



## 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	25
Descripción del Sector Eléctrico en Chile	28
Actividades de la Sociedad	32
Factores de Riesgo	37
Gestión Financiera	42

---

Información Financiera	45
Hechos Relevantes	46
Estados Resumidos	48
Estados Financieros	50

---

## 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 la Frontera S.A.
Nombre de Fantasía	Frontel
Rol Único Tributario	76.073.164-1
Domicilio Legal	Isidora Goyenechea 3621, Piso 20, Las Condes, Santiago
Domicilio Comercial	Bulnes 441, Osorno
Fono	(2) 24147500
Fax	(2) 24147009
Correo Electrónico	<a href="mailto:infoinversionistas@saesa.cl">infoinversionistas@saesa.cl</a>
Sitio web	<a href="http://www.gruposaesa.cl">www.gruposaesa.cl</a>
Atención Inversionistas	Fonos: (64) 2385382 / (64) 2385383
Tipo de Entidad	Sociedad Anónima Cerrada
Inscripción Registro de Valores	N°1073
Fecha de inscripción en el Registro de Valores	19/05/2011
Documentos Constitutivos	Constituida por escritura pública de fecha 5 de agosto de 2009, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie. Extracto inscrito a fojas 45.010 N°31.135 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2009.

## Antecedentes Relevantes

### Antecedentes Financieros

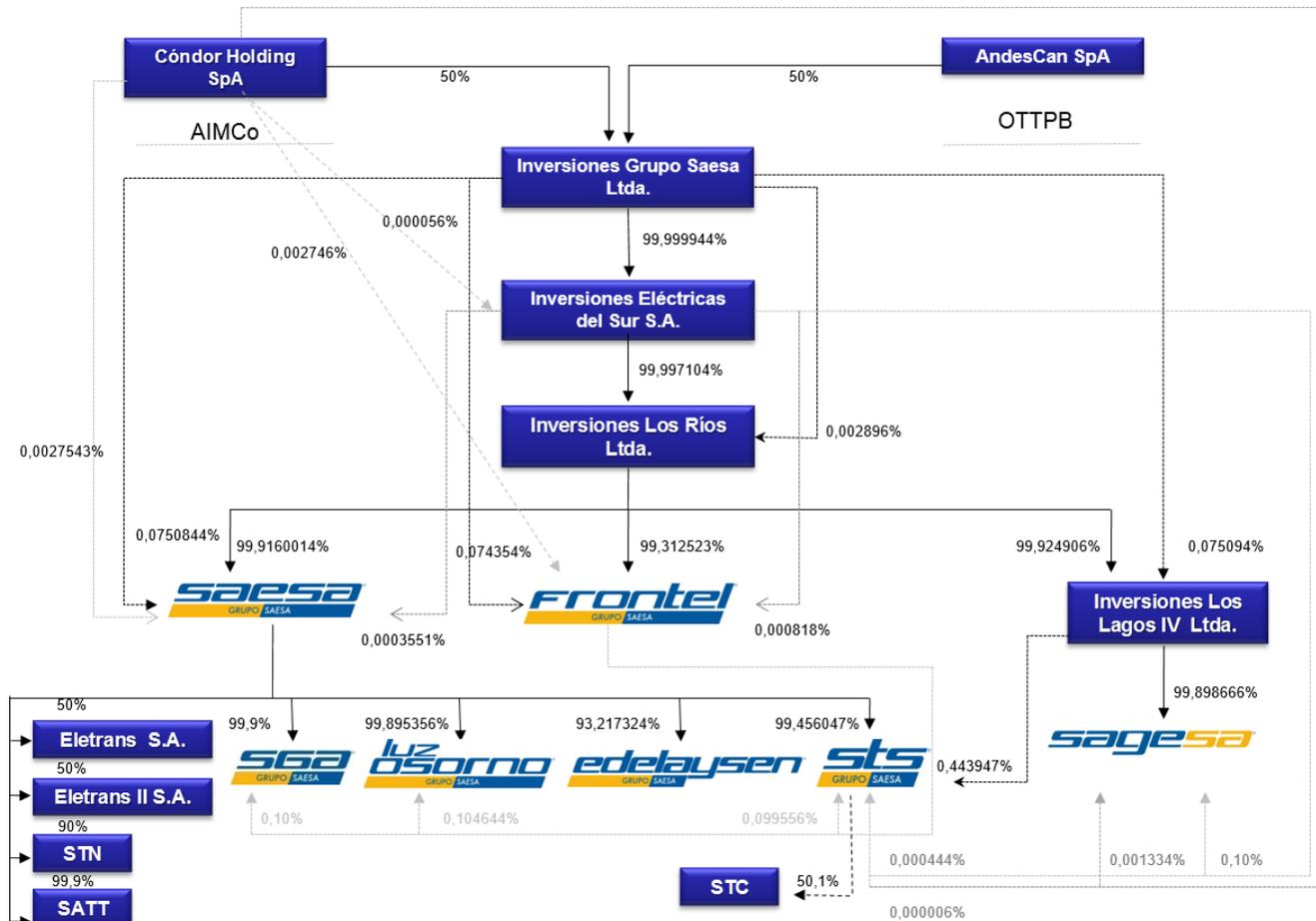
	MM\$	MM\$
	2015	2014
Ingresos	126.255	100.616
Margen Bruto	52.149	41.767
Ganancia	11.815	6.325
Activos	260.792	256.436
Pasivos	104.947	101.216
Patrimonio	155.846	155.221
Inversiones	11.643	9.475
EBITDA	25.899	16.521

### Cifras Operacionales

	2015	2014
Venta de Energía (GWh)	924	884
Clientes (Miles)	333	327
Trabajadores	357	345
Líneas AT (km)	116	107
Líneas MT (km)	17.119	16.454
Líneas BT (km)	13.488	13.378
MVA Instalados (AT/MT)	205	189
MVA Instalados (MT/BT)	321	315

## 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 Frontel, Inversiones Los Ríos Ltda., posee un 99,312523% en forma directa.

Los accionistas de las sociedades Cónдор 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 Frontel alcanzaba 192, siendo los doce mayores los siguientes:

Accionistas	Acciones		Total Acciones	%
	Serie A	Serie B		
Inversiones Los Ríos Limitada	305.287.486	7.405.389.148.824	7.405.694.436.310	99,313%
Villiger Klein, Lidia Blanca	904.922	27.146.711.522	27.147.616.444	0,3641%
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	307.869	5.544.231.314	5.544.539.183	0,0744%
Municipalidad de Nueva Imperial	117.700	3.530.868.250	3.530.985.950	0,0474%
Villagran Correa, Jorge	98.041	2.941.129.501	2.941.227.542	0,0394%
Municipalidad de Freire	93.862	2.815.774.843	2.815.868.705	0,0378%
Instituto de Normalización Previsional	70.580	2.117.322.773	2.117.393.353	0,0284%
Municipalidad de Perquenco	36.519	1.095.544.641	1.095.581.160	0,0147%
Brunner Noerr, Alejandro Jose	22.564	676.909.100	676.931.664	0,0091%
Guevara Perez, Carolina	22.508	675.214.710	675.237.218	0,0091%
Peres de Vicens, Claudio Ricardo	22.498	674.912.141	674.934.639	0,0091%
Fundación Gustavo Mondion Mary	19.071	572.098.931	572.118.002	0,0077%
Otros Accionistas	204.877.584	3.267.602.289	3.472.479.873	0,047%
<b>Total</b>	<b>511.881.204</b>	<b>7.456.447.468.839</b>	<b>7.456.959.350.043</b>	<b>100%</b>

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

Las acciones de la Sociedad se distribuyen en dos series: Serie "A", con todos los derechos que confiere la ley a las acciones ordinarias; y Serie "B", con todos los derechos que confiere la ley a las acciones ordinarias, pero que tienen, además, una preferencia, consistente en que el Directorio de la Sociedad deberá citar a Junta Ordinaria o Extraordinaria de Accionistas cuando así lo solicite el 5% de las acciones emitidas de esta serie, y una limitación, consistente en que estas acciones no tendrán derecho a participar en las elecciones de Directores de la Sociedad. La duración de las acciones Serie A y Serie B es de cien años a contar del día 31 de julio de 2008.

### Acuerdos Conjuntos

La Sociedad posee pactos de accionistas, celebrados con fecha 24 de Julio de 2008 entre los accionistas mayoritarios de la Sociedad y contempla limitaciones a la libre disposición de las acciones en la misma.

## Gobierno Corporativo

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

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

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

---

## Responsabilidad social y desarrollo sostenible

### a) Diversidad en el directorio:

Diversidad	Directorio		
	Hombres	Mujeres	Total
<b>Rango de edades (años)</b>			
< 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
<b>Antigüedad (años)</b>			
< 3	2	-	2
3 y 6	4	-	4
6 y 9	1	1	2
9 y 12	-	-	-
> 12	-	-	-
<b>Nacionalidad</b>			
Chilena	4	-	4
Extranjera	3	1	4

### b) Diversidad en la gerencia general y demás gerencias

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

## c) Diversidad en la organización

Diversidad	Organización		
	Hombres	Mujeres	Total
<b>Rango de edades (años)</b>			
< 30	41	7	48
30 y 40	147	45	192
41 y 50	55	22	77
51 y 60	25	5	30
61 y 70	3	2	5
> 70	-	1	1
<b>Antigüedad (años)</b>			
< 3	47	11	58
3 y 6	65	12	77
6 y 9	38	22	60
9 y 12	38	22	60
> 12	83	15	98
<b>Nacionalidad</b>			
Chilena	271	82	353
Extranjera	-	-	-

Diversidad en la organización	Directorio		Gerencia General y otras		Organización		Total		% Representatividad	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
<b>Rango de edades (años)</b>										
< 30	-	-	-	-	41	7	41	7	11,2%	1,9%
30 y 40	1	1	1	-	147	45	149	46	40,8%	12,6%
41 y 50	3	-	2	-	55	22	60	22	16,4%	6%
51 y 60	1	-	1	-	25	5	27	5	7,4%	1,4%
61 y 70	1	-	-	-	3	2	4	2	1,1%	0,5%
> 70	1	-	-	-	-	1	1	1	0,3%	0,3%
<b>Antigüedad (años)</b>										
< 3	2	-	-	-	47	11	49	11	13,4%	3%
3 y 6	4	-	-	-	65	12	69	12	18,9%	3,3%
6 y 9	1	1	-	-	38	22	39	23	10,7%	6,3%
9 y 12	-	-	1	-	38	22	39	22	10,7%	6%
> 12	-	-	3	-	83	15	86	15	23,6%	4,1%
<b>Nacionalidad</b>										
Chilena	4	-	4	-	271	82	279	82	76,4%	22,5%
Extranjera	3	1	-	-	-	-	3	1	0,8%	0,3%
							365 (*)			

(\*): Incluye directorio

d) Brecha salarial por género

Familia de cargo	PROMEDIO TOTAL REM. (HABERES FIJOS + BONOS)		
	Femenino	Masculino	Diferencia
Administrativos	80,27%	100%	-19,73%
Enc. Unidad	75,45%	100%	-24,55%
Jefes de Área	103,37%	100%	3,37%
Linieros	N.A	100%	N.A
Profesionales	93,65%	100%	-6,35%
Secretarias	100%	N.A	N.A
Supervisores	N.A	100%	N.A
Técnicos	99,37%	100%	-0,63%

