	-	(86.412)	-	(86.412)	-	(86.412)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.844.020	-	3.844.020
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.179.298)	(1.179.298)	-	(1.179.298)
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	-	-	-	-	-	-	(86.412)	-	-	(86.412)	2.751.134	2.664.722	-	2.664.722
Saldo Final al 31/12/2015	37.005.894	-	-	-	-	-	(137.663)	-	871.173	733.510	34.314.100	72.053.504	-	72.053.504

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 remedición 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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.008.338	-	5.008.338
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

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

Estados de Flujo de Efectivo Método Directo

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014

(En miles de pesos – M\$)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01/01/2015 al 31/12/2015 M\$	01/01/2014 al 31/12/2014 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 Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas Otros cobros por actividades de operación Clases de pagos Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios Pagos a y por cuenta de los empleados Otros pagos por actividades de operación Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación Otras entradas (salidas) de efectivo Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		23.808.297 23.795.866 - 12.431 (15.173.102) (13.118.165) (1.788.952) (265.985) (29.186) 7 8.606.016	23.279.955 23.215.843 59.054 5.058 (15.369.689) (13.074.909) (1.794.479) (500.301) (195.524) - 7.714.742
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión Préstamos a entidades relacionadas Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión Cobros a entidades relacionadas Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		- (5.949.764) 1.600.000 649.777 (3.699.987)	(3.376.000) (4.289.904) 1.783.000 677.374 (5.205.530)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación Importes procedentes de subvenciones del gobierno, clasificados como actividades de financiación Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		- (1.516.925) (1.516.925)	4.281 (1.447.028) (1.442.747)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio 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 Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del año Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año	 4	3.389.104 35.160 35.160 3.424.264 5.268.547 8.692.811	1.066.465 2 2 1.066.467 4.202.080 5.268.547

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

ÍNDICE

1	Información General y Descripción del Negocio	10
2	Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas	11
2.1	Principios contables	11
2.2	Nuevos pronunciamientos contables	11
2.3	Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas	15
2.4	Período cubierto	16
2.5	Bases de preparación	16
2.6	Moneda funcional	16
2.7	Bases de conversión	17
2.8	Compensación de saldos y transacciones	17
2.9	Propiedades, planta y equipo	17
2.10	Activos intangibles	18
2.10.1	Servidumbres y Derechos de Agua	18
2.10.2	Programas informáticos	19
2.10.3	Costos de investigación y desarrollo	19
2.11	Deterioro de los activos	19
2.12	Instrumentos financieros	20
2.12.1	Activos Financieros no derivados	20
2.12.2	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	20
2.12.3	Pasivos financieros no derivados	20
2.12.4	Instrumentos de patrimonio	21
2.13	Inventarios	21
2.14	Otros pasivos no financieros	21
2.14.1	Ingresos diferidos	21
2.14.2	Subvenciones estatales	21
2.14.3	Obras en construcción para terceros	21
2.15	Provisiones	21
2.16	Beneficios a los empleados	22
2.17	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	22
2.18	Impuesto a las ganancias	22
2.19	Reconocimiento de ingresos y gastos	23
2.20	Dividendos	24
2.21	Estado de flujos de efectivo	24
3	Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	25
3.1	Generación eléctrica	25
3.2	Distribución	26
3.3	Marco regulatorio	27
3.3.1	Aspectos generales	27
3.3.2	Ley Corta I	27
3.3.3	Ley ERNC	27
3.3.4	Ley que crea el Ministerio de Energía	28
3.3.5	Ley Net Metering	28
3.3.6	Ley de Concesiones	28
3.3.7	Ley de Licitación de ERNC	28
3.3.8	Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos	28
3.3.9	Modificación al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad para clientes regulados, y a la LGS.	28
3.3.10	Modificación Estructura Ministerio de Energía	28
3.3.11	Otras modificaciones en curso	28
3.3.12	Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	29
4	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	30
5	Cuentas Comerciales Por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar	31
6	SalDOS y Transacciones con Partes Relacionadas	34
6.1	Accionistas	34
6.2	SalDOS y transacciones con entidades relacionadas	35
6.3	Directorio y personal clave de la gerencia	35

7	Inventarios.....	37
8	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	38
9	Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	39
10	Propiedades, Planta y Equipos	40
11	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos.....	41
11.1	Impuesto a la renta	41
11.2	Impuestos diferidos.....	42
12	Política de Gestión de Riesgos	44
12.1	Riesgo de negocio	44
12.1.1	Riesgo regulatorio.....	44
12.2	Riesgo financiero	45
12.2.1	Tipo de cambio y variación UF	45
12.2.2	Tasa de interés	45
12.2.3	Riesgo de liquidez	46
12.2.4	Riesgo de crédito.....	46
12.2.5	Instrumentos financieros por categoría.....	47
12.2.6	Valor Justo de instrumentos financieros	48
13	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	49
14	Provisiones.....	50
14.1	Provisiones corrientes.....	50
14.1.1	Otras provisiones a corto plazo	50
14.1.2	Provisiones corrientes, por beneficios a los empleados	51
14.2	Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados.....	52
14.3	Juicios y multas.....	53
14.3.6	Juicios.....	53
14.3.7	Multas	53
15	Otros Pasivos no Financieros	54
16	Patrimonio	54
16.1	Patrimonio neto de la sociedad	54
16.1.1	Capital suscrito y pagado.....	54
16.1.2	Dividendos	54
16.1.3	Otras reservas	54
16.1.4	Ganancias acumuladas	55
16.2	Gestión de capital	55
16.3	Restricciones a la disposición de fondos	55
17	Ingresos	56
18	Materias Primas y Consumibles Utilizados	56
19	Gastos por Beneficios a los Empleados.....	56
20	Gasto por Depreciación y Amortización	57
21	Otros Gastos por Naturaleza.....	57
22	Resultado Financiero	57
23	Medio Ambiente	58
24	Garantías Comprometidas con Terceros	58
25	Cauciones Obtenidas de Terceros	58
26	Moneda Extranjera	58
27	Hechos Posteriores	59

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

Notas a los Estados Financieros

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014

(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 “Edelayesen” 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.

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.

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 principios y criterios son aplicados uniformemente por la empresa.

Los estados financieros de la Sociedad terminados el 31 de diciembre de 2015 y 2014, han sido preparados de acuerdo a Normas e instrucciones de la Superintendencia de Valores y Seguros que consideran las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF ó IFRS por sus siglas en inglés), 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 2.5). Estos Estados Financieros han sido aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 30 de marzo de 2016. 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 2015:

Enmiendas a NIIF o Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
NIC 19, Beneficios a los empleados – Planes de beneficio definido: Contribuciones de Empleados Las modificaciones permiten que las contribuciones que son independientes del número de años de servicio puedan ser reconocidos como una reducción en el costo por servicio en el período en el cual el servicio es prestado, en lugar de asignar las contribuciones a los períodos de servicio. Otras contribuciones de empleados o terceros se requiere que sean atribuidas a los períodos de servicio ya sea usando la fórmula de contribución del plan o sobre una base lineal. Las modificaciones son efectivas para períodos que comienzan en o después del 1 de julio de 2014, se permite la aplicación anticipada.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014
Mejoras Anuales Ciclo 2010 – 2012 mejoras a seis NIIF NIIF 2 Pagos basados en acciones - El Apéndice A "Definiciones de términos" fue modificado para (i) cambiar las definiciones de 'condición de consolidación (irrevocabilidad)' y 'condición de mercado', y (ii) agregar definiciones para 'condición de desempeño' y 'condición de servicio' las cuales fueron previamente incluidas dentro de la definición de 'condición de consolidación (irrevocabilidad)'. NIIF 3 Combinaciones de Negocios - Las modificaciones aclaran que una consideración contingente que está clasificada como un activo o un pasivo debería ser medida a valor razonable a cada fecha de reporte NIIF 8 Segmentos de Operación - Las modificaciones exigen a una entidad revelar los juicios realizados por la administración en la aplicación del criterio de agregación de segmentos de operación. NIIF 13 Mediciones de Valor Razonable - Aclara que la emisión de NIIF 13 y las consecuentes modificaciones a IAS 39 y NIIF 9 no elimina la capacidad para medir las cuentas por cobrar y por pagar que no devengan intereses al monto de las facturas sin descontar, si el efecto de no descontar es inmaterial. NIC 16 Propiedad, Planta y Equipo- NIC 38 Activos Intangibles - Las modificaciones eliminan las inconsistencias percibidas en la contabilización de la depreciación / amortización cuando un ítem de propiedad planta y equipo o un activo intangible es revaluado.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014

Enmiendas a NIIF o Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
NIC 24 Revelaciones de Partes Relacionadas - Las modificaciones aclaran que una entidad administradora que proporciona servicios de personal clave de administración a una entidad que reporta es una parte relacionada de la entidad que reporta.	
Mejoras Anuales Ciclo 2011 – 2013 mejoras a cuatro NIIF NIIF 1 Adopción por Primera Vez de las NIIF - Aclara que un adoptador por primera vez está permitido, pero no obligado, a aplicar una nueva NIIF que todavía no es obligatoria si esa NIIF permite aplicación anticipada. NIIF 3 Combinaciones de Negocios - Aclara que NIIF 3 no aplica a la contabilización de la formación de todos los tipos de acuerdos conjuntos en los estados financieros del propio acuerdo conjunto. NIIF 13 Mediciones de Valor Razonable - Alcance de la excepción de cartera (párrafo 52) NIC 40 Propiedad de Inversión - NIC 40 fue modificada para aclarar que esta norma y NIIF 3 <i>Combinaciones de Negocios</i> no son mutuamente excluyentes y la aplicación de ambas normas podría ser requerida.	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de julio 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 vigentes:

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 NIIF 9 especifica como una entidad debería clasificar y medir sus activos financieros. Requiere que todos los activos financieros sean clasificados en su totalidad sobre la base del modelo de negocio de la entidad para la gestión de activos financieros y las características de los flujos de caja contractuales de los activos financieros. Los activos financieros son medidos ya sea a costo amortizado o valor razonable. Solamente los activos financieros que sean clasificados como medidos a costo amortizados serán probados por deterioro. El 19 de noviembre de 2013, el IASB emitió una enmienda a NIIF 9 "Instrumentos Financieros" incorporando un nuevo modelo de contabilidad de cobertura. La versión final emitida el 2014 reemplaza la NIC39 "Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición". La Norma contiene requisito en las siguientes áreas: - Clasificación y medición: Los activos financieros se clasifican sobre la base del modelo de negocio en el que se mantienen y de las características de sus flujos de efectivo contractuales. - Deterioro: Introduce un modelo de "pérdida de crédito esperada" para la medición del deterioro de los activos financieros. - Contabilidad de cobertura: Introduce un nuevo modelo que está diseñado para alinear la contabilidad de coberturas más estrechamente con la gestión del riesgo, cuando cubre la exposición al riesgo financiero y no financiero. - Baja en cuentas: Los requisitos para la baja en cuentas de activos y pasivos financieros se mantienen los requerimientos existentes de la NIC39 "Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición".	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 14, Diferimiento de Cuentas Regulatorias Esta norma es aplicable a entidades que adoptan por primera vez las NIIF, están involucradas en actividades con tarifas reguladas, y reconocimiento de importes por diferimiento de saldos de cuentas regulatorias en sus anteriores principios contables generalmente aceptados. Esta norma requiere la presentación por separado de los saldos diferidos de cuentas regulatorias en el estado de situación financiera y los movimientos de los saldos en el estado de resultados integrales.	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
NIIF 15, Ingresos procedentes de contratos con clientes Esta nueva norma, proporciona un modelo único basado en principios, a través de cinco pasos que se aplicarán a todos los contratos con los clientes, i) identificar el contrato con el cliente, ii) identificar las obligaciones de desempeño en el contrato, iii) determinar el precio de la transacción, iv) asignar el precio de transacción de las obligaciones de ejecución de los contratos, v) reconocer el ingreso cuando (o como) la entidad satisface una obligación de desempeño.	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
NIIF 16, Arrendamientos El 13 de enero del 2016, se publicó esta nueva norma que establece la definición de un contrato de arrendamiento y especifica el tratamiento contable de los activos y pasivos originados por estos contratos desde el punto de vista del arrendador y arrendatario. La nueva norma no difiere significativamente de la norma que la precede, NIC 17 Arrendamientos, con respecto al tratamiento contable desde el punto de vista del arrendador. Sin embargo, desde el punto de vista del arrendatario, la nueva norma requiere el reconocimiento de activos y pasivos para la mayoría de los contratos de arrendamientos.	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019 y su adopción anticipada es permitida si ésta es adoptada en conjunto con NIIF 15 "Ingresos procedentes de Contratos con Clientes"

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Aclaración de los métodos aceptables de Depreciación y Amortización (enmiendas a la NIC 16 y NIC 38) - Las enmiendas son una orientación adicional sobre cómo se debe calcular la depreciación y amortización de propiedad, planta y equipo y activos intangibles.	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Contabilización de las adquisiciones de participaciones en operaciones conjuntas (Modificaciones a la NIIF 11) Modifica la NIIF 11 Acuerdos conjuntos para exigir a una entidad adquirente de una participación en una operación conjunta en la que la actividad constituye un negocio (tal como se define en la NIIF 3 Combinaciones de negocios) a: - Aplicar todas las combinaciones de negocios que representan los principios de la NIIF 3 y otras NIIF - Revelar la información requerida por la NIIF 3 y otras NIIF para las combinaciones de negocios	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Agricultura: Plantas "para producir frutos" (Modificaciones a la NIC 16 y la NIC 41) Introduce el término "plantas para producir frutos" en el ámbito de la aplicación de la NIC 16 en lugar de la NIC 41, lo que permite este tipo de activos se contabilicen como una propiedad, planta y equipo y medición posterior al reconocimiento inicial sobre la base del costo o revaluación de acuerdo con la NIC 16. La definición de "plantas para producir frutos" como una planta como una planta viva que se utiliza en la producción o suministro de productos agrícolas, que se espera tener los productos para más de un punto y tiene un riesgo remoto de que se venden como productos agrícolas.	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Enmienda a NIC 27: Método de la participación en los estados financieros separados Las enmiendas restablecen el método de la participación como una opción de contabilidad para las Inversiones en Subsidiarias, Negocios Conjuntos y Asociadas en los Estados Financieros separados de una entidad.	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Venta o aportación de activos entre un Inversionista y su asociada o negocio conjunto (Modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28) Modificación para aclarar el tratamiento de la venta o la aportación de los activos de un inversor a la asociada o negocio conjunto, de la siguiente manera: - Requiere el pleno reconocimiento en los estados financieros del inversor de las ganancias y pérdidas que surjan de la venta o aportación de activos que constituyen un negocio (tal como se define en la NIIF 3 Combinaciones de negocios) - Requiere el reconocimiento parcial de las ganancias y pérdidas donde los activos no constituyen un negocio, es decir, una ganancia o pérdida es reconocida sólo en la medida de los intereses de los inversores no relacionados a dicha asociada o negocio conjunto. Estos requisitos se aplican independientemente de la forma jurídica de la transacción, por ejemplo, si la venta o aportación de activos se produce por una transferencia de acciones del inversor en una subsidiaria que posee los activos (lo que resulta en la pérdida de control de la filial), o por la venta directa de los mismos activos.	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016, en forma prospectiva
Iniciativa de Revelación (enmiendas a NIC 1) La iniciativa está compuesta por una serie de proyectos más pequeños que tienen como objetivo estudiar las posibilidades para ver la forma de mejorar la presentación y revelación de principios y requisitos de las normas ya existentes.	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. Para abordar los problemas que han surgido en el contexto de la aplicación de la excepción de consolidación de entidades de inversión.	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Mejoras Anuales Ciclo 2012 – 2014 mejoras a cuatro NIIF NIIF 5 Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuas - Agrega una guía específica para NIIF 5 para los casos en que una entidad tiene que reclasificar un activo disponible para la venta a mantenido para distribuir a los propietarios o viceversa, y en los casos en que la contabilidad de los mantenidos para distribuir se interrumpe. NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a revelar: (con las siguientes modificaciones a la NIIF 1) - Agrega una guía adicional para aclarar si un contrato de presentación de servicios continúa su participación en un activo transferido con el propósito de determinar las revelaciones requeridas. Aclara la aplicabilidad de las enmiendas a NIIF 7 en revelaciones compensatorias a los estados financieros intermedios condensados. NIC 19 Beneficios a los empleados - Aclara que los bonos corporativos de alta calidad empleados en la estimación de la tasa de descuento para los beneficios post-empleo deben estar denominados en la misma moneda que la del beneficio a pagar NIC 34 Información Financiera Intermedia - Aclara el significado de "en otro lugar del informe intermedio" y requiere una referencia cruzada.	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2016
Enmiendas a NIC 12: Reconocimiento de activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas. - Las pérdidas no realizadas en instrumentos de deuda medidos a valor razonable medidos al costo para propósitos tributarios dan origen a diferencias temporarias deducibles independientemente de si el tenedor del instrumento de deuda esperar recuperar el valor libros del instrumento de deuda mediante su venta o su uso. - El valor libros de un activo no limita la estimación de las probables ganancias tributarias futuras. - Las estimaciones de utilidades tributarias futuras excluye las deducciones tributarias resultantes del reverso de diferencias temporarias deducibles. - Una entidad evalúa un activo por impuestos diferidos en combinación con otros activos por impuestos diferidos. Cuando las leyes tributarias restrinjan la utilización de pérdidas tributarias, una entidad debería evaluar un activo por impuestos diferidos en combinación con otros activos por impuestos diferidos del mismo tipo.	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Enmiendas a NIC 7: Iniciativa de Revelación. Las enmiendas son parte del proyecto de iniciativa de revelación del IASB e introducen requisitos adicionales de revelación destinados a abordar las preocupaciones de los inversores de que los estados financieros actualmente no permiten entender los flujos de efectivo de la entidad; en particular respecto de la administración de las actividades financieras. Las modificaciones requieren la revelación de información que permita a los usuarios de los estados financieros evaluar los cambios en los pasivos procedentes de las actividades financieras.	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017

La Sociedad se encuentra estudiando el impacto de la NIIF 9, NIIF 15, NIIF 16 y enmiendas a NIC 7 y NIC 12. En relación con las otras normas y enmiendas mencionadas, la Sociedad estima que no tendrán un impacto significativo en los estados financieros al momento de su adopción. Para la Sociedad, NIIF 14 no es aplicable.