## 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 periodo 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

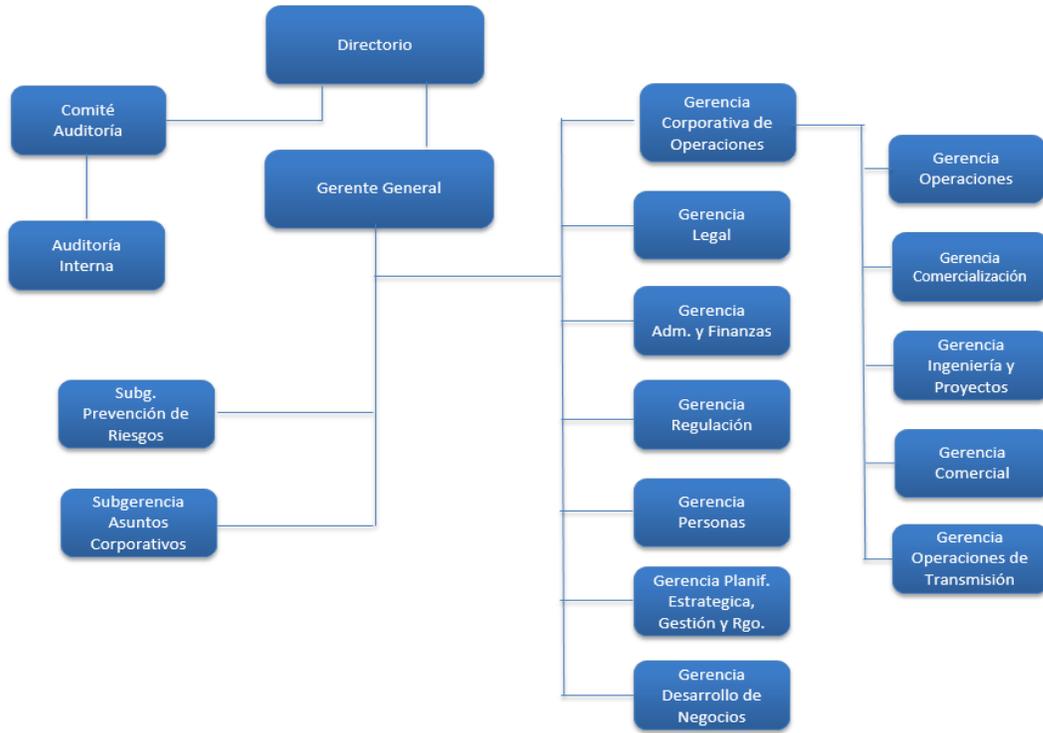
Gerente General	Francisco Alliende Arriagada / Ingeniero Comercial RUT 6.379.874-6 / Fecha nombramiento 01 de febrero de 2012
Gerente Corporativo de Operaciones	Raúl González Rojas / Ingeniero Civil Eléctrico Rut 7.741.108-9 / Fecha nombramiento 10 de septiembre de 2012
Gerente Adm. y Finanzas	Víctor 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

*Qué hicimos en el 2015?*

### EXCELENCIA OPERACIONAL

El año 2015 fue un período de continuo crecimiento para el Grupo Saesa. Las ventas de energía a nuestros clientes aumentaron en un 3,3% respecto al año anterior, bastante superior al SIC (Sistema Interconectado Central), el cual creció un 1,2%. Ello se explica en parte por el crecimiento de la demanda de nuestros clientes residenciales e industriales, superiores en 2,8% y 3,7% respectivamente, y por la reducción en las pérdidas de energía. Por otro lado, durante 2015 se concretó un proceso de expansión importante hacia el centro y norte del país, a través de la participación en la construcción y operación de proyectos troncales.

A fines de ese año, específicamente en el mes de noviembre, se energizó el primer circuito de la línea de transmisión Diego de Almagro - Cardones correspondiente a la primera etapa del proyecto, obra que se gestó en conjunto con Chilquinta a través del Consorcio Eletrans y que definitivamente sitúa al Grupo Saesa como un actor relevante para el desarrollo energético del país.

El compromiso de empresa socialmente responsable está presente en todos los ámbitos de acción: comunidad, medioambiente, personas, operaciones, comercial, entre otros.

### VINCULACIÓN CON LA COMUNIDAD

Porque nuestra visión es entregar energía confiable contribuyendo al bienestar y desarrollo del país, estamos convencidos de que nuestro principal compromiso está en mantener la calidad y continuidad del suministro eléctrico. Más allá de aquello, se han creado y fortalecido diversos programas de vinculación con la comunidad y acción social, entre los cuales destacan:

**Programa Somos Vecinos:** Su esencia es atender inquietudes, trabajar conjuntamente en soluciones y entregar información de interés para los vecinos. Se ha convertido en un espacio de reunión y diálogo con la comunidad, lo que ha permitido lograr mayor cercanía.

**Programa de Conexión de Sedes Sociales:** Logró conectar, desde sus inicios en 2013 un total de 40 sedes, beneficiando a más de 2.000 familias; todas de sectores rurales y vulnerables.

**Campaña “A la Escuela con Energía”:** En su 6<sup>to</sup> año de implementación llegó con útiles escolares y equipamiento audiovisual a 70 escuelas desde Bulnes a Aysén.

**Programa de Liceos Eléctricos:** Benefició en 2015 a más de 300 alumnos, pertenecientes a 7 establecimientos de Monte Águila, Temuco, Paillaco, Osorno, Puerto Montt, Castro y Coyhaique.

### 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 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 para que ésta 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 y 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, perseverare 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, y la edificación y puesta en marcha de proyectos de transmisión han dado paso a la construcción de obras significativas durante 2015.

### **Proyecto Aumento de Potencia 66/23kV, Subestación Pichirropulli**

En el mes de marzo del 2015, se puso en servicio el Transformador de poder de 10 MVA de la S/E Pichirropulli con CTBC (Cambiador de Tomas Bajo Carga) que reemplazó un transformador de 5 MVA de la S/E Pichirropulli, cuya inversión para la compañía fue de MM\$ 410 y a un plazo de construcción de 7 meses.

### **Proyectos de Línea y subestación Pichil:**

Ubicado en el sector de Pichil, comuna de Puerto Octay en la región de Los Lagos. Este proyecto nace con la finalidad de absorber las necesidades de crecimiento industrial en la zona, con un costo de inversión MM\$ 3.900.

Tras 8 meses de construcción, en el mes de septiembre se energizó la nueva S/E Pichil 66/23KV-16 MVA y la línea de Alta Tensión Barro Blanco-Pichil 66kV, con un simple circuito de 19,7 Km de longitud con más de 90 estructuras instaladas, desde el paño B1 de la subestación Barro Blanco hasta la nueva S/E.

### **Proyecto de Línea Tx 110 kV Correntoso - Copihue**

Este proyecto consistió en la construcción de 7 km de longitud de línea de alta tensión en 110 kV en circuito simple entre localidad de Pulelfu y Las Parras, comuna de Puyehue en la región de Los Lagos. La construcción duró 9 meses con una inversión de MM\$ 1.793.

### **Proyecto Aumento de Potencia 66/23kV subestación Panguipulli**

Consistió en la instalación de un nuevo Transformador 66/23kV 16MVA, la normalización de 2 paños de transformación 66 kV, la habilitación 1 paño de transformación en 23kV, la ampliación y seccionamiento de Barra 23kV, además de la habilitación de un nuevo paño de línea 23kV para el cliente Luisiana Pacific de la zona.

Se encuentra ubicado en la comuna Panguipulli en la región de Los Ríos y la inversión para la compañía fue de MM\$ 1.030, a un plazo de construcción de 9 meses.

### **Proyectos de Línea Diego de Almagro - Cardones**

En el mes de noviembre, se energiza el primer circuito de la línea de transmisión Diego de Almagro - Cardones correspondiente a la primera etapa del proyecto. Las obras consistieron en la construcción del doble circuito 2x220 kV, con un total de 419 estructuras metálicas y una extensión de 155 kilómetros, un paño en la S/E Cardones y un paño en la S/E Diego de Almagro, ambas propiedad de Eletrans. La duración de estos trabajos fue de 23 meses.

### **Proyecto paño JT4 en S/E Valdivia 220kV**

Este proyecto, ubicado en la comuna de Valdivia región de Los Ríos, consistió en la construcción de un paño 220 kV y la conexión del Transformador T4 a este nuevo paño. Adicionalmente, la normalización del paño JT1 tuvo una duración de 5 meses, con puesta en servicio el 20 de diciembre de 2015 y un costo aproximado de inversión de MM\$ 1.100.

### **Proyecto S/E Nahuelbuta**

Emplazado en la comuna de Renaico, puerta de entrada a la región de La Araucanía, este proyecto consistió en la conexión en Tap Off de la Línea 66kV Los Ángeles - Angol; la construcción de un paño de transformación en 66 y 13,2 kV una Barra MT, la instalación de un Transformador 66/13,2 kV - 16 MVA además de la construcción de dos paños en 13,2 kV. La duración de esta obra fue de 11 meses con una inversión de MM\$ 1.900.

### **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.

### **Electrificación 11 Islas:**

Durante el año 2015, y dentro del emblemático proyecto de electrificación de las "11 islas", se finalizaron las obras correspondientes a 9 proyectos que se encuentran con servicio activo y entregando suministro a un total de 1.499 nuevos clientes.

## **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.

Se logró la adjudicación de los primeros contratos de las licitaciones para el recambio masivo de luminarias, que son parte de la Agenda Energética del Gobierno. De cuatro proyectos adjudicados en el año en nuestra zona de concesión, se han logrado tres. Las comunas adjudicadas fueron Cabrero, Mulchén y Ancud, con proyectos que se concluirán en 2016. La suma de estos proyectos contempla sustituir más de 8.000 luminarias con tecnología LED.

A nivel de grandes clientes, se implementó un sistema integral de mantenimiento, que nos permitió asegurar la calidad de los clientes con grupos de respaldo, representado por 65 grupos instalados con una capacidad de 46 MW y asociados a 28 clientes. El plan consiste en la implementación de 4 brigadas de inspecciones preventivas, revisiones periódicas de mantenimiento preventivo y la renovación tableros de transferencia automática de algunos clientes.

Durante este año se dio inicio a los procesos de reliquidación que se encontraban pendientes de aplicación, con lo cual se tuvieron que implementar distintas iniciativas desde el punto de vista comunicacional y de los procesos comerciales asociados, con la finalidad de mitigar los alcances que esta situación tuvo sobre los clientes del Grupo Saesa.

Las ventas de retail crecieron un 30% en ventas explicado por un acertado plan transferencia de actividades operativas zonales, profesionalización de la fuerza de ventas, capacitación, nuevo esquema de incentivos y extensión del horario de atención a clientes de las 29 oficinas con centros de ventas. Además se dio un impulso a la innovación a través de un workshop en el que se pudieron levantar oportunidades de nuevos servicios para nuestros clientes residenciales. La comercialización del “seguro hogar” tuvo un crecimiento del 27% en las ventas, además logró consolidarse como un proceso estable principalmente por el desarrollo del modelo control de calidad de la venta.

## PMGD

La conexión de la Central Hidroeléctrica Las Flores en la región de Los Ríos dio el puntapié inicial al período 2015, el que contó con un total de 10 nuevas centrales de energía renovable inyectadas en el sistema de distribución del Grupo Saesa.

Los proyectos que formaron parte de este período son:

**Ampliación Orafti:** Planta de inulina y oligofuctrosa, ubicada en la región del Bío Bío se conectó sin obras adicionales en el alimentador Cabrero Bulnes.

**Proyecto Bío Bío Negrete:** Implicó la construcción de 3 pequeñas centrales hidroeléctricas de paso, convirtiéndose en un proyecto integral y eficiente, utilizando el mismo alimentador para su evacuación.

**Parque Eólico Raki:** Para este proyecto se construyeron 23 kilómetros de un doble circuito en 185 mm<sup>2</sup> que permiten la evacuación del Parque Raki de (9 MW) y el Parque Huajache (6 MW), ubicados en la región del Bío Bío.

**El Mirador:** Proyecto emplazado en Alto Bío Bío, de 3 MW de potencia instalada.

**Parque Eólico Huajache:** Este proyecto está ubicado junto al Parque Eólico Raki y en su conjunto suman 15 MW de energía renovable, convirtiéndose en el Proyecto Eólico más grande conectado en nuestro sistema de distribución.

**PCH Mulchén:** Para la conexión de esta Central se construyeron cerca de 20 kilómetros de línea de media tensión en 23 kV en 120 mm<sup>2</sup>, que permite la evacuación de los 3 MW instalados.