2.3 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 principales 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. También consideran como parte de los ingresos y costos de explotación, determinados montos del sistema eléctrico, entre otros, compra y venta de energía y cobro de peajes, que permite estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los presentes estados financieros, y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.

- **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.

2.4 Período cubierto

Los presentes Estados Financieros comprenden:

- Estados de Situación Financiera Clasificados al 31 de diciembre de 2015 y 2014.
- Estados de Resultados Integrales por Naturaleza por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014.
- Estados de Cambios en el Patrimonio por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014.
- Estados de Flujos de Efectivo Método Directo por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014.

2.5 Bases de preparación

Los Estados Financieros de la Sociedad por los años terminados el 31 de diciembre de 2015 y 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, conforme se explica a continuación.

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 N°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 al 30 de septiembre de 2014 por un importe de M\$1.409.893, que de acuerdo a NIIF debería ser presentado con cargo a resultados del año 2014.

2.6 Moneda funcional

La moneda funcional para la Sociedad se determinó como la moneda del ambiente económico principal en que funciona. Las transacciones en monedas 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 moneda 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.

2.7 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:

	31.12.2015	31.12.2014
	\$	\$
Dólar Estadounidense	710,16	606,75
Unidad de Fomento	25.629,09	24.627,10

2.8 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.

2.9 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 2015 y 2014.
- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$137.949 por el año terminado al 31 de diciembre de 2015 y a M\$97.605 por el año terminado al 31 de diciembre de 2014 (Ver nota 19).
- 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:	
Líneas y Redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	20-40
Subestaciones	20-60
Sistema de Generación	25-50
Equipos de tecnología de la información:	
Computación	5
Instalaciones fijas y accesorios:	
Muebles y equipos de oficina	10
Vehículos	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.

2.10 Activos intangibles

2.10.1 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.

2.10.2 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.

2.10.3 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.

2.11 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.

2.12 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.

2.12.1 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. Estos se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha del estado de situación financiera 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 estado de situación financiera. Los superiores a 12 meses se clasifican en 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.

2.12.2 Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación financiera 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.

2.12.3 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.

2.12.4 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.

2.13 Inventarios

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

2.14 Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.14.1 Ingresos diferidos

En este rubro se incluyen, fundamentalmente, emisiones de documentos o pagos recibidos de clientes por servicios, 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.

2.14.2 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 como un menor cargo por depreciación.

2.14.3 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.

2.15 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.

2.16 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 5,1% anual, 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.

2.17 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.

2.18 Impuesto a las ganancias

El resultado por impuesto a las ganancias del año, se define como la suma del impuesto corriente de la Sociedad y 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.

Aquellas variaciones que provienen de combinaciones de negocio y que no se reconocen en la toma de control por no estar asegurada su recuperación se imputan, dentro del período de medición, reduciendo, en su caso, el valor de la plusvalía comprada que haya sido contabilizado en la combinación de negocios.

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 N°20.780 (ver párrafos siguientes), deben contabilizarse en el ejercicio respectivo (2014) contra patrimonio (ver nota 2.5).

El 29 de septiembre de 2014, fue publicada en el D.O. la Ley N°20.780 que modifica el Sistema de Tributación de la Renta e introduce diversos ajustes al sistema tributario. Entre otros cambios, a partir del 1 de enero de 2017 la Reforma propone dos regímenes tributarios distintos para las empresas con renta efectiva y contabilidad completa, que si bien mantienen las características del sistema integrado, se diferencian en la tasa de impuesto de primera categoría y en la oportunidad de pago de los impuestos terminales (impuesto global complementario o adicional).

Uno de ellos es el “Régimen Parcialmente Integrado” que aumenta las tasas de impuesto de primera categoría en un 21% en 2014, 22,5% en 2015, 24% en 2016, 25,5% en 2017 y un 27% para el 2018 en adelante. En este Régimen, el crédito para los impuestos global complementario o adicional será de 65% del monto del impuesto de primera categoría. El otro Régimen es el de Renta Atribuida.

Con fecha 1 de febrero de 2016, se promulgó la Ley N°20.899 que simplifica el sistema de tributación a la renta y perfecciona otras disposiciones relacionadas con la reforma tributaria de 2014. Mediante esta norma, se restringe el “Régimen de Renta Atribuida” a aquellas sociedades que estén constituidas por socios o accionistas que sean exclusivamente personas naturales con domicilio o residencia en Chile y/o contribuyentes sin domicilio ni residencia en Chile afectos al impuesto global complementario y/o adicional, por otro lado, quedan obligadas a tributar con el “Régimen Parcialmente Integrado” las sociedades que estén constituidas por socios o accionistas que sean personas jurídicas. La Sociedad cumple con este último requisito, quedando obligada a tributar con el “Régimen Parcialmente Integrado” a contar de esta Ley en comento.

La Sociedad ha contabilizado los efectos de aplicar el Régimen Parcialmente Integrado.

2.19 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.

2.20 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 distribuible 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.

2.21 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, entendiendo 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).

En Chile existen 2 grandes sistemas eléctricos independientes y que en conjunto representan más del 99% de la generación eléctrica del país: el Sistema Interconectado del Norte Grande ("SING"), que cubre la zona entre Arica y Antofagasta; el Sistema Interconectado Central ("SIC"), que se extiende desde Tal-Tal a Chiloé; ambos con capacidades instaladas de generación superiores a los 200 MW. Por otro lado, existen varios sistemas medianos (SSMM) operados por empresas integradas verticalmente, (entre ellas Edelay sen), cuya capacidad instalada de generación es inferior a los 200 MW, pero superior a los 1.500 KW, y que atienden principalmente el consumo de las regiones de Los Lagos, Aysén y Magallanes.

3.1 Generación eléctrica

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.

En los Sistemas Interconectados como el SIC o el SING existen tres mercados principales que se diferencian, tanto en el tipo de clientes como en el tipo de tarifa aplicable a cada uno.

- a) **Mercado de los grandes clientes:** Hasta el año 2014 pertenecían aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Además, aquellos clientes con potencia entre 0,5 MW y 2 MW pueden optar por ser tratados como clientes libres. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos cuatro años. Con la modificación de la Ley Eléctrica, mediante la Ley N° 20.805, publicada en el Diario Oficial el 29.01.2015, se modifica el límite de potencia, aumentándola de 2 MW a 5 MW. No obstante, para aquellos clientes entre 2 y 5 MW que originalmente eran tratados como libres, no podrán cambiarse de régimen tarifario durante cuatro años desde publicada esta Ley, es decir, a partir del 29.01.2019.
- b) **Mercado mayorista:** Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.
- c) **Mercado de las empresas distribuidoras:** Pertenecen a este segmento todas las transferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de tarifas (en adelante los "clientes regulados"). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

En los Sistemas Medianos como Aysén, Palena y Carrera, cuya operación y explotación está en manos de Edelay sen, existen una serie de condiciones que los diferencia de los anteriores. Como por ejemplo, que algunos son operados por empresas que administran tanto las instalaciones de generación como las de transmisión y distribución (integradas verticalmente), como es el caso de Edelay sen, quienes tienen la función de coordinar la operación del sistema de la forma más eficiente y segura posible. En estos sistemas eléctricos los costos de generación y transmisión son determinados en base a un estudio específico realizado cada cuatro años.