**Central Panguipulli:** La última conexión del año y que cerró el período 2015 fue esta Central de 0,3 MW instalados que se conectaron al alimentador Panguipulli Pullinque en 23 kV y que junto a la Central Reca abastecen de energía renovable a una de las tantas comunas turísticas situadas en la zona de concesión en que participa el Grupo SAESA.

Gracias al compromiso de los equipos de Concepción, Temuco, Valdivia, Osorno y Puerto Montt sumando a todos los que participan en las distintas etapas de gestión, coordinación y desarrollo es que el Grupo Saesa ha dado solución a los requerimientos de sus clientes con pasión y profesionalismo, aportando al desarrollo de nuevos negocios de generación y contribuyendo a incorporar energía limpia y sustentable al sistema eléctrico del país.

---

## Línea de Tiempo

- 1956:** Frontel inicia actividades de distribución eléctrica como filial de Endesa. Inicialmente sirve a ciudades y pueblos de las provincias de Concepción, Ñuble, Arauco, Bio Bio, Malleco y Cautín.
- 1957:** Endesa transforma a Frontel en una sociedad anónima, quedándose con un 83,7% de participación.
- 1981:** En licitación pública, Compañía de Petróleos de Chile S.A., COPEC, se adjudica la participación accionaria de ENDESA en Frontel.
- 1982:** Sociedad Austral de Electricidad S.A., Saesa, compra a COPEC el 70% de las acciones de Frontel. Esta se convierte en una filial de Saesa, quedando ambas bajo una misma administración.
- 1989:** Frontel comienza a desarrollar actividades de transmisión, con líneas de 66 kV y subestaciones 66/23 kV.
- 1996:** Frontel adquiere el 0,1% de las acciones de Sistema de Transmisión del Sur.
- 1999:** Con una participación de 0,1%, Frontel constituye, junto con la matriz Saesa, la sociedad Saesa Ltda., que adquiere el 99,9% de las acciones de Compañía Eléctrica Osorno S.A., CREO.
- 2000:** Frontel compra a Saesa su 0,1% de participación en CREO y vende a Saesa su participación en Saesa Ltda.
- 2001:** En agosto Inversiones PSEG Chile I Ltda., adquiere el 13,71% de las acciones de Frontel, propiedad de COPEC, así como el 93,88% de las acciones de Saesa.
- 2002:** Se divide PSEG Chile Holding I S.A., en PSEG Chile Holding S.A. I y II, sociedades a las que se transfieren los derechos sociales de Inversiones PSEG Chile II Ltda., pasando a ser matriz indirecta de Saesa II y Frontel.
- La Junta General Extraordinaria de Accionistas de PSEG Chile Holding II S.A., aprueba la fusión por incorporación de Frontel, Saesa II e Inversiones PSEG Chile II Limitada, en PSEG Chile Holding II S.A., y se establecieron los estatutos de la sociedad que pasaría a llamarse Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.
- 2003:** Frontel continúa desarrollando su compromiso con las zonas más apartadas, firmando durante el año 2003 convenios de electrificación rural por un total de MM \$2.900, los que beneficiaron a 1.951 familias.
- 2004:** En el mes de noviembre se dio inicio al Plan Rumbo al Sur, que pretende poner un énfasis especial en los clientes, bajo cuatro pilares fundamentales: Pasión por

el cliente, excelencia operacional, nuevo estilo de trabajo y foco en los resultados.

**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 una inversión en mejoramiento, Frontel eleva sus índices de calidad de servicio, culminando el año con todos los indicadores exigidos por la autoridad dentro de los rangos permitidos.

**2007:** En agosto, Francisco Mualim Tietz asume como Gerente General.

Se cumplen y superan los objetivos fijados para calidad de servicio. Indicadores urbanos y rurales presentan niveles muy por debajo de los máximos permitidos por el organismo regulador.

**2008:** El 24 de julio el consorcio integrado, en partes iguales, por los fondos de inversión Ontario Teachers' Pension Plan y Morgan Stanley Investment Fund, adquirieron la totalidad de la propiedad del Grupo Saesa.

**2009:** Continúa en desarrollo el agresivo plan de inversiones, orientado a proyectos de transmisión, generación, distribución, nuevos negocios, tecnologías de información y otros, invirtiendo durante el año MM \$5.900.

**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.

Frontel supera los 300 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).

**2013:** Se mejoran los índices de calidad de servicio, gracias a los esfuerzos y planes de inversión ejecutados. Se conecta el proyecto Angol- Los Sauces y Picoltué - Mulchén.

**2014:** En el mes de junio y noviembre se realizaron históricas colocaciones de bonos en el mercado local por MUF 2.500 principalmente para inversiones y refinanciamiento de pasivos.

**2015:** Durante el año se han realizado inversiones por MM\$ 11.643.

## Descripción del Sector Eléctrico en Chile

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, a cargo de un Centro de Despacho Económico de Carga (“CDEC”), el cual 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: 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 operados por empresas integradas verticalmente, entre ellas la filial Edelayen, 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 la región XI y XII, respectivamente. El SIC y el SING son los principales sistemas eléctricos del país y en conjunto representan más del 99% de la generación eléctrica de este último.

### 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:** A este grupo pertenecen 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.

El precio al que se realizan estas últimas transacciones se obtiene de licitaciones abiertas, transparentes y no discriminatorias, agregando el peaje por el uso de los sistemas de subtransmisión. Por lo tanto, el precio incorpora componentes de costos de generación, transmisión y de subtransmisión.

El precio obtenido de las licitaciones de suministro al que las generadoras venden energía a las distribuidoras está establecido por contratos de largo plazo entre las partes. Estos contratos comenzaron a entrar en vigencia a partir del 1 de enero del año 2010.

Independiente del mercado final al que abastezca un generador, las transferencias que se hacen entre generadores (excedentario a deficitario) participantes del sistema, se realizan al valor de costo marginal horario de éste. El organismo encargado de realizar estos cálculos es la dirección de Peajes del CDEC- SIC respectivo.

En los Sistemas Medianos como Aysén, Palena y Carrera, cuya operación y explotación está en manos de Edelaysen, existe una serie de condiciones que los diferencia de los anteriores. Como por ejemplo, que son operados por empresas que administran tanto las instalaciones de generación como las de transmisión y distribución (integradas verticalmente), 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.

### **Transmisión y Subtransmisión**

Los sistemas de transmisión se clasifican en tres grupos: Transmisión Troncal, Subtransmisión y Transmisión Adicional, siendo los dos primeros de acceso abierto y con tarifas reguladas.

En el caso de la transmisión adicional, existen instalaciones con acceso abierto e instalaciones que no tienen esta característica, y los cargos por transporte se rigen por contratos privados entre las partes.

La información para definir los peajes es pública en todos los casos. El sistema de cobro de las empresas transmisoras constituye un peaje cargado a las empresas de generación y a los usuarios finales. Este peaje permite a las compañías propietarias de las instalaciones de transmisión recuperar y remunerar sus inversiones en activos de transmisión y recaudar los costos asociados a la operación de dichos activos.

### **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 principios del año 2015, 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 de la Sociedad

Frontel es una empresa cuya principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país, principalmente en sectores rurales en un área comprendida entre las provincias de Concepción, región del Bío Bío, y Cautín, región de la Araucanía.

Participa, además, en el segmento de transmisión y subtransmisión, contando con 116 km de líneas de 110 kV y 205 MVA instalados en subestaciones de regulación de tensión, cuyo mantenimiento y operación están a cargo de STS. Por último, participa en generación para un sistema aislado.

Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro con Endesa, Colbún y Empresa Eléctrica Panguipulli. Sin embargo, en el corto plazo, se incorporarán los últimos actores que se adjudicaron la última licitación de suministro.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) ha impulsado procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC. Es así como producto de uno de los procesos, en diciembre 2014 se adjudicó el 91% de las energías licitadas quedando un 9% sin adjudicar, la cual se considerará en futuras licitaciones.

Producto de la entrada en vigencia de la Ley N° 20.085, el 2015 es el primer año en que los procesos de licitaciones de suministro son gestionados por la CNE. Durante el primer trimestre de 2015, la CNE solicitó a todas las Distribuidoras el envío de las proyecciones de demanda de clientes regulados. Con esa información, más ajustes de la proyección por parte de la Comisión, la CNE emitió un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó 2 procesos de Licitación:

- Proceso 2015/01 (Enero 2021 - Diciembre 2041), cuya adjudicación se realizará en mayo 2016.
- Proceso 2015/02 (Enero 2017 - Diciembre 2036), cuya adjudicación se realizó en octubre 2015, el cual se adjudicó la energía licitada en un 100%.

Cabe mencionar, que la Superintendencia de Electricidad y Combustible, SEC, en su Resolución Exenta N° 2288 (RE 2288), de fecha 26 de agosto de 2011, dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debía ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por la Dirección de Peajes del CDEC - SIC a prorrata de su energía firme y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa quebrada. Sólo en caso de producirse el término anticipado del contrato de suministro por resolución judicial, nacería para la concesionaria la obligación de licitar nuevamente por sus consumos que no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso término anticipadamente.

Las inversiones realizadas por Frontel durante el año 2015 ascienden a MM \$11.643.

Frontel representa un 26,1% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña indirecta).

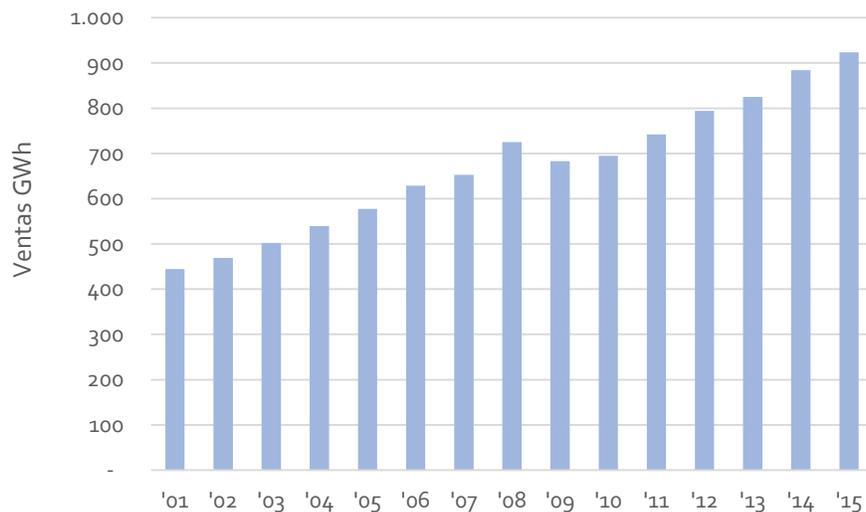
### Transacciones con partes relacionadas

Dentro de las principales transacciones entre empresas 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.

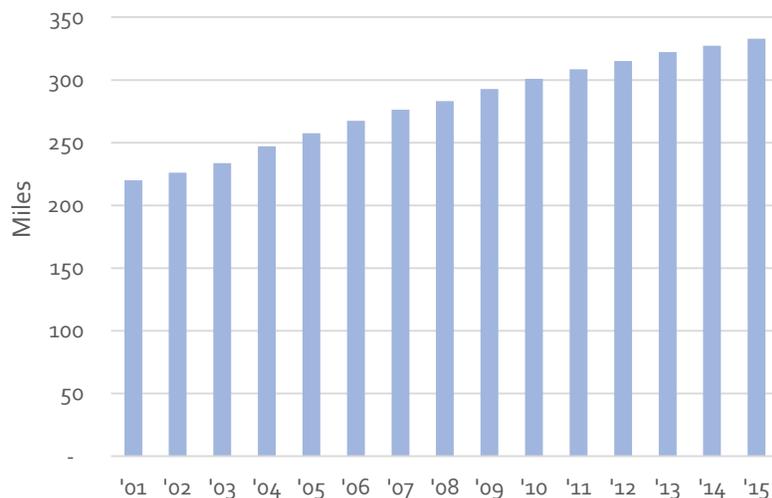
Por otro lado, están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos entre compañías relacionadas que se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado, que se calculan por el periodo que dure

la operación, y tienen límites de monto entre las compañías relacionadas, según lo indicado en los contratos de bonos vigentes.