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 de Nudo Promedio: Este componente refleja el costo medio de compra de energía y potencia a las generadoras que se adjudicaron las licitaciones de suministro de electricidad, el cual es traspasado a los clientes finales por medio de las empresas distribuidoras. Este precio es definido semestralmente, mediante la publicación en el Diario Oficial del Decreto de Precio de Nudo Promedio que se fija en mayo y noviembre de cada año y con ocasión de la entrada en vigencia de un nuevo contrato de suministro licitado, o bien, cuando el valor indexado de los precios licitados experimenten una variación superior al 10%.
- Cargo Único de Transmisión Troncal: A los clientes con una potencia inferior a 2 MW (y posteriormente inferior a 5 MW) se les aplicará un cargo único por transmisión troncal, en proporción a sus consumos de energía.
- 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

Hasta el año pasado, pertenecían a este grupo todos aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW. Sin embargo, también se incluían aquellos clientes que posean entre 0,5 MW y 2 MW quienes hayan 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. Con la modificación de la Ley Eléctrica, mediante la Ley N° 20.085, publicada en el Diario Oficial el 29.01.2015, se modifica las bandas de potencia, aumentándola a 5 MW. No obstante, para aquellos clientes entre 2 y 5 MW que originalmente eran tratados como libres, no podrán cambiarse de régimen tarifario durante cuatro años desde publicada esta Ley, es decir, a partir del 29.01.2019.

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 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.

3.3.4 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.

3.3.5 Ley Net Metering

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

3.3.6 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.

3.3.7 Ley de Licitación de ERNC

También durante octubre de 2013 fue promulgada la Ley N° 20.698 que modifica la Ley N° 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.

3.3.8 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.

3.3.9 Modificación al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad para clientes regulados, y a la LGS.

Durante agosto 2014 se publicó en el Diario Oficial una modificación del Reglamento de Licitaciones de Suministro, en el cual se agregan instrumentos como Licitaciones de Corto Plazo en caso de incrementos de la demanda no previstos, y el Precio de Reserva, con la intención de obtener más ofertas a precios más competitivos.

A mediados de septiembre de 2014, el Ejecutivo ingresó al Congreso una iniciativa legal que introduce modificaciones a la LGSE, perfeccionando el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sometidos a regulaciones de precios relacionadas con:

- Rol del licitante y de la autoridad;
- Licitaciones de corto y largo plazo;
- Precio máximo de ofertas y revisión de precios;
- Flexibilidad para postergar el inicio del suministro;
- Flexibilidad para el criterio de evaluación de ofertas;
- Suministro sin contrato;
- Límite Clientes Regulados: sube de 2.000 a 5.000 KW.

Esta iniciativa se publicó en el Diario Oficial del 29.01.2015, (Ley N° 20.085 del Ministerio de Energía)

3.3.10 Modificación Estructura Ministerio de Energía

Se publicó en el Diario Oficial el 22.9.14 la Ley N° 20.776 del Ministerio de Energía, el cual modifica la estructura del Ministerio de Energía, incluyendo la creación de los 9 SEREMIS de Energía en las regiones del país que previamente no tenían.

3.3.11 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 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.

Con respecto a Eficiencia Energética, durante el segundo semestre del 2015 se realizaron diversas mesas de trabajo público-privado con el objeto de relevar los temas a considerar por el Ministerio de Energía en el proyecto de ley que enviarán al Congreso durante principio del 2016.

En cuanto al marco regulatorio de los Sistemas Medianos, el Ministerio ha extendido una invitación a las empresas operadoras de dichos Sistemas, para que durante el 2015 participen de las distintas actividades de discusión tendientes a elaborar una propuesta de nueva normativa para ser ingresada al Congreso durante el 2016.

3.3.12 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.
- d) 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 2015 y 2014, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Efectivo en Caja	163.879	218.610
Saldo en Bancos	69.614	291.105
Depósitos a plazo	2.501.167	3.501.885
Otros instrumentos de renta fija	5.958.151	1.256.947
Totales	8.692.811	5.268.547

Los Otros Instrumentos de Renta Fija corresponden a una cartera de instrumentos, tales como, fondos mutuos, con vencimiento inferior a tres 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.

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 y no están sujetos a restricciones.

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	
			31/12/2015 M\$	31/12/2014 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
Edelayesen	Banco Santander	Depósitos a corto plazo	2.501.167	
Totales			2.501.167	3.501.885

Nombre empresa	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Monto inversión	
			31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Edelayesen	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	2.553.806	1.256.947
Edelayesen	Security S.A., AGF	Fondos Mutuos	2.339.509	-
Edelayesen	Scotia Adm. General de FM S.A.	Fondos Mutuos	1.064.836	-
Totales			5.958.151	1.256.947

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

Detalle del efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes al efectivo	8.692.811	5.268.547
Totales	8.692.811	5.268.547

5 Cuentas Comerciales Por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar

a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	31/12/2015		31/12/2014	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	3.066.995		3.248.462	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	1.697.553	352.968	903.169	435.899
Totales	4.764.548	352.968	4.151.631	435.899

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	31/12/2015		31/12/2014	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	2.825.842		2.973.828	-
Otras cuentas por cobrar, neto	1.527.489	352.968	659.526	435.899
Totales	4.353.331	352.968	3.633.354	435.899

Provisión de deterioro cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	31/12/2015		31/12/2014	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales	241.153	-	274.634	-
Otras cuentas por cobrar	170.064	-	243.643	-
Totales	411.217	-	518.277	-

b) El detalle de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar facturadas y no pagadas o provisionados al 31 de diciembre 2015 y 2014, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Facturados	3.169.350	2.671.231
Energía y peajes	1.810.958	1.993.506
Anticipos para importaciones y proveedores	58.316	42.957
Cuenta por cobrar proyectos en curso	75.369	17.379
Otros	1.224.707	617.389
No Facturados o provisionados	1.344.301	1.322.047
Energía en medidores (*)	1.256.037	1.254.956
Provisión ingresos por obras	50.866	29.692
Otros	37.398	37.399
Otros (Cuenta corriente empleados)	250.897	158.353
Totales, Bruto	4.764.548	4.151.631
Provisión deterioro	(411.217)	(518.277)
Totales, Neto	4.353.331	3.633.354

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

Principales conceptos de otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Convenios de pagos y créditos	277.533	128.340
Anticipos para importaciones y proveedores	58.316	42.957
Cuenta por cobrar proyectos en curso	126.235	47.071
Deudores materiales y servicios	433.480	136.315
Cuenta corriente al personal	250.897	158.353
Otros deudores	551.092	390.133
Totales	1.697.553	903.169
Provisión deterioro	(170.064)	(243.643)
Totales, Neto	1.527.489	659.526

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2015 es de M\$4.706.299, y al 31 de diciembre de 2014 es de M\$4.069.253.

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 2015 la Sociedad distribuye energía eléctrica a más de 43 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	33.748	40%
Comercial	4.813	28%
Industrial	109	10%
Otros	4.653	22%
Totales	43.323	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 2015 y 2014, 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	31/12/2015	31/12/2014
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	1.522.291	1.252.719
Con vencimiento entre tres y seis meses	108.129	41.464
Con vencimiento entre seis y doce meses	14.807	25.629
Con vencimiento mayor a doce meses	6.416	3.825
Totales	1.651.643	1.323.637

El deterioro de los activos financieros se mide 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	10%	33%
181 a 270	31%	66%
271 a 360	64%	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.

- a) Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad no tiene cartera securitizada):

Tramos de morosidad	Saldo al 31/12/2015						Saldo al 31/12/2014					
	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	18.321	2.249.822	279	233.822	18.600	2.483.644	19.800	2.086.452	327	85.238	20.127	2.171.690
Entre 1 y 30 días	11.511	994.737	161	21.772	11.672	1.016.509	12.948	763.023	172	27.677	13.120	790.700
Entre 31 y 60 días	4.400	451.230	97	15.247	4.497	466.477	3.627	396.762	52	8.699	3.679	405.461
Entre 61 y 90 días	375	41.535	10	1.727	385	43.262	529	57.270	17	3.052	546	60.322
Entre 91 y 120 días	190	11.515	2	350	192	11.865	201	19.996	10	1.593	211	21.589
Entre 121 y 150 días	116	7.064	4	1.154	120	8.218	117	10.044	8	412	125	10.456
Entre 151 y 180 días	105	94.884	5	407	110	95.291	123	13.738	6	692	129	14.430
Entre 181 y 210 días	62	3.821	3	166	65	3.987	81	15.195	3	470	84	15.665
Entre 211 y 250 días	80	5.118	5	406	85	5.524	90	10.632	3	230	93	10.862
Más de 250 días	834	366.125	38	7.300	872	373.425	847	483.967	40	8.130	887	492.097
Total	35.994	4.225.851	604	282.351	36.598	4.508.202	38.363	3.857.078	638	136.194	39.001	3.993.272

- b) Al 31 de diciembre 2015 y 2014, la cartera en cobranza judicial y protestada, es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al		Saldo al	
	31/12/2015		31/12/2014	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	12	486	12	4.794
Documentos por cobrar en cobranza judicial	36	281.621	33	308.195
Totales	48	282.107	45	312.989

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 2014	273.998
Aumentos (disminuciones) del año	348.739
Montos castigados	(104.460)
Saldo al 31 de diciembre 2014	518.277
Aumentos (disminuciones) del año	(85.128)
Montos castigados	(21.932)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	411.217

d) El detalle de las provisiones y castigos durante los años 2015 y 2014, es el siguiente:

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Provisión cartera no repactada	(86.534)	349.866
Provisión cartera repactada	1.406	(1.127)
Castigos del año	(21.932)	(104.460)
Totales	(107.060)	244.279

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 2015 y 2014, es el siguiente:

Accionistas	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 Ibáñez	6.194	0,02%
Empresa Portuaria de Chacabuco	4.986	0,01%
Olivares Olivares Enrique Gustavo	4.001	0,01%
Corvalan Neira Sandra Mónica	1.975	0,01%
Empresa Constructora Cóndor 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%
Totales	37.577.393	100%

6.2 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Las transacciones entre la Sociedad y entidades relacionadas, corresponden a operaciones habituales del giro en cuanto a su objeto y condiciones. Estas transacciones han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se incluyen en esta Nota.

Dentro de las principales transacciones entre entidades relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

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	31/12/2015		31/12/2014	
						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\$	487	-	113	-
76.186.388-6	SAGESA S.A.	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.905	-	180	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Préstamo en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	8.979.468	-	10.579.468	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	235	-
Totales						8.982.860	-	10.579.996	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	Descripción de la Transacción	Plazo de la Transacción	Naturaleza de la Relación	Moneda	31/12/2015		31/12/2014	
						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\$	1.099.153	-	1.413.788	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	178.541	-	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Venta Materiales	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	104.684	-	55.484	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Venta Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	18.122	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	9.882	-	9.573	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	785	-	-	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Remuneración Director	Menos de 90 días	Director	CH\$	115	-	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz-Molina	Remuneración Director	Menos de 90 días	Director	CH\$	115	-	-	-
Totales						1.411.397	-	1.478.845	-

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

RUT	Sociedad	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Matriz	Intereses préstamo en cuenta corriente	408.476	470.149
Totales				408.476	470.149

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 27 de abril de 2015, 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, Dale Burgess, Waldo Fortín Cabezas, María Morsillo y Christopher Powell.

En sesión celebrada con fecha 6 de mayo de 2015, el Directorio de la Sociedad procedió a elegir como Presidente del Directorio y de la Sociedad al señor Iván Díaz-Molina y como Vicepresidente al señor Jorge Lesser García-Huidobro

En sesión celebrada con fecha 8 de julio de 2015, el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director de la Sociedad de la señora María Morsillo.

En relación con lo anterior, el Directorio acordó designar en su reemplazo, como Director de la Sociedad, a la señora Stacey Purcell, quien ocupará ese cargo hasta la celebración de la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad.

Al 31 de diciembre de 2015 el Directorio de la Sociedad está compuesto por los señores Iván Díaz-Molina, Jorge Lesser García-Huidobro, Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Dale Burgess, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell y Christopher Powell.

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

Los saldos pendientes por pagar entre la Sociedad y sus respectivos Directores por concepto de remuneración de Directores son los siguientes:

Director	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Jorge Lesser Garcia-Huidobro	115	-
Iván Díaz-Molina	115	-
Totales	230	-

No hay saldos pendientes por cobrar y pagar a los 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 2015 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2016.

Los Directores señores Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Dale Burgess, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell 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 2015 y 2014 son las siguientes:

Director	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Jorge Lesser Garcia-Huidobro	1.370	1436
Iván Díaz-Molina	1.370	1436
Totales	2.740	2.872

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

El equipo gerencial de la Sociedad lo componen dos ejecutivos, uno en 2014.

Las remuneraciones del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados ascienden a M\$88.774 al 31 de diciembre de 2015 y a M\$58.305 al 31 de diciembre de 2014.

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 2015:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	1.238.950	1.220.427	18.523
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	78.858	78.537	321
Petróleo	236.627	236.627	-
Totales	1.554.435	1.535.591	18.844

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

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\$10.462 para el año 2015 y un cargo de M\$16.503 para el año 2014.

Movimiento Provisión	31/12/2015 M\$	3/12/2014 M\$
Provisión del año	10.462	16.503
Aplicaciones a provisión	(14.586)	(15.835)
Totales	(4.124)	668

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	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Materias primas y consumibles utilizados (*)	6.641.590	6.237.218
Otros gastos por naturaleza (**)	322.275	265.860
Totales	6.963.865	6.503.078

(*) Ver Nota 18.

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

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2015 ascienden a M\$2.598.261 (M\$2.424.637 en 2014).

8 Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Impuesto renta por recuperar	256.777	1.032.348
IVA Crédito fiscal por recuperar	221.886	-
Crédito Sence	13.052	11.708
Crédito Activo Fijo	22.477	21.599
Totales	514.192	1.065.655

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Impuesto a la renta	-	92.704
Iva Débito fiscal	-	166.657
Otros	2.250	2.703
Totales	2.250	262.064

9 Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Activos Intangibles Neto	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Activos Intangibles Identificables Neto	238.221	127.749
Servidumbres	14.515	14.515
Derecho de Agua	108.543	108.543
Software	115.163	4.691

Activos Intangibles Bruto	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Activos Intangibles Identificables Bruto	243.349	132.999
Servidumbres	14.515	14.515
Derecho de Agua	108.543	108.543
Software	120.291	9.941

Amortización Activos Intangibles	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Activos Intangibles Identificables	(5.128)	(5.250)
Software	(5.128)	(5.250)

La composición y movimientos del activo intangible durante los años 2015 y 2014 son los siguientes:

Movimiento año 2015	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 2015	14.515	108.543	4.691	127.749
Movimientos Retiros Valor Bruto	-	-	(231)	(231)
Retiros y Traspaso Amortización Acumulada	-	-	231	231
Otros (Activación Obras en Curso)	-	-	110.581	110.581
Gastos por amortización	-	-	(109)	(109)
Total movimientos	-	-	110.472	110.472
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	14.515	108.543	115.163	238.221

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 Retiros Valor Bruto	-	-	(15.172)	(15.172)
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

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.

10 Propiedades, Planta y Equipos

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Propiedades, Planta y Equipo	59.138.765	57.416.919
Terrenos	3.160.254	3.082.266
Edificios	2.946.124	2.955.340
Planta y Equipo	46.539.236	45.856.230
Equipamiento de Tecnologías de la Información	128.296	174.439
Instalaciones Fijas y Accesorios	61.515	54.363
Vehículos de Motor	312.022	439.179
Construcción en Curso	5.646.669	4.416.348
Otras Propiedades, Planta y Equipo	344.649	438.754

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	82.322.685	78.211.413
Terrenos	3.160.254	3.082.266
Edificios	4.717.659	4.605.984
Planta y Equipo	66.353.000	63.405.977
Equipamiento de Tecnologías de la Información	220.135	228.533
Instalaciones Fijas y Accesorios	134.221	108.846
Vehículos de Motor	436.274	707.335
Construcción en Curso	5.646.669	4.416.348
Otras Propiedades, Planta y Equipo	1.654.473	1.656.124

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(23.183.920)	(20.794.494)
Edificios	(1.771.535)	(1.650.644)
Planta y Equipo	(19.813.764)	(17.549.747)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(91.839)	(54.094)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(72.706)	(54.483)
Vehículos de Motor	(124.252)	(268.156)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(1.309.824)	(1.217.370)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante el año 2015 y 2014, es el siguiente:

Movimiento año 2015	Terrenos M\$	Edificios, Neto M\$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto 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 2015	3.082.266	2.955.340	45.856.230	174.439	54.363	439.179	4.416.348	438.754	57.416.919
Adiciones	-	-	330.461	-	-	-	4.111.353	24.495	4.466.309
Retiros Valor Bruto	-	-	(39.443)	(741)	(381)	(291.195)	-	(23.277)	(355.037)
Retiros y Traspaso Depreciación Acumulada	-	-	289.158	741	75	201.357	-	(58)	491.273
Otros (Activación Obras en Curso)	77.988	244.176	1.708.306	4.801	8.563	20.134	(2.411.798)	347.830	-
Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo	-	(132.501)	947.699	(12.458)	17.193	-	(469.234)	(350.699)	-
Gastos por depreciación	-	(120.891)	(2.553.175)	(38.486)	(18.298)	(57.453)	-	(92.396)	(2.880.699)
Total movimientos	77.988	(9.216)	683.006	(46.143)	7.152	(127.157)	1.230.321	(94.105)	1.721.846
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	3.160.254	2.946.124	46.539.236	128.296	61.515	312.022	5.646.669	344.649	59.138.765

Movimiento año 2014	Terrenos M\$	Edificios, Neto M\$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto 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
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	-
Traspaso por Ley 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

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

- La depreciación de los Bienes de Propiedad, Planta y Equipo se presenta en la cuenta "Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación".
- 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.
- Los activos en construcción según se explica en nota 2.9 incluyen activación de costos de personal relacionados directamente con obras en curso por M\$137.949 al 31 de diciembre 2015 y a M\$97.605 por el año terminado al 31 de diciembre de 2014 (Ver nota 19).
- El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre 2014 no es significativo. La Sociedad no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.