Las ventas de energía durante 2015 alcanzaron a 924 GWh.



Frontel al cierre del ejercicio atendía a 333 mil clientes, lo que representa un aumento de un 1,7% respecto del año 2014.



### Concesiones

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

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2015, Frontel tiene 122 decretos y 24.529 km<sup>2</sup> de superficie asociadas a su zona de concesión.

### **Proveedores y Clientes principales**

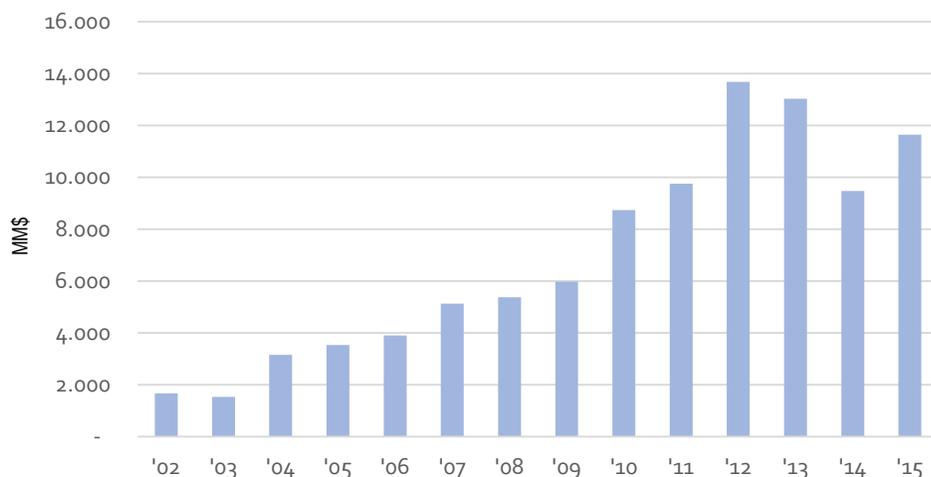
Proveedores y Clientes principales Durante el ejercicio 2014, los proveedores Endesa y Colbún constituyen prácticamente el 100% del suministro distribuido (compras de energía y peaje), cada uno con más del 10% de representatividad en la distribuidora, Frontel. Por otro lado, ningún cliente concentra por sí solo, al menos el 10% total de los ingresos de la empresa.

### **Inversiones**

Frontel realiza un plan quinquenal de inversiones, participando principalmente en Distribución.

El plan 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 Frontel para el próximo periodo bordea los MM\$15.000, 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\$ 11.643.



### 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
Frontel	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores	Locales de las Provincias de Arauco, Concepción, Bío Bío, Ñuble, Cautín y Malleco	116 líneas AT (km) 17.119 Líneas MT (km) 13.488 Líneas BT (km) 321 MVA (MT/BT)

### Calidad de Servicio

Para Frontel, mejorar la calidad y eficiencia en el abastecimiento de electricidad es un objetivo permanente, tanto desde el punto de vista de la atención comercial, como de la calidad del producto. En la actualidad los indicadores de Frontel, tanto urbanos como rurales, presentan niveles muy por debajo de los máximos permitidos por el organismo regulador.

### Inversiones Productivas

La eficiente política de inversiones de Frontel se traduce en una continua expansión de sus instalaciones, para así satisfacer adecuada y oportunamente el crecimiento en su zona de influencia y entregar un servicio cada vez mejor.

Las Instalaciones de Frontel son las siguientes:

	2015
Líneas Alta Tensión (km)	116
Líneas Media Tensión (km)	17.119
Líneas Baja Tensión (km)	13.488
MVA Instalados MT/BT	321

### Sistemas Aislados

Frontel cuenta con un sistema aislado de generación en Santa María, con ventas de energía a diciembre de 2015 de 708 MWh y 560 clientes.

## 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 y sus filiales 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.

En general, hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica, los cuales, dentro del 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 requieran.

#### b) Fijación de tarifas de 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.

#### c) Fijación de tarifas de distribución

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 rige 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 filial Edelayen, 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 rigen desde noviembre 2014 a octubre 2018. Esta fijación implicó una baja en las tarifas de un 6% 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 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.

#### d) Fijación de tarifas de subtransmisión

De acuerdo a la legislación vigente corresponde determinar cada cuatro años el valor anual de los sistemas de subtransmisión, con dos años de diferencia respecto del cálculo del VAD.

Un nuevo proceso tarifario comenzó durante el 2009 (fija las tarifas para el período 2011-2014) y culminó con la publicación del respectivo Decreto Supremo N° 14, el 9 de abril de 2013. Con ello, se aplicaron de manera retroactiva (desde el 1° de enero del 2011) los recargos fijados. Con posterioridad a la publicación del decreto tarifario de Subtransmisión, la CNE elaboró los respectivos Informes Técnicos que permitieron traspasar los nuevos recargos a las tarifas de clientes regulados para todo el período de aplicación (desde enero de 2011 en adelante). Asimismo, la Dirección de Peajes del CDEC-SIC inició los cálculos y envió los cuadros de pagos para reliquidar desde enero de 2014 en adelante, el pago por el uso de subtransmisión de parte de los retiros (distribuidoras) e inyecciones (generadoras) con los niveles tarifarios establecidos en el DS N° 14. Según o indicado en la Nota N° 3, Marco Regulatorio, la aplicación del DS 14, decreto que estaba vigente hasta 2014, se extendió para todo el 2015.

Mediante Resolución Exenta N°754 de noviembre de 2013 la CNE envió las bases preliminares para el nuevo Estudio de Subtransmisión (período 2015-2018), el que fue observado por las Empresas, y usuarios interesados. Conforme a la Reglamentación vigente en función de las respuestas de la Autoridad, las empresas recurrieron al Honorable Panel de Experto para dirimir las diferencias que se mantuvieron. En virtud de los Dictámenes publicados por el Panel en febrero de 2014, la CNE publicó las bases definitivas mediante RE N°93 del 24 de marzo de 2014 a partir de las cuales las empresas subtransmisoras licitaron el Estudio que se inició con fecha 24 de abril y cuyos informes finales se entregaron a la CNE a principios de diciembre de 2014. Luego de varios procesos de revisión, la CNE no ha comunicado el Informe Técnico preliminar sobre el cual las empresas propietarias, además de los usuarios e instituciones interesados puedan presentar discrepancias ante el Panel de Expertos, salvo unos documentos de trabajo previos.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de Subtransmisión son monitoreados continuamente, en función de los cambios que la Autoridad introduzca con ocasión de cada nuevo proceso tarifario, con el objeto de proteger los activos de la Sociedad y rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la Reglamentación vigente, esto es, en el Honorable Panel de Expertos o Contraloría General de la República, según sea el caso.

#### e) Contratos de suministro

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben contar, mediante llamados de licitación pública, con contratos de suministro de energía que permitan abastecer a sus clientes regulados para, a lo menos, los próximos cinco años.

Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro con Endesa, Colbún y Empresa Eléctrica Panguipulli. Sin embargo, en el corto plazo, se incorporarán los últimos actores que se adjudicaron las últimas licitaciones de suministro realizados durante el año 2014 y 2015, estos son, la Licitación de Suministro SIC 2013/03 segundo llamado y la Licitación de Suministro 2015/02, respectivamente.

Cabe mencionar que la quiebra de un suministrador no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados, debido a que la SEC en su Resolución Exenta N° 2288 (RE2288), de fecha 26 de agosto de 2011, dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debía ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por la Dirección de Peajes del CDEC - SIC a prorrata de su energía firme y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa quebrada. Sólo en caso de producirse el término anticipado del contrato de suministro por resolución judicial, nacería para la concesionaria la obligación de licitar nuevamente por sus consumos que no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso término anticipadamente.

Por otro lado, a la luz de los futuros requerimientos de nuevos suministros regulados, la misma quiebra de una empresa generadora en 2011 (Campanario), los crecimientos reales versus los proyectados y el próximo término de los primeros contratos de suministro licitados, la CNE ha impulsado procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras.

Producto de la entrada en vigencia de la Ley N°20.085, el 2015 es el primer año en que los procesos de licitaciones de suministro son gestionados por la CNE. Así, durante el primer trimestre de 2015, la CNE solicitó a todas las Distribuidoras el envío de las proyecciones de demanda de clientes regulados. Con esa información, más ajustes de la proyección por parte de la Comisión, ella emitió un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó los siguientes 2 procesos de Licitación:

- Proceso 2015/01 (Enero 2021- Diciembre 2041), cuya adjudicación se realizará en mayo 2016.

- Proceso 2015/02 (Enero 2017 - Diciembre 2036), cuya adjudicación se realizó en octubre 2015, por el 100% de la energía licitada.

Los últimos resultados de las licitaciones de suministros para el abastecimiento de las empresas distribuidoras han permitido viabilizar el desarrollo de nuevos proyectos destinados al suministro de éstas, incluyendo el desarrollo de proyectos de energía renovable, permiten disponer de energía para cubrir los requerimientos futuros de los clientes sometidos a regulación de precio de las distribuidoras.

#### **f) Abastecimiento de energía**

La seguridad de abastecimiento de energía para todo el SIC se podría ver afectada en años futuros, si se presentaran fallas prolongadas en centrales térmicas y/o problemas con el suministro de gas y/o problemas de sequía o limitaciones en la transmisión de energía.

Sin embargo, estos riesgos se ven aminorados debido a que:

- Las Leyes Cortas mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.
- Las acciones que actualmente se encuentra desarrollando el regulador, tendientes por un lado a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento de gas argentino y por otro al reconocer que un año muy seco podría generar situaciones que pueden ser complicadas y que requieren de una revisión oportuna de la forma en que se puedan resolver la disponibilidad y los recursos de energía necesarios, dado por el nivel actual de los embalses y las líneas de transmisión. Se reconoce que el problema no es de falta de energía, porque hay muchas turbinas diesel disponibles, pero sí existe preocupación por costos debido al precio que pueda alcanzar el petróleo.

Aun así, la Sociedad realiza estimaciones antes un escenario de déficit de suministro, para planificar posibles acciones (acuerdos entre distribuidoras, informe a generadoras y autorización de la CNE) en búsqueda del traspaso de excedentes disponibles en distribuidoras con superávit de suministro, o bien, incorporar nuevos requerimientos a los próximos procesos de licitación.

#### **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. 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 y del cuales a la fecha aún no todos han sido publicados. 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 mínimo para la prestación de los servicios tarifados y no necesariamente ajustado a lo existente.

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**

La exposición a cambios de variables de mercado, como tasas de interés y tipo de cambio, se encuentra acotada. Por una parte, el 100% de la deuda financiera está estructurada a largo plazo mediante bonos, y se encuentra denominada en UF, consistente con el perfil de flujos de la Sociedad y sus filiales.

En la actualidad el 100% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija.

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.

## 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 2015 asciende a M\$ 11.814.672.

### Dividendos

Los dividendos pagados por la Sociedad en los últimos 3 años son los siguientes:

Dividendo	Fecha de pago	\$ por acción moneda histórica	Imputado ejercicio
Final N° 5	29-5-13	0,00061048	2012
Final N° 6	29-5-13	0,00099875	2012
Final N° 7	28-5-14	0,00120693	2013
Final N° 7	27-5-15	0,00042574	2014
Final N° 8	27-5-15	0,00084823	2014

### Distribución de Utilidades

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución de un dividendo final N°9 de \$ 0,0023729877, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31.12.15. Este dividendo representa un 100% de la utilidad distribuible.

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

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo final N° 11 de \$ 63,2734182878 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31.12.15. Este dividendo representa un 30 % de la utilidad.