11 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

11.1 Impuesto a la renta

- El detalle del gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados Integrales correspondiente a los años 2015 y 2014, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Gasto por impuestos corrientes	631.949	879.479
Otro gasto por impuesto corriente	567	528
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	632.516	880.007
Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	39.097	(174.146)
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	39.097	(174.146)
Gasto por impuesto a las ganancias	671.613	705.861

Impuesto a las ganancias relacionado con otro resultado integral	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(31.960)	(17.667)
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral	(31.960)	(17.667)

- 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 2015 y 2014, es la siguiente:

Conciliación de la ganancia contable multiplicada por las ganancias impositivas aplicables	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Ganancia Contable antes de Impuesto	4.602.045	5.761.966
Total de (gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (22,5% en 2015 - 21% en 2014)	(1.035.460)	(1.210.013)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	18.491	12.376
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) imponible	(79.920)	(41.297)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	(80)	(45.617)
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	425.356	578.690
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	363.847	504.152
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(671.613)	(705.861)
Tasa impositiva efectiva	14,59%	12,25%

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, cuya variación de tasas se confirman con la promulgación de la Ley N° 20.899 de fecha 1 de febrero de 2016, en la que además se indica que la Sociedad debe tributar con el sistema parcialmente integrado, según las características de sus accionistas. De acuerdo con lo indicado en nota 2.18 la Sociedad ha contabilizado los efectos de utilizar este sistema.

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.

11.2 Impuestos diferidos

- a) El detalle de los saldos de impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Diferencias temporarias	Activos por impuestos		Pasivos por impuestos	
	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Impuestos diferidos relativos a propiedades, plantas y equipos	-	-	6.045.900	6.043.282
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	6.078	-	-	3.088
Impuestos diferidos relativos a provisión cuentas incobrables	104.860	124.386	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	23.382	22.747	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión obsolescencia	4.523	5.168	-	-
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	17.132	17.552	-	-
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	-	-	34.816	36.234
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	41.638	37.277	-	-
Impuestos diferidos otras provisiones	41.318	40.826	-	-
Total Impuestos Diferidos	238.931	247.956	6.080.716	6.082.604

- b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación en el año 2015 y 2014, es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2014	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
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(40.985)	(1.888)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	31.960	-
Saldo al 31 de diciembre de 2015	238.931	6.080.716

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 N° 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, implicó 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 2.5.

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.

La Sociedad está radicada en Chile, por lo que la Normativa Local vigente se aplica uniformemente a todas ellas.

12 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:

12.1 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.

12.1.1 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.

Adicionalmente, las tarifas finales a clientes incorporan el costo de la energía contratada por la Sociedad, y que es traspasada al cliente final. Para la Sociedad, las tarifas de venta incorporan en su fórmula precios para generación de energía regulados, que también son fijados cada cuatro años, reflejando en este caso los costos medios de generación en esa zona. En 2015 se publicaron las nuevas tarifas para los sistemas medianos que regirán desde noviembre 2014 a octubre 2018. Esta fijación implicó una baja en las tarifas de un 6,0% aproximadamente, equivalente a M\$421.295 al año (se utilizó como base el 2015 comparando tarifa nueva con anterior).

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 tarificados 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 detalle 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.

12.2 Riesgo financiero

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

12.2.1 Tipo de cambio y variación UF

La Sociedad opera en moneda funcional peso, realiza operaciones en moneda distinta de su moneda funcional que 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, así como compra de petróleo e insumos para generación de energía.

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.

De los ingresos netos de la Sociedad, el 70% 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).

12.2.2 Tasa de interés

La administración de este riesgo se enfoca principalmente a los pasivos con el sistema financiero. Al 31 de diciembre de 2015, 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.

12.2.3 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, incluyéndola cuentan con un contrato de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.000.000 en conjunto con la relacionada Frontel, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta diciembre del año 2020, 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.

12.2.4 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 mide 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	10%	33%
181 a 270	31%	66%
271 a 360	64%	66%
361 o más	100%	100%

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.

12.2.5 Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

al 31 de diciembre de 2015	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Total
	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	4.706.299	-	4.706.299
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	8.982.860	-	8.982.860
Efectivo y equivalentes al efectivo	2.734.660	5.958.151	8.692.811
Totales	16.423.819	5.958.151	22.381.970

al 31 de diciembre de 2014	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Total
	M\$	M\$	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

b) Pasivos Financieros

al 31 de diciembre de 2015	Préstamos y cuentas por pagar	Total
	M\$	M\$
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	2.463.702	2.463.702
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	1.411.397	1.411.397
Totales	3.875.099	3.875.099

al 31 de diciembre de 2014	Préstamos y cuentas por pagar	Total
	M\$	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

12.2.6 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 31/12/2015	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	163.879	163.879
Saldo en Bancos	69.614	69.614
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	4.353.331	4.353.331

Pasivos Financieros - al 31/12/2015	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	2.463.702	2.463.702

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:

Las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes así como cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar 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.

13 Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Cuentas por pagar comerciales	1.879.076	1.340.564
Otras cuentas por pagar	584.626	532.177
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	2.463.702	1.872.741

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Proveedores por compra de combustible y gas	277.246	286.835
Cuentas por pagar importaciones en Tránsito	447.053	8.255
Cuentas por pagar bienes y servicios	1.154.777	1.045.474
Dividendos por pagar a terceros	81.024	104.015
Cuentas por pagar instituciones fiscales	29.582	20.844
Otras cuentas por pagar	474.020	407.318
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	2.463.702	1.872.741

El detalle de cuentas por pagar comerciales con pagos al día al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Proveedores con pago al día	Saldo al				Saldo al			
	31/12/2015				31/12/2014			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	348.240	558.269	972.567	1.879.076	123.367	646.806	570.391	1.340.564
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	348.240	558.269	972.567	1.879.076	123.367	646.806	570.391	1.340.564

14 Provisiones

14.1 Provisiones corrientes

14.1.1 Otras provisiones a corto plazo

a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Provisiones	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	171.712	15.575
Totales	171.712	15.575

b) El movimiento de las provisiones durante los años 2015 y 2014, es el siguiente:

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2015	15.575
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	144.732
Incremento (decremento) en provisiones existentes	13.934
Provisión utilizada	(2.529)
Total movimientos en provisiones	156.137
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	171.712

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

14.1.2 Provisiones corrientes, por beneficios a los empleados

a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corriente	
	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	97.423	101.099
Provisión por beneficios anuales	250.567	260.448
Totales	347.990	361.547

b) El movimiento de las provisiones durante los años 2015 y 2014, es el siguiente:

Provisiones	Por vacaciones del personal M\$	Por beneficios anuales M\$	Total M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2015	101.099	260.448	361.547
Movimientos en provisiones			
Incremento en provisiones existentes	12.639	17.142	29.781
Provisión utilizada	(16.315)	(27.023)	(43.338)
Total movimientos en provisiones	(3.676)	(9.881)	(13.557)
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	97.423	250.567	347.990

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 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

14.2 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 2015 y 2014, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	445.214	425.973
Totales	445.214	425.973

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante el año 2015 y 2014, es el siguiente:

Provisiones no corriente, por beneficios a los empleados	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2015	425.973
Costo por intereses	30.010
Costo del servicio del período	34.246
Pagos en el período	(163.387)
Variación actuarial	118.372
Saldo al 31 de diciembre de 2015	445.214

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

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

Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Costo por intereses	30.010	28.874
Costo del servicio del año	34.246	130.492
Total Gasto reconocido en el estado de resultados	64.256	159.366
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	118.372	65.434
Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	182.628	224.800

d) Hipótesis actuariales utilizadas al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014.