### Capital Social

El capital suscrito y pagado de la Sociedad al 31 de diciembre de 2015 ascendía a M\$ 133.737.399 distribuido en 7.456.959.350.043 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 2015 sería la siguiente:

	M\$
Capital emitido	133.737.399
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.358.398
Otras reservas	12.479.458
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>147.575.255</b>

## Remuneración del Directorio y ejecutivos principales

### Directorio

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

Los saldos pendientes por pagar entre la Sociedad y los Directores por concepto de remuneraciones de Directores, son los siguientes:

MM\$	Año 2015	Año 2014
Jorge Lesser G.	1.912	-
Iván Díaz M.	1.912	-
<b>Total</b>	<b>3.824</b>	<b>-</b>

No hay saldos pendientes por cobrar y pagar a los Directores por otros conceptos.

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 83 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, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Christopher Powell y Dale Burgess 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:

	Año 2015	Año 2014
Jorge Lesser G.	26.933	23.813
Iván Díaz M.	26.933	23.813
<b>Total</b>	<b>53.866</b>	<b>47.626</b>

En 2015 no existen gastos en asesorías ni otros servicios relevantes contratados por el Directorio, o incentivos, tales como bonos, compensaciones en acciones, opciones de acciones u otros.

Los Directores no poseen porcentajes de participación en la propiedad de la Sociedad.

### Ejecutivos principales

La Sociedad cuenta actualmente con tres ejecutivos como empleados directos. La remuneración de estos ejecutivos con cargo a resultados asciende a MM\$ 156.068 al 31 de diciembre de 2015 y dos ejecutivos al 31 de diciembre de 2014 de MM\$ 112.932.

Se adjunta detalle:

MM\$	Año 2015	Año 2014
Remuneraciones Fijas	156	113
Incentivos variables	64	39
<b>Totales</b>	<b>220</b>	<b>152</b>

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.

En el año 2015 y 2014 no se registraron indemnizaciones por años de servicio percibidas por gerentes y principales ejecutivos de la Sociedad.

### Dotación de personal

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

	Año 2014
Gerentes y ejecutivos principales	4
Profesionales y técnicos	245
Administrativos y electricistas	108
<b>Total</b>	<b>357</b>

## Información Financiera

### Políticas de Inversión y Financiamiento

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

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

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

### Política de Dividendos

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

### Propiedades y Seguros

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

## Hechos Relevantes

Durante el año 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 la Frontera S.A. - Frontel S.A.**
**Estados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre 2015 y 2014)**

	31-dic-15	31-dic-14
<b>M\$</b>		
<b>ACTIVOS</b>		
Activos Corrientes	46.279.776	44.694.373
Activos No Corrientes	214.512.289	211.742.330
<b>Total Activos</b>	<b>260.792.065</b>	<b>256.436.703</b>

	31-dic-15	31-dic-14
<b>M\$</b>		
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>		
Pasivos Corrientes	35.331.764	34.930.234
Pasivos No Corrientes	69.614.776	66.285.569
<b>Total Pasivos</b>	<b>104.946.540</b>	<b>101.215.803</b>
<b>Total Patrimonio Neto</b>	<b>155.845.525</b>	<b>155.220.900</b>
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>260.792.065</b>	<b>256.436.703</b>

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

	31-dic-15	31-dic-14
<b>M\$</b>		
Margen Bruto	52.149.400	41.766.683
<b>Ganancia Antes de Impuesto</b>	<b>14.754.890</b>	<b>6.902.175</b>
Impuesto a las Ganancias	-2.940.218	-576.925
<b>Ganancia</b>	<b>11.814.672</b>	<b>6.325.250</b>

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

	31-dic-15	31-dic-14
<b>M\$</b>		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	19.581.100	16.843.806
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	-12.487.735	-10.729.590
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	-13.649.712	2.485.694
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	21.452	-3.676
<b>Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo</b>	<b>-6.534.895</b>	<b>8.596.234</b>
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	17.899.767	9.303.533
<b>Efectivo y Equivalente al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial</b>	<b>11.364.872</b>	<b>17.899.767</b>

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

	31-dic-15	31-dic-14
<b>M\$</b>		
Saldo Inicial Reexpresado	155.220.900	157.453.915
Cambios en Patrimonio	624.625	-2.233.015
<b>Saldo Final Período Actual</b>	<b>155.845.525</b>	<b>155.220.900</b>

## Estados Financieros

## **Estados Financieros**

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

**EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA  
S.A.**

**En miles de pesos – M\$**

## INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los señores Accionistas y Directores de  
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Empresa Eléctrica de la Frontera 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 con 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 la Frontera 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.

*Deloitte.*

Marzo 30, 2016  
Concepción, Chile



René González L.  
12.380.681-6

**EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA 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\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	4	11.364.872	17.899.767
Otros Activos no Financieros Corrientes		170.722	151.786
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	5	27.995.701	21.780.568
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	6	106.596	85.384
Inventarios Corrientes	7	4.994.316	4.387.313
Activos por Impuestos Corrientes, Corriente	8	1.647.569	389.555
<b>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</b>		<b>46.279.776</b>	<b>44.694.373</b>
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>		<b>46.279.776</b>	<b>44.694.373</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>			
Cuentas Comerciales por Cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	5	3.418.126	3.841.611
Inversiones Contabilizadas utilizando el Método de la Participación	29	141.915	129.742
Activos Intangibles distinto de la Plusvalía	9	7.425.684	5.876.486
Plusvalía	10	57.029.460	57.029.460
Propiedades, Planta y Equipo	11	145.300.749	143.892.937
Activos por Impuestos Diferidos	12	1.196.355	972.094
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>214.512.289</b>	<b>211.742.330</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>		<b>260.792.065</b>	<b>256.436.703</b>

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

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>			
Otros Pasivos Financieros Corrientes	13	324.105	266.645
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	15	16.169.672	14.886.685
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	6	4.397.798	5.692.020
Otras Provisiones Corrientes	16	612.787	138.262
Pasivos por Impuestos Corrientes, Corrientes	8	2.641.553	910.875
Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	16	1.814.910	1.769.202
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	17	9.370.939	11.266.545
<b>Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta</b>		<b>35.331.764</b>	<b>34.930.234</b>
<b>TOTAL PASIVOS CORRIENTES</b>		<b>35.331.764</b>	<b>34.930.234</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>			
Otros Pasivos Financieros No Corrientes	13	63.817.292	61.343.942
Pasivos por Impuestos Diferidos	12	3.029.388	2.684.251
Otros Pasivos no Financieros No Corrientes	17	330.251	13.345
Provisiones No Corrientes por Beneficios a los Empleados	16	2.437.845	2.244.031
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>69.614.776</b>	<b>66.285.569</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>		<b>104.946.540</b>	<b>101.215.803</b>
<b>PATRIMONIO</b>			
<b>Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora</b>			
Capital Emitido	18	133.737.399	133.737.399
Ganancias acumuladas	18	9.628.668	8.960.822
Otras Reservas	18	12.479.458	12.522.679
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>		<b>155.845.525</b>	<b>155.220.900</b>
Participaciones no controladoras			
<b>TOTAL PATRIMONIO</b>		<b>155.845.525</b>	<b>155.220.900</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>		<b>260.792.065</b>	<b>256.436.703</b>

**EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA 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 M\$	01/01/2014 al 31/12/2014 M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	19	115.725.327	88.581.296
Otros ingresos	19	10.529.852	12.035.244
Materias Primas y Consumibles Utilizados	20	(74.105.779)	(58.849.857)
Gastos por Beneficios a los Empleados	21	(10.416.052)	(9.714.956)
Gasto por Depreciación y Amortización	22	(7.385.709)	(6.248.140)
Otros Gastos, por Naturaleza	23	(15.834.348)	(15.530.797)
Otras Ganancias (Pérdidas)		86.169	(50.174)
Ingresos Financieros	24	589.862	685.842
Costos Financieros	24	(1.977.710)	(1.828.694)
Participación en las Ganancias (Pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	29	16.818	17.818
Diferencias de Cambio	24	21.451	(3.754)
Resultados por Unidades de Reajuste	24	(2.494.991)	(2.191.653)
<b>Ganancia Antes de Impuesto</b>		<b>14.754.890</b>	<b>6.902.175</b>
Gasto por Impuestos, operaciones continuadas	12	(2.940.218)	(576.925)
<b>Ganancia Procedente de Operaciones Continuadas</b>		<b>11.814.672</b>	<b>6.325.250</b>
Ganancia Procedente de Operaciones Discontinuadas			
<b>Ganancia</b>		<b>11.814.672</b>	<b>6.325.250</b>
<b>Ganancia, atribuible a</b>			
Los Propietarios de la Controladora	18	11.814.672	6.325.250
Participaciones No Controladoras			
<b>Ganancia</b>		<b>11.814.672</b>	<b>6.325.250</b>

**EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.**  
**Estados de Otros Resultados Integrales**  
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014.  
 (En miles de pesos - M\$)

Estado del Resultado Integral	NOTA	01/01/2015 al 31/12/2015 M\$	01/01/2014 al 31/12/2014 M\$
<b>Ganancia</b>		<b>11.814.672</b>	<b>6.325.250</b>
<b>Otro resultado integral</b>			
<b>Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos</b>			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos	16	(61.424)	(60.451)
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		(41)	(50)
<b>Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos</b>		<b>(61.465)</b>	<b>(60.501)</b>
<b>Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos</b>			
<b>Diferencias de cambio por conversión</b>			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	18	2.083	1.273
<b>Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencias de cambio por conversión</b>		<b>2.083</b>	<b>1.273</b>
<b>Coberturas del flujo de efectivo</b>			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		-	-
<b>Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo</b>		<b>-</b>	<b>-</b>
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos		(424)	-
<b>Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos</b>		<b>1.659</b>	<b>1.273</b>
<b>Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos</b>		<b>(59.806)</b>	<b>(59.228)</b>
<b>Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período</b>			
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	12	16.585	16.321
<b>Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período</b>		<b>16.585</b>	<b>16.321</b>
<b>Otro Resultado Integral</b>		<b>(43.221)</b>	<b>(42.907)</b>
<b>Resultado Integral Total</b>		<b>11.771.451</b>	<b>6.282.343</b>
<b>Resultado integral atribuible a</b>			
Los propietarios de la Controladora		11.771.451	6.282.343
Participaciones No Controladoras		-	-
<b>Resultado Integral Total</b>		<b>11.771.451</b>	<b>6.282.343</b>

**EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA 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\$	Cambio en otras reservas								Otras reservas M\$	Otras reservas M\$	Reservas de ganancias y pérdidas en nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta M\$	Reservas de ganancias o pérdidas actuales en planes de beneficios definidos M\$	Reservas por diferencias de cambio en conversiones M\$	Superavit de Revaluación M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Ganancias acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$	
<b>Saldo Inicial al 01/01/2015</b>	133.737.399	-	-	-	667	-	(66.458)	-	12.588.470	12.522.679	8.960.822	155.220.900	-	155.220.900								
<b>Ajustes de Periodos Anteriores</b>																						
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Saldo Inicial Reexpresado</b>	133.737.399	-	-	-	667	-	(66.458)	-	12.588.470	12.522.679	8.960.822	155.220.900	-	155.220.900								
<b>Cambios en patrimonio</b>																						
Resultado Integral																						
Ganancia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.814.672	11.814.672	-	11.814.672							
Otro resultado integral	-	-	-	-	2.083	(424)	(44.880)	-	-	(43.221)	-	(43.221)	-	(43.221)								
Resultado Integral	-	-	-	-	2.083	(424)	(44.880)	-	-	(43.221)	-	11.771.451	11.771.451	-	11.771.451							
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(11.146.826)	(11.146.826)	-	(11.146.826)							
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-								
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-								
Otro incremento (decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-								
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	2.083	(424)	(44.880)	-	-	(43.221)	667.846	624.625	624.625	624.625								
<b>Saldo Final al 31/12/2015</b>	133.737.399	-	-	-	2.750	(424)	(111.338)	-	12.588.470	12.479.458	9.628.668	155.845.525	-	155.845.525								

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Cambio en otras reservas								Otras reservas M\$	Otras reservas M\$	Reservas de ganancias y pérdidas en nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta M\$	Reservas de ganancias o pérdidas actuales en planes de beneficios definidos M\$	Reservas por diferencias de cambio en conversiones M\$	Superavit de Revaluación M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Ganancias acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$	
<b>Saldo Inicial al 01/01/2014</b>	133.737.399	-	-	-	(606)	-	(22.278)	-	12.588.470	12.565.586	11.150.930	157.453.915	-	157.453.915								
<b>Ajustes de Periodos Anteriores</b>																						
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Saldo Inicial Reexpresado</b>	133.737.399	-	-	-	(606)	-	(22.278)	-	12.588.470	12.565.586	11.150.930	157.453.915	-	157.453.915								
<b>Cambios en patrimonio</b>																						
Resultado Integral																						
Ganancia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.325.250	6.325.250	-	6.325.250								
Otro resultado integral	-	-	-	-	1.273	-	(44.180)	-	-	(42.907)	-	(42.907)	-	(42.907)								
Resultado Integral	-	-	-	-	1.273	-	(44.180)	-	-	(42.907)	-	6.282.343	6.282.343	-	6.282.343							
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(8.175.708)	(8.175.708)	-	(8.175.708)							
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-								
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(339.650)	(339.650)	-	(339.650)							
Otro incremento (decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-								
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	1.273	-	(44.180)	-	-	(42.907)	(2.190.108)	(2.233.015)	-	(2.233.015)								
<b>Saldo Final al 31/12/2014</b>	133.737.399	-	-	-	667	-	(66.458)	-	12.588.470	12.522.679	8.960.822	155.220.900	-	155.220.900								

**EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.**  
**Estados de Flujos 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 método directo	NOTA	01/01/2015 al 31/12/2015 M\$	01/01/2014 al 31/12/2014 M\$
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>			
<b>Clases de cobros por actividades de operación</b>		<b>141.146.293</b>	<b>132.601.732</b>
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		140.978.209	132.455.933
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		112.435	87.910
Otros cobros por actividades de operación		55.649	57.889
<b>Clases de pagos</b>		<b>(120.357.709)</b>	<b>(115.160.480)</b>
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(108.260.036)	(102.054.419)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(7.842.176)	(9.045.205)
Otros pagos por actividades de operación		(4.255.497)	(4.060.856)
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(1.207.482)	(597.446)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(2)	-
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>		<b>19.581.100</b>	<b>16.843.806</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>			
Préstamos a entidades relacionadas		-	(168.669)
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(13.081.082)	(11.346.810)
Cobros a entidades relacionadas		-	100.000
Dividendos recibidos, clasificados como actividades de inversión		6.407	3.450
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		586.940	682.439
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>		<b>(12.487.735)</b>	<b>(10.729.590)</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>			
Importes procedentes de préstamos, clasificados como actividades de financiación		<b>6.765</b>	<b>60.654.714</b>
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		-	60.654.714
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		6.765	-
Préstamos de entidades relacionadas		4.113.646	25.159.452
Reembolsos de préstamos, clasificados como actividades de financiación		(6.765)	(17.542.990)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(6.892.559)	(55.820.495)
Importes procedentes de subvenciones del gobierno, clasificados como actividades de financiación		823.310	1.039.535
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación		(9.498.176)	(8.998.193)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación		(2.195.933)	(2.006.329)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>		<b>(13.649.712)</b>	<b>2.485.694</b>
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(6.556.347)	8.599.910
<b>Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo</b>		<b>21.452</b>	<b>(3.676)</b>
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		21.452	(3.676)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		<b>(6.534.895)</b>	<b>8.596.234</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del año		17.899.767	9.303.533
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año</b>	<b>4</b>	<b>11.364.872</b>	<b>17.899.767</b>

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

ÍNDICE

1.	Información General y Descripción del Negocio.....	10
2.	Resumen de 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.	Combinación de negocios .....	17
2.7.	Moneda funcional.....	17
2.8.	Bases de conversión .....	17
2.9.	Compensación de saldos y transacciones .....	17
2.10.	Propiedades, planta y equipo.....	17
2.11.	Activos intangibles.....	19
2.11.1.	Plusvalía comprada .....	19
2.11.2.	Servidumbres.....	19
2.11.3.	Programas informáticos.....	19
2.11.4.	Costos de investigación y desarrollo .....	19
2.12.	Deterioro de los activos .....	19
2.13.	Instrumentos financieros .....	20
2.13.1.	Activos financieros no derivados .....	21
2.13.2.	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes .....	21
2.13.3.	Pasivos financieros no derivados .....	21
2.13.4.	Derivados y operaciones de cobertura .....	21
2.13.5.	Instrumentos de patrimonio .....	22
2.14.	Participación en asociadas contabilizadas utilizando el método de la participación.....	23
2.15.	Inventarios.....	23
2.16.	Otros pasivos no financieros .....	23
2.16.1.	Ingresos diferidos .....	23
2.16.2.	Subvenciones estatales.....	23
2.16.3.	Obras en construcción para terceros.....	24
2.17.	Provisiones.....	24
2.18.	Beneficios a los empleados.....	24
2.19.	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	24
2.20.	Impuesto a las ganancias.....	25
2.21.	Reconocimiento de ingresos y gastos.....	26
2.22.	Dividendos.....	26
2.23.	Estado de flujos de efectivo.....	26
3.	Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico .....	27
3.1.	Generación eléctrica.....	27
3.2.	Transmisión y subtransmisión .....	28
3.3.	Distribución.....	28
3.4.	Marco regulatorio .....	30
3.4.1.	Aspectos generales .....	30
3.4.2.	Ley Corta I.....	30
3.4.3.	Ley Corta II .....	30
3.4.4.	Ley Tokman.....	30
3.4.5.	Ley ERNC.....	31
3.4.6.	Ley que crea el Ministerio de Energía .....	31
3.4.7.	Ley Net Metering .....	31
3.4.8.	Ley de Concesiones .....	31
3.4.9.	Ley de Licitación de ERNC.....	31
3.4.10.	Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos .....	31
3.4.11.	Modificaciones al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad para clientes regulados, y a la LGS.....	31
3.4.12.	Modificación Estructura Ministerio de Energía.....	31
3.4.13.	Otras modificaciones en curso.....	32

3.4.14.	Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores .....	32
4	Efectivo y Equivalentes al Efectivo .....	34
5	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar .....	34
6	Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas.....	38
6.1	Accionistas .....	38
6.2	Saldos y transacciones con empresas relacionadas .....	38
6.3	Directorio y personal clave de la gerencia.....	39
7	Inventarios.....	41
8	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes .....	42
9	Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía.....	42
10	Plusvalía Comprada .....	43
11	Propiedades, Planta y Equipo .....	44
12	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos.....	45
12.1	Impuesto a la renta.....	45
12.2	Impuesto diferido.....	46
13	Otros Pasivos Financieros.....	47
14	Política de Gestión de Riesgos .....	50
14.1	Riesgo de negocio.....	50
14.1.1	Riesgo Regulatorio .....	50
14.2	Riesgo financiero.....	53
14.2.1	Tipo de cambio .....	53
14.2.2	Variación UF.....	53
14.2.3	Tasa de interés .....	54
14.2.4	Riesgo de liquidez .....	54
14.2.5	Riesgo de Crédito .....	54
14.2.6	Instrumentos financieros por categoría.....	55
14.2.7	Valor Justo de instrumentos financieros.....	56
15	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar .....	57
16	Provisiones.....	58
16.1	Provisiones corrientes por beneficios a los empleados.....	58
16.2	Otras provisiones .....	59
16.3	Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados.....	59
16.4	Juicios y multas.....	61
16.4.1	Juicios.....	61
16.4.2	Multas .....	62
17.	Otros Pasivos no Financieros.....	62
18.	Patrimonio .....	62
18.1	Patrimonio neto de la Sociedad.....	62
18.1.1	Capital suscrito y pagado .....	62
18.1.2	Dividendos.....	62
18.1.3	Reservas por diferencias de conversión.....	63
18.1.4	Otras reservas .....	63
18.1.5	Ganancias Acumuladas.....	64
18.2	Gestión de capital.....	65
18.3	Restricciones a la disposición de fondos.....	65
19.	Ingresos.....	66
20.	Consumo de Materias Primas y Consumibles Utilizados .....	66
21.	Gastos por Beneficios a los Empleados.....	66
22.	Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro .....	67
23.	Otros Gastos por Naturaleza.....	67
24.	Resultado Financiero .....	67
25.	Información por Segmento .....	68
26.	Medio Ambiente .....	68
27.	Garantías Comprometidas con Terceros.....	68
28.	Cauciones Obtenidas de Terceros.....	69
29.	Sociedades Asociadas .....	69
30.	Información Adicional Sobre Deuda Financiera .....	69
31.	Moneda Extranjera .....	70
32.	Hechos Posteriores .....	71

## **EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA 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**

Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Ex- Inversiones Los Lagos III S.A), en adelante la “Sociedad” o “Frontel”, se constituyó bajo el nombre Inversiones Los Lagos III Ltda. (Los Lagos III), producto de la división de Inversiones Los Lagos Limitada en cuatro sociedades, una de las cuales subsistió con el mismo nombre y tres nuevas sociedades, que se denominaron Inversiones Los Lagos II Limitada (“Los Lagos II”), Inversiones Los Lagos III Limitada (“Los Lagos III”) e Inversiones Los Lagos IV Limitada (“Los Lagos IV”). A Los Lagos III se le asignaron las acciones que mantenían Inversiones Los Lagos Ltda. En Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (en adelante, “Antigua Frontel”).

El 15 de diciembre de 2009 los Socios modificaron “Los Lagos III” transformándola en sociedad anónima cerrada y con un giro más amplio de modo de poder realizar las mismas actividades que “Antigua Frontel”, entre otras, Distribución de energía eléctrica.

Mediante escritura pública de fecha 31 de mayo de 2011 y de conformidad con lo acordado en la Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 30 de marzo de 2011 se produjo la fusión por absorción de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., RUT: 96.986.780-k (Antigua Frontel), en Los Lagos III, adquiriendo esta última, como continuadora legal todos los activos y pasivos de “Antigua Frontel”, sucediéndola en todos sus derechos y obligaciones. Inversiones Los Lagos III S.A., pasó a denominarse, partir de la fecha de materialización de la fusión, Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. está inscrita en el Registro de Valores con el número 1073 y está sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros.

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

Frontel es una empresa cuya principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país, en un área comprendida entre las provincias de Concepción, Región del Bío Bío, y Cautín, Región de la Araucanía.