Tasa de descuento (nominal)	5,1%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	4,5%
Tablas de mortalidad	RV 2009 H / RV 2009 M
Tasa de rotación	2,0%
Edad de retiro	65 H / 60 M

e) Sensibilizaciones

Sensibilización de tasa de descuento:

Al 31 de diciembre de 2015, 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	42.975	(36.622)

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	(37.019)	42.626

14.3 Juicios y multas

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

14.3.6 Juicios

A la fecha no existen juicios en la Sociedad.

14.3.7 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	DRX 10597 de fecha 19.10.2015	SEC	No cumplir instrucciones SEC	Judicializada	8.991
EDELAYSEN	RE 11248 de fecha 27.11.2015	SEC	Exceder tiempo de corte programado	Reposición Pendiente	89.910
EDELAYSEN	REX 11619 de fecha 21.12.2015	SEC	Indices	Reposición Pendiente	42.662
Multas pendientes de resolución de años anteriores					
EDELAYSEN	Res. Ex. 96 DRXI de fecha 20.06.2011	SEC	Infracción comunicación puesta en servicio	Judicializada	1.349
EDELAYSEN	Res. Ex. 830 de fecha 16.05.2012	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	3.237
EDELAYSEN	Res. Ex. 080 de fecha 31.07.2013	SEC	Calidad de Servicio	Pendiente Recurso de Reposición	4.496
EDELAYSEN	REX 2629 de fecha 12.02.2014	SEC	Exceder índices de continuidad de suministro.	Pendiente Recurso de Reposición	1.079

El monto reconocido por provisiones en los presentes estados financieros es 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.

15 Otros Pasivos no Financieros

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Otros pasivos No Financieros	Corriente		No corriente	
	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	759.823	-	-	-
Otras obras de terceros	474.541	498.677	-	-
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	24.771	23.187
Totales	1.234.364	498.677	24.771	23.187

16 Patrimonio

16.1 Patrimonio neto de la sociedad

16.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 el capital social de EDELAYSEN ascendía a M\$37.005.894 y está representado por 37.577.393 acciones serie única suscritas y pagadas.

16.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 27 de abril de 2015 se aprobó el pago de un dividendo final de \$40,37001715 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014, lo que significó un pago total de M\$1.517.000. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 27 de mayo de 2015.

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.

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.

16.1.3 Otras reservas

Los saldo por naturaleza y destino de Otras reservas al 31 de diciembre de 2015 y 2014 son los siguientes:

	Saldo al 01 de enero de 2015 M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2015 M\$
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales	(51.251)	(86.412)	(137.663)
Otras reservas varias	871.173	-	871.173
Totales	819.922	(86.412)	733.510

	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

Las otras reservas varias por M\$ 871.173, que corresponde a revalorización del capital pagado por el periodo 05 de agosto de 2009 a diciembre de 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros.

16.1.4 Ganancias acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias (Pérdidas) Acumuladas al 31 de diciembre de 2015 y 2014 son los siguientes:

	Utilidad líquida distribuidas acumulada M\$	Ganancia acumulada M\$
Saldo Inicial al 1/01/2015	31.562.966	31.562.966
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	3.930.432	3.930.432
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(168)	(168)
Provisión dividendo mínimo del año	(1.179.130)	(1.179.130)
Saldo final al 31/12/2015	34.314.100	34.314.100

La utilidad distributable del año 2015, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2015, esto es M\$3.930.432.

	Utilidad líquida distribuidas 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 distributable 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.

16.2 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.

16.3 Restricciones a la disposición de fondos

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

17 Ingresos

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Venta de Energía	17.852.026	18.165.459
Ventas de energía	17.852.026	18.165.459
Otras Prestaciones y Servicios	589.721	586.586
Apoyos	13.853	21.103
Arriendo de medidores	66.441	61.651
Cortes y reposición	213.864	201.087
Pagos fuera de plazo	268.385	281.250
Otros	27.178	21.495
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	18.441.747	18.752.045

Otros Ingresos, por naturaleza	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Otros Ingresos		
Construcción de obras y trabajos a terceros	490.433	507.094
Venta de materiales y equipos	190.385	165.246
Arrendamientos	6.302	6.858
Intereses Créditos y Préstamos	5.513	7.581
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	372.951	338.014
Otros Ingresos	190.049	161.271
Total Otros ingresos, por naturaleza	1.255.633	1.186.064

18 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Combustibles para generación y materiales	6.641.590	6.237.218
Totales	6.641.590	6.237.218

19 Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Remuneraciones y bonos	1.597.723	1.468.779
Provisión costo de vacaciones	40.426	17.339
Otros costos de personal	272.335	193.516
Indemnización por años de servicios	145.681	78.315
Activación costo de personal	(137.949)	(97.605)
Totales	1.918.216	1.660.344

20 Gasto por Depreciación y Amortización

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Depreciación y Amortización	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Depreciaciones	2.880.699	2.525.477
Amortizaciones de Intangibles	109	664
Totales	2.880.808	2.526.141

21 Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Operación y mantención sistema eléctrico	1.304.375	788.673
Sistema generación	1.306.691	1.139.199
Mantención medidores, ciclo comercial	572.590	527.846
Operación vehículos, viajes y viáticos	170.556	179.244
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	26.138	12.029
Provisiones y castigos	(76.221)	373.836
Gastos de administración	763.304	985.861
Otros gastos por naturaleza	320.310	406.118
Totales	4.387.743	4.412.806

22 Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Ingresos Financieros	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	280.535	165.258
Otros ingresos financieros	408.476	470.149
Total Ingresos Financieros	689.011	635.407

Costos Financieros	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Otros gastos financieros	(2.046)	(1.540)
Total Costos Financieros	(2.046)	(1.540)

Resultado por unidades de reajuste	22.131	41.400
Diferencias de cambio	(2.487)	2
Positivas	-	2
Negativas	(2.487)	-
Total Costo Financiero	17.598	39.862

Total Resultado Financiero	710.701	678.349
-----------------------------------	----------------	----------------

23 Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales efectuados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Concepto del desembolso	Concepto	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Asesorías medioambientales	Costo	6.390	3.323
Gestión de residuos	Costo	17.973	5.962
Otros gastos medioambientales	Costo	559	96
Proyectos de inversión	Inversión	38.508	11.505
Totales		63.430	20.886

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

24 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 2015 son las siguientes según beneficiario relevante:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Activos comprometidos	Moneda	Valor de la Garantía	2016	2017	2018
	Nombre	Relación						
Gobierno Regional de Los Lagos	Edelayesen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	791.987	-	408.759	383.228
Director de Vialidad	Edelayesen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	12.815	12.815	-	-
Director de Vialidad Región del Bio Bio	Edelayesen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	2.563	2.563	-	-
Fisco de Chile Servicio Nacional de Aduanas	Edelayesen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	2.059	2.059	-	-
Totales					809.424	17.437	408.759	383.228

25 Caucciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2015 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\$14.502 (M\$46.750 en 2014).

26 Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	U.F.	Peso chileno	22.316	12.557
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			22.316	12.557
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	Peso chileno	93.316	38.490
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			93.316	38.490
TOTAL ACTIVOS			115.632	51.047

27 Hechos Posteriores

Con fecha 1 de febrero de 2016, se promulgó la Ley N°20.899 que simplifica el sistema de tributación a la renta y perfecciona otras disposiciones relacionadas con la reforma tributaria de 2014. Mediante esta norma, se restringe el “Régimen de Renta Atribuida” a aquellas sociedades que estén constituidas por socios o accionistas que sean exclusivamente personas naturales con domicilio o residencia en Chile y/o contribuyentes sin domicilio ni residencia en Chile afectos al impuesto global complementario y/o adicional, por otro lado, quedan obligadas a tributar con el “Régimen Parcialmente Integrado” las sociedades que estén constituidas por socios o accionistas que sean personas jurídicas. La Sociedad cumple con este último requisito, quedando obligada a tributar con el “Régimen Parcialmente Integrado” a contar de esta Ley en comento.

En el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2016 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros no han ocurrido otros hechos significativos que afecten a los mismos.

Análisis Razonado
Estados Financieros – Empresa Eléctrica de Aisén S.A.
Al 31 de diciembre de 2015

I. Análisis del Estado de Situación Financiera.

	dic-15 MM\$	dic-14 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Activos corrientes	24.266	22.180	2.086	9%
Activos no corrientes	59.970	58.230	1.740	3%
Total activos	84.236	80.410	3.826	5%
Pasivos corrientes	5.631	4.489	1.142	25%
Pasivos no corrientes	6.551	6.532	19	0%
Patrimonio	72.054	69.389	2.665	4%
Total pasivos y patrimonio	84.236	80.410	3.826	5%

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM\$3.828 respecto de diciembre de 2014, explicado principalmente por un aumento en los Activos corrientes de MM\$2.085 y en los Activos no corrientes MM\$1.743.