## 2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas

### 2.1. Principios contables

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

Los Estados Financieros de la Sociedad 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 del 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 NIIFo Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
<p>NIC 19, Beneficios a los empleados – Planes de beneficio definido: Contribuciones de Empleados</p> <p>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.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014</p>
<p>Mejoras Anuales Ciclo 2010 – 2012 mejoras a seis NIIF</p> <p>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)'.</p> <p>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</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014</p>

Enmiendas a NIIF o Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
<p>Mejoras Anuales Ciclo 2011 – 2013 mejoras a cuatro NIIF</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>NIIF 13 Mediciones de Valor Razonable - Alcance de la excepción de cartera (párrafo 52)</p> <p>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.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014</p>

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

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva aún no vigente:

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

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
<p>NIIF 9, Instrumentos Financieros</p> <p>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.</p> <p>El 19 de noviembre de 2013, el IASB emitió una enmienda a NIIF 9 "Instrumentos Financieros" incorporando un nuevo modelo de contabilidad de cobertura.</p> <p>La versión final emitida el 2014 reemplaza la NIC39 "Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición". La Norma contiene requisito en las siguientes áreas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 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.</li> <li>- Deterioro: Introduce un modelo de "pérdida de crédito esperada" para la medición del deterioro de los activos financieros.</li> <li>- 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.</li> <li>- 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".</li> </ul>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018</p>
<p>NIIF 14, Diferimiento de Cuentas Regulatorias</p> <p>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.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
<p><b>NIIF 15, Ingresos procedentes de contratos con clientes</b></p> <p>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.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018</p>
<p><b>NIIF 16, Arrendamientos</b></p> <p>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.</p>	<p>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"</p>

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
<p><b>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.</b></p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
<p><b>Contabilización de las adquisiciones de participaciones en operaciones conjuntas (Modificaciones a la NIIF 11)</b></p> <p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Aplicar todas las combinaciones de negocios que representan los principios de la NIIF 3 y otras NIIF</li> <li>- Revelar la información requerida por la NIIF 3 y otras NIIF para las combinaciones de negocios</li> </ul>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
<p><b>Agricultura: Plantas "para producir frutos" (Modificaciones a la NIC 16 y la NIC 41)</b></p> <p>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.</p> <p>La definición de "plantas para producir frutos" 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.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
<p><b>Enmienda a NIC 27: Método de la participación en los estados financieros separados</b></p> <p>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.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
<p>Venta o aportación de activos entre un Inversor y su asociada o negocio conjunto (Modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28)</p> <p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 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)</li> <li>- 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.</li> </ul> <p>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.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016, en forma prospectiva</p>
<p>Iniciativa de Revelación (enmiendas a NIC 1)</p> <p>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.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
<p>Aplicación de la excepción de Consolidación (enmiendas a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28) Entidades de Inversión.</p> <p>Para abordar los problemas que han surgido en el contexto de la aplicación de la excepción de consolidación de entidades de inversión.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
<p>Mejoras Anuales Ciclo 2012 – 2014 mejoras a cuatro NIIF</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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</p> <p>NIC 34 Información Financiera Intermedia - Aclara el significado de "en otro lugar del informe intermedio" y requiere una referencia cruzada.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
<p>Enmiendas a NIC 12: Reconocimiento de activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 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 espera recuperar el valor libros del instrumento de deuda mediante su venta o su uso.</li> <li>- El valor libros de un activo no limita la estimación de las probables ganancias tributarias futuras.</li> <li>- Las estimaciones de utilidades tributarias futuras excluye las deducciones tributarias resultantes del reverso de diferencias temporarias deducibles.</li> <li>- 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.</li> </ul>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017</p>

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
<p>Enmiendas a NIC 7: Iniciativa de Revelación.</p> <p>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.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017</p>

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 período de reporte. La Administración de la Sociedad, necesariamente efectuará juicios y estimaciones que tienen 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 a base de 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 de 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 del convenio colectivo suscrito 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, e incluyen entre otras las hipótesis demográficas, la tasa de descuento y 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 ejercicio, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al cierre del período. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación. La Sociedad también considera 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 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 lo siguiente:

- 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 del 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 adoptada 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\$339.650, que de acuerdo a NIIF debería ser presentado con cargo a resultados del año 2014.

## 2.6 Combinación de negocios

Para contabilizar las operaciones de la Sociedad relacionadas con combinación de negocios, se ha utilizado el siguiente principio:

- En la fecha de adquisición, los activos, pasivos y pasivos contingentes de la sociedad filial, de haberla, son registrados a valor de mercado. En el caso de que exista una diferencia positiva entre el costo de adquisición y el valor razonable de los activos y pasivos de la sociedad adquirida, incluyendo pasivos contingentes, correspondientes a la participación de la matriz, esta diferencia es registrada como menor valor o plusvalía comprada (goodwill). En el caso de que la diferencia sea negativa, ésta se registra con abono a resultados.

## 2.7 Moneda funcional

La moneda funcional de 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 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 incluyen en utilidades o pérdidas netas dentro de las otras partidas financieras.

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno.

## 2.8 Bases de conversión

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

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

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

	31/12/2015 \$	31/12/2014 \$
Dólar estadounidense	710,16	606,75
Unidad de Fomento	25.629,09	24.627,10

## 2.9 Compensación de saldos y transacciones

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

## 2.10 Propiedades, planta y equipo

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

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

- Los costos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo, instalaciones de distribución o transmisión. 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. El monto activado y la tasa de capitalización es la siguiente (ver nota 24):

Costos por préstamos capitalizados	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados	56.651	169.225
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización	2,91%	2,95%

- Costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$871.375 por el año terminado al 31 de diciembre de 2015 y de M\$748.230 por el año terminado al 31 de diciembre de 2014 (ver nota 21).
- 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 mantenimientos que no cumplan con lo mencionado anteriormente se cargan en el resultado del período 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
<b>Edificio</b>	40-80
<b>Plantas y equipos :</b>	
Lineas y redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	20-40
Subestaciones	20-60
<b>Equipo de tecnología de la información :</b>	
Computación	5
<b>Instalaciones fijas y accesorios :</b>	
Muebles y equipos de Oficina	10
Vehículos	7
<b>Otros equipos y herramientas :</b>	10

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

## 2.11 Activos intangibles

### 2.11.1 Plusvalía comprada

La plusvalía comprada representa la diferencia entre el costo de adquisición y el valor justo de los activos adquiridos identificables, pasivos y pasivos contingentes de la entidad adquirida. La plusvalía comprada es inicialmente medida al costo y posteriormente medida al costo menos cualquier pérdida por deterioro, en caso de existir.

### 2.11.2 Servidumbres

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

### 2.11.3 Programas informáticos

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

### 2.11.4 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 período en que ocurren o dejen de cumplir los criterios por cambio en las circunstancias.

## 2.12 Deterioro de los activos

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

La plusvalía comprada es revisada anualmente o cuando existan indicios de deterioro. El deterioro es determinado, para la plusvalía comprada, evaluando el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo al cual está relacionada esa plusvalía.

Cuando el monto recuperable de la UGE es menor a su valor de libro de las unidades generadoras de efectivo a las que se le ha asignado la plusvalía comprada, se reconoce una pérdida por deterioro.

Para el cálculo del valor de recuperación de los bienes de Propiedades, planta y equipo, la plusvalía 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 de la Sociedad 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 tiene políticas de registro de provisiones en función de su estado y antigüedad, que se aplican en forma general, con excepción de casos específicos, que demanden un análisis más detallado sobre riesgo de incobrabilidad.

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

## **2.13 Instrumentos financieros**

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

### **2.13.1 Activos financieros no derivados**

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

#### **a) Instrumentos mantenidos al vencimiento**

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

#### **b) Préstamos y cuentas por cobrar**

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

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

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

### **2.13.2 Efectivo y otros medios líquidos equivalentes**

Bajo este rubro del estado de situación 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 de hasta tres meses y que tienen un bajo riesgo de cambios de su valor.

### **2.13.3 Pasivos financieros no derivados**

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

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

### **2.13.4 Derivados y operaciones de cobertura**

La contratación de este tipo de instrumento financiero sólo se realiza con propósitos de cobertura contable. La contratación de productos derivados se realiza para gestionar los riesgos de tipo de cambio, tasas de interés, inflación, etc., a los que pudiera estar expuesta la Sociedad.

La realización de este tipo de operaciones se efectúa con estricto apego a la normativa internacional vigente que las regula y a los principios definidos por la Administración de la Sociedad. Las

operaciones con instrumentos derivados deben cumplir con todos los criterios establecidos en la norma internacional NIC 39.

El desempeño de las operaciones en instrumentos derivados es monitoreado en forma frecuente y regular durante la vigencia del contrato, para asegurarse que no existan desviaciones significativas en los objetivos definidos, de manera de cumplir satisfactoriamente con los lineamientos establecidos en la política y la estrategia adoptada por la Administración. De igual manera, en virtud de dar cumplimiento a las exigencias establecidas en la norma, la medición de la efectividad o desviaciones que puedan generarse durante la relación de cobertura, se realiza con una periodicidad trimestral. Cada vez que se autorice a operar con instrumentos derivados, deberá cuantificarse la efectividad de aquellos derivados contratados como instrumentos de cobertura. Esta efectividad deberá estar dentro de los límites definidos por la norma para ello (80% - 125%). Aquella parte del valor razonable de los derivados de cobertura que, de acuerdo a la respectiva metodología, resulte inefectiva, deberá ser considerada para efectos de límites de riesgo.

#### **a) Clasificación de los instrumentos de cobertura**

Al momento de contratar un instrumento derivado, la Sociedad clasifica el instrumento de cobertura sólo en cualquiera de las siguientes categorías:

##### **a.1) Coberturas de valor razonable**

Consisten en la designación de instrumentos de cobertura destinados a cubrir la exposición a cambios en el valor razonable de un activo, pasivo o compromiso en firme no reconocido en el estado de situación financiera, o una proporción de ellos, en la medida que dichos cambios: i) sean atribuibles a un riesgo en particular; y, ii) puedan afectar las pérdidas y ganancias futuras.

##### **a.2) Coberturas de flujo de caja**

Consisten en la designación de instrumentos de coberturas destinados a compensar la exposición a la variabilidad en los flujos de caja de un activo, un pasivo (como un swap simple para fijar los intereses a pagar sobre una deuda a tasa fluctuante), una transacción futura prevista altamente probable de ejecutar o una proporción de los mismos, en la medida que dicha variabilidad: i) sea atribuible a un riesgo en particular; y, ii) pueda afectar las pérdidas y ganancias futuras.

##### **a.3) Cobertura de inversión neta en un negocio en el extranjero**

Este tipo de cobertura se define cuando la partida cubierta es una inversión neta en un negocio cuya moneda funcional es diferente a la utilizada por la Sociedad.

Por cada instrumento de cobertura se confecciona un expediente en el que se identifica explícita y claramente el instrumento cubierto, el instrumento de cobertura, la naturaleza del riesgo y el objetivo de gestión de riesgos y la estrategia de cobertura.

La Sociedad en forma habitual realiza un análisis de sus contratos, con el objeto de reflejar de manera precisa y oportuna el valor de estos, así como también, para identificar posibles derivados implícitos. En caso de existencia de algún derivado implícito, la Sociedad procede a su valorización y registro contable, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente.

### **2.13.5 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 A y serie B.

## **2.14 Participación en asociadas contabilizadas utilizando el método de la participación**

La Sociedad contabiliza sus participaciones en asociadas por el método de la participación en aquellas sociedades en que tiene una influencia significativa.

La influencia significativa se ejerce principalmente por la forma en que se administran las empresas eléctricas del Grupo (Saesa, Frontel, STS, Edelaysen, Luz Osorno, SGA y Sagesa), cuyos miembros del Directorio son los mismos en cada una. Si bien Frontel no tiene más del 20% de participación en STS, Luz Osorno y SGA, los miembros de su Directorio participan en la toma de decisiones e intercambio de personal Directivo con estas asociadas. Al 31 de diciembre de 2015 el valor de la participación en estas tres sociedades es de M\$141.915 y al 31 de diciembre de 2014 de M\$129.742. (Ver nota 29).

El método de la participación consiste en registrar la participación en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio neto, que representa la participación de la Sociedad en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con la Sociedad, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la Sociedad (plusvalía comprada). Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación a cero en el estado de situación financiera, a no ser que exista el compromiso por parte de la Sociedad de reponer la situación patrimonial de la sociedad asociada, en cuyo caso, se registra la provisión correspondiente.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la participación y los resultados obtenidos por las mismas, que corresponden a la Sociedad conforme a su participación, se registran en el rubro "Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de participación".

## **2.15 Inventarios**

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

## **2.16 Otros pasivos no financieros**

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

### **2.16.1 Ingresos diferidos**

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

En "Otros pasivos No financieros No corrientes", la Sociedad ha incluido el pago anticipado de peajes por contratos de largo plazo relacionados al uso de activos de subtransmisión, que debe construir. Una vez finalizada la construcción del activo e iniciado el servicio de peajes por el uso del activo de subtransmisión, se da comienzo al reconocimiento en los resultados de la Sociedad, en la proporción que corresponda, con cargo al pasivo registrado como ingreso diferido en el mismo plazo de duración del contrato.

### **2.16.2 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 libros, 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.

### 2.16.3 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.

### 2.17 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.

### 2.18 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 y no corrientes por beneficios a los empleados.

Los costos asociados a los beneficios del personal, relacionados con los servicios prestados por los trabajadores durante el período, son cargados a resultados en el año 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 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 período se presenta en el ítem Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados.

### 2.19 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera, 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.

## 2.20 Impuesto a las ganancias

El resultado por impuesto a las ganancias del año, resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del año, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones o agregados. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigencia 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 contabilizada 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 asociadas, 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.

## 2.21 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.

## 2.22 Dividendos

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

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

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 ejercicio. Los ajustes de primera adopción a IFRS, no formaran parte de este cálculo en la medida que no se realicen.

## 2.23 Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de efectivo y efectivo equivalente realizados durante el período, 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 estos 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 de 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 la empresa relacionada Edelayson), 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.

- 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.
- 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.
- 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.

El precio al que se realizan estas últimas transacciones se obtiene de licitaciones abiertas, transparentes y no discriminatorias el que actualmente se establece por un periodo mínimo de contrato de 15 años. Estos contratos comenzaron a entrar en vigencia a partir del 1 de enero del año 2010. Cabe señalar que los precios de compraventa de electricidad de las licitaciones se establecen a nivel de barras troncales (transmisión troncal). En forma posterior, los cargos por el uso de los sistemas de subtransmisión se incorporan como un cargo adicional del generador a la distribuidora. Por lo tanto, el precio incorpora componentes de costos de generación, transmisión y de subtransmisión.

Independiente del mercado final al que abastezca un generador, las transferencias que se hacen entre generadores (excedentario a deficitario) participantes del sistema, se realizan al valor de costo marginal horario de éste. El organismo encargado de realizar estos cálculos es la dirección de Peajes del CDEC- SIC respectivo.

### 3.2. Transmisión y subtransmisión

Los sistemas de transmisión se clasifican en tres grupos: Transmisión Troncal, Subtransmisión y Transmisión Adicional, siendo los dos primeros de acceso abierto y con tarifas reguladas.

En el caso de la transmisión adicional, existen instalaciones con acceso abierto e instalaciones que no tienen esta característica, y los cargos por transporte se rigen por contratos privados entre las partes.

La información para definir los peajes es pública en todos los casos. El sistema de cobro de las empresas transmisoras constituye un peaje cargado a las empresas de generación y a los usuarios finales. Este peaje permite a las compañías propietarias de las instalaciones de transmisión recuperar y remunerar sus inversiones en activos de transmisión y recaudar los costos asociados a la operación de dichos activos.

Sistema	Cobro de Peaje
Transmisión Troncal	<p><u>Area de Influencia Común (entre Los Nogales y Charrúa)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 80% pagado por generadoras en base a inyección esperada.</li> <li>▪ 20% cobrado a usuarios finales en base a retiros esperados.</li> </ul> <p><u>Area No Común</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Pagado por generadores y usuarios finales, de acuerdo a su participación esperada en los flujos de potencia de cada tramo.</li> </ul>
Subtransmisión	Peajes fijados por la Comisión Nacional de Energía ("CNE") cada 4 años en base a costos eficientes de inversión, operación, mantención y administración de las instalaciones más las pérdidas eficientes.
Transmisión Adicional	Peajes negociados libremente entre el propietario de las instalaciones de transmisión y usuarios.

El Área de Influencia Común ("AIC") es el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos del sistema y en donde se cumplen ciertas condiciones mínimas de utilización, según el artículo 102 del DFL N°4, principalmente que se totalicen el 75% de las inyecciones y retiros de energía del sistema.

### 3.3. 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.

### **3.4. Marco regulatorio**

#### **3.4.1. 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.

#### **3.4.2. 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.

#### **3.4.3. Ley Corta II**

La Ley Corta II se originó para hacer frente a la crisis del gas natural argentino, sumada a la falta de inversiones en el sector de generación y a la inexistencia de las empresas generadoras en participar en las licitaciones de suministro de las empresas distribuidoras. En ese sentido, los principales cambios introducidos dicen relación con que las distribuidoras deberán disponer permanentemente del suministro de energía que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para, a lo menos, los próximos tres años. Para ello deberán realizar licitaciones públicas, abiertas y no discriminatorias de largo plazo para el suministro de energía de sus clientes regulados, de acuerdo a bases aprobadas por la CNE. Adicionalmente, las distribuidoras no podrán traspasar a sus clientes regulados precios a nivel de generación-transporte que sobrepase en más de un 5% el precio promedio de compra del sistema. Asimismo, los niveles de precios se actualizarán cada vez que algún precio de compra experimente una variación superior al 10%. Por otra parte, los generadores tendrán la posibilidad de pactar reducciones o aumentos temporales en el consumo de energía con cualquier consumidor a cambio de compensaciones.

#### **3.4.4. Ley Tokman**

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

### **3.4.5. 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.

### **3.4.6. 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.

### **3.4.7. Ley Net Metering**

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

### **3.4.8. 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.

### **3.4.9. 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.

### **3.4.10. 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.

### **3.4.11. Modificaciones 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 la 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 y 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 el 29.01.2015, (Ley N°20.085 del Ministerio de Energía). Cabe destacar que en esta modificación se incluyó una extensión de plazo de la vigencia del Decreto de Subtransmisión (DS 14-2012) y Troncal (DS 61-2011), hasta el 31.12.15.

### **3.4.12. Modificación Estructura Ministerio de Energía**

Se publicó en el Diario Oficial el 22.9.2014 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.

### 3.4.13. Otras modificaciones en curso

Hasta mediados del año 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 y que se encuentran pendientes son 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.

Respecto al primer punto, durante el segundo semestre del 2015 se ha ingresado al Congreso un proyecto de ley, preparado por el Ministerio de Energía, que modifica principalmente la tarificación en transmisión. Los principales cambios en la propuesta son:

- a) Definición funcional de la transmisión: forman parte de la transmisión todas aquellas instalaciones que no estén destinadas a distribución, con independencia de su nivel de tensión.
- b) Remuneración: será a través de cargos únicos que asegurarán la recuperación de la inversión, independiente de la demanda. Así, se elimina la actual volatilidad ante variaciones del consumo eléctrico.
- c) Acceso abierto total a instalaciones de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión que corresponda.
- d) Cambio en la tasa de descuento utilizada para remunerar los costos de las instalaciones desde una tasa fija real anual de 10% antes de impuestos a una tasa que considere el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas en relación al mercado, la tasa libre de riesgo y el premio por riesgo de mercado, con un piso de 7% real después de impuestos.
- e) Estudios de Franjas: el Estado podrá establecer que determinados proyectos de obras nuevas puedan utilizar este mecanismo, el cual consiste en entregar al adjudicado una franja preliminar con la aprobación del Consejo de Ministros para la Sustentabilidad, debiendo el adjudicado desarrollar el trazado específico dentro de la franja preliminar y obtener la RCA correspondiente del proyecto. Posteriormente se imponen las servidumbres por decreto, por razones de utilidad pública. Respecto a la negociación y pago de servidumbres, se mantienen los mismos mecanismos actuales.

La propuesta aún está en discusión, por lo que puede haber cambios y se espera publicación para el primer semestre de 2016.

Con respecto a Eficiencia Energética, durante el segundo semestre del 2015 se realizarán 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.

### 3.4.14. 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) **Centros de Despacho Económico de Carga (“CDEC”)**: Organismos integrados por la Dirección de Operación, Peajes y Administración que tiene por objeto coordinar la operación segura y económica de las instalaciones que conforman cada uno de los sistemas interconectados.
- e) **Panel de Expertos**: Organismo 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	1.373.552	1.080.017
Saldo en Bancos	485.801	377.524
Depósitos a corto plazo	5.002.333	11.014.983
Otros instrumentos de renta fija	4.503.186	5.427.243
<b>Totales</b>	<b>11.364.872</b>	<b>17.899.767</b>

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

Todos estos instrumentos se tienen para cumplir los compromisos de pago a corto plazo y son fácilmente convertibles en una cantidad determinada de efectivo y están sujetos a un bajo nivel de riesgo de cambios en su valor. Estos tipos de instrumentos devengan el interés de mercado para ese tipo de operaciones 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\$
Frontel	Banco Santander	Depósitos a corto plazo	5.002.333	-
Frontel	Banco Consorcio	Depósitos a corto plazo	-	4.012.773
Frontel	Banco Consorcio	Depósitos a corto plazo	-	5.001.650
Frontel	Banco Estado Corredores de Bolsa	Depósitos a corto plazo	-	2.000.560
<b>Totales</b>			<b>5.002.333</b>	<b>11.014.983</b>

Nombre empresa	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Monto inversión	
			31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Frontel	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	1.137.275	5.427.243
Frontel	Scotia Adm. General de FMS.A.	Fondos Mutuos	785.113	-
Frontel	Security S.A., AGF	Fondos Mutuos	2.580.798	-
<b>Totales</b>			<b>4.503.186</b>	<b>5.427.243</b>

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

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	11.328.093	17.899.556
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	36.779	211
<b>Totales</b>		<b>11.364.872</b>	<b>17.899.767</b>

#### 5 Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar

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 corrientes, bruto	31/12/2015		31/12/2014	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	20.167.796	-	14.266.595	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	9.236.004	3.418.126	8.904.590	3.841.611
<b>Totales</b>	<b>29.403.800</b>	<b>3.418.126</b>	<b>23.171.185</b>	<b>3.841.611</b>

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	588.468	-	622.591	-
Otras cuentas por cobrar	819.631	-	768.026	-
<b>Totales</b>	<b>1.408.099</b>	<b>-</b>	<b>1.390.617</b>	<b>-</b>

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, neto	31/12/2015		31/12/2014	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	19.579.328	-	13.644.004	-
Otras cuentas por cobrar, neto	8.416.373	3.418.126	8.136.564	3.841.611
<b>Totales</b>	<b>27.995.701</b>	<b>3.418.126</b>	<b>21.780.568</b>	<b>3.841.611</b>

El detalle de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes facturados y no facturados 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\$
<b>Facturados</b>	<b>19.942.041</b>	<b>18.967.857</b>
Energía y peajes	12.476.484	11.273.017
Anticipos para importaciones y proveedores	434.916	494.095
Cuenta por cobrar proyectos en curso	1.269.004	2.156.168
Convenios de pagos y créditos por energía	585.096	574.453
Deudores materiales y servicios	913.540	771.373
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	2.819.037	2.187.001
Deudas por cobrar por alumbrados públicos	454.266	345.950
Otros	989.698	1.165.800
<b>No Facturados o provisionados</b>	<b>8.042.972</b>	<b>3.375.663</b>
Peajes uso de líneas eléctricas	251.327	4.885.285
Diferencias tarifarias por nuevos decretos	23.953	(8.412.512)
Energía en medidores (*)	7.416.032	6.520.805
Provisión ingresos por obras	311.450	341.874
Otros	40.210	40.211
<b>Otros (Cuenta corriente empleados)</b>	<b>1.418.787</b>	<b>827.665</b>
<b>Totales, Bruto</b>	<b>29.403.800</b>	<b>23.171.185</b>
Provisión deterioro	(1.408.099)	(1.390.617)
<b>Totales, Neto</b>	<b>27.995.701</b>	<b>21.780.568</b>

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

Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar corrientes:

Otras cuentas por cobrar	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Convenios de pagos y créditos por energía	585.096	574.453
Anticipos para importaciones y proveedores	434.916	494.095
Cuenta por cobrar proyectos en curso	1.580.454	2.498.042
Deudores materiales y servicios	913.540	771.373
Cuenta corriente al personal	1.418.787	827.665
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	2.819.037	2.187.001
Deudas por cobrar por alumbrados públicos	454.266	345.950
Otros deudores	1.029.908	1.206.011
<b>Totales</b>	<b>9.236.004</b>	<b>8.904.590</b>
Provisión deterioro