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

- a) Aumento del Efectivo y equivalentes al efectivo por MM\$3.424, originado por mayores ingresos operacionales neto, producto de una mayor de venta de energía; compensado parcialmente por pago de dividendos e inversión en activo fijos.
- b) Aumento en Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar (MM\$720), principalmente por mayores ventas de materiales a particulares e incremento de convenios de pago firmados con clientes.

Lo anterior, compensado parcialmente con:

- a) Disminución en Cuentas por cobrar a entidades relacionadas (MM\$1.597), por pago de préstamos otorgados a entidades relacionadas (Sociedad Austral de Electricidad S.A.).

- b) Disminución en Activos por impuestos corrientes (MM\$551), por recuperación de crédito ley austral en año 2015, relacionado con construcción de centrales generadoras.

La variación positiva del ítem de Activos no corrientes, se explica por aumento en Propiedades, planta y equipo (MM\$1.722) debido a la construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones, destinadas a satisfacer las necesidades de crecimiento de energía y clientes, compensado parcialmente con la depreciación de Propiedades, planta y equipo.

2) Pasivos

Los pasivos aumentan en MM\$1.163 respecto de diciembre de 2014, explicado principalmente por un aumento en los Pasivos corrientes (MM\$1.142).

El aumento de los Pasivos corrientes se explica por:

- a) Aumento en Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar por MM\$591, principalmente por mayores cuentas por pagar por importaciones en tránsito, producto de ampliación de proyecto de generación eólica.
- b) Aumento de Otros pasivos no financieros (MM\$736), por mayores aportes de terceros, para construcción de obras.

Lo anterior, compensado parcialmente con una disminución de Pasivo por impuestos (MM\$260), debido a menor provisión por impuesto a la Renta año tributario 2014, por menores utilidades.

3) Patrimonio

Este rubro presenta un mayor saldo de MM\$2.665, respecto de diciembre de 2014, explicado por el resultado del ejercicio (MM\$3.930), compensado parcialmente por provisión de dividendos mínimo del periodo (MM\$1.179) y efecto de pérdidas actuariales (MM\$86) por cambio en la tasa de descuento de 5,94% a 5,1%

Principales Indicadores:

		Unidad	dic-15	dic-14	Var. %
Liquidez	Liquidez corriente (1)	Veces	4,3	4,9	(12,8%)
	Razón ácida (2)	Veces	4,0	4,6	(12,5%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio neto (3)	Veces	0,2	0,2	6,4%
	Cobertura gastos financieros (4)	Veces	3.375	3.814	(11,5%)
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda total (5)	%	46,2%	40,7%	13,5%
	Deuda LP / Deuda total (6)	%	53,8%	59,3%	(9,3%)
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM\$	5.000	3.605	38,7%
	Rotación de inventarios (7)	Veces	3,3	2,4	36,2%
	Permanencia de inventarios (8)	Días	109	149	(26,6%)
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	68	55	23,0%
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (10)	MM\$	6.750	7.628	(11,5%)
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio (anualizado) (11)	%	5,56%	7,40%	(24,9%)
	Rentabilidad del activo (anualizado) (12)	%	4,77%	6,43%	(25,7%)
	Rendimiento activos operacionales (anualizado) (13)	%	6,64%	8,96%	(25,9%)
	Utilidad por acción (14)	\$	106,20	136,63	(22,3%)

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.

(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):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{Nº mes del cierre contable}} \right) \times \text{Ganancia (Pérdida)}}{(\text{Patrimonio actual} + \text{Patrimonio año anterior}) / 2}$$

(12) Rendimiento del Activo (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{Nº mes del cierre contable}} \right) \times \text{Ganancia (Pérdida)}}{(\text{Total Activos actual} + \text{Total Activos año anterior}) / 2}$$

(13) Rentabilidad Activos Operacionales (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{Nº mes del cierre contable}} \right) \times \text{Resultado Bruto de la explotación *}}{(\text{Total PPE actual} + \text{Total PPE anterior}) / 2}$$

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-15 MM\$	dic-14 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Ingresos de explotación	19.697	19.938	(241)	(1%)
Materias primas y consumibles utilizados	(6.641)	(6.237)	(404)	6%
Margen de contribución	13.056	13.701	(645)	(5%)
Gasto por Beneficio a los Empleados	(1.918)	(1.660)	(258)	16%
Otros gastos por naturaleza	(4.388)	(4.413)	25	(1%)
Resultado bruto de explotación	6.750	7.628	(878)	(12%)
Gasto por Depreciación y Amortización	(2.881)	(2.526)	(355)	14%
Resultado de explotación	3.869	5.102	(1.233)	(24%)
Resultado Financiero	707	675	32	5%
Otras Ganancias (Pérdidas)	26	(15)	41	(273%)
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	4.602	5.762	(1.160)	(20%)
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(672)	(706)	34	(5%)
Ganancia (Pérdida)	3.930	5.056	(1.126)	(22%)

1) Resultado de explotación

El Resultado de explotación disminuyó respecto del ejercicio anterior, en MM\$1.233, lo que se explica por:

- Menor Margen de contribución de MM\$645, por disminución del Margen de generación (MM\$1.258) por cambio en la matriz de generación respecto al año anterior (mayor generación térmica producto de condiciones climáticas y disponibilidad de centrales) y entrada en vigencia de nuevas tarifas de generación de energía en sistemas medianos, que afectó negativamente.
- Mayores Gastos del personal por MM\$258, por indexación por IPC y mayores pagos por indemnizaciones por desvinculaciones.
- Mayor Gasto por depreciación y amortización (MM\$355), por aumento en el nivel de inversión, principalmente en 2015.

Lo anterior, compensado parcialmente por mayor Margen de distribución (MM\$687) por incremento en la venta de energía (1,83%) y disminución en el índice de pérdidas de energía

2) Resultado del periodo

La Sociedad al 31 de diciembre de 2015, obtuvo utilidades por MM\$3.930, lo que implicó un aumento del 22% respecto de diciembre de 2014.

III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos.

Flujo de Efectivo	dic-15 MM\$	dic-14 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
de la Operación	8.606	7.715	891	12%
de la Inversión	(3.700)	(5.206)	1.506	(29%)
de Financiación	(1.517)	(1.443)	(74)	5%
Flujo neto del período	3.389	1.066	2.323	218%
Variación en la tasa de cambio	35	-	35	100%
Incremento (disminución)	3.424	1.066	2.358	221%
Saldo Inicial	5.269	4.203	1.066	25%
Saldo Final	8.693	5.269	3.424	65%

El saldo de Efectivo y equivalentes del efectivo al final del ejercicio alcanzó a MM\$8.693, mayor en un 65% respecto de diciembre de 2014.

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

- 1) Mayor flujo positivo de efectivo utilizado en Actividades de la operación, por mayor cobro de ventas
- 2) Menor flujo negativo (variación positiva) de efectivo utilizado en Actividades de inversión, originado por menores préstamos a entidades relacionadas; compensado parcialmente con mayores compras en Propiedades, planta y equipo,

IV. Mercados en que participa.

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.

Al 31 de diciembre de 2015 no se aprecian variaciones significativas en los mercados en que participa Edelaysen.

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 tarificados.

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).

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.

Adicionalmente, las tarifas finales a clientes incorporan el costo de la energía contratada por la Sociedad, y que es traspasada al cliente final. Para la Sociedad, las tarifas de venta incorporan en su fórmula precios para generación de energía regulados, que también son fijados cada cuatro años, reflejando en este caso los costos medios de generación en esa zona. En 2015 se publicaron las nuevas tarifas para los sistemas medianos que regirán desde noviembre 2014 a octubre 2018. Esta fijación implicó una baja en las tarifas de un 6,0% aproximadamente, equivalente a M\$421.295 al año (se utilizó como base el 2015 comparando tarifa nueva con anterior).

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 tarificados 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.

2) Riesgos Financieros

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

2.1) Riesgos Tipo de Cambio y Variación UF

La Sociedad opera en moneda funcional peso, realiza operaciones en moneda distinta de su moneda funcional que 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, así como compra de petróleo e insumos para generación de energía.

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.

De los ingresos netos de la Sociedad, el 70% 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).

2.2) Riesgo Tasa de Interés

La administración de este riesgo se enfoca principalmente a los pasivos con el sistema financiero. Al 31 de diciembre de 2015, 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.

2.3) 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, incluyéndola cuentan con un contrato de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.000.000 en conjunto con la relacionada Frontel, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta diciembre del año 2020, 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.

2.4) 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 mide 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	10%	33%
181 a 270	31%	66%
271 a 360	64%	66%
361 o más	100%	100%

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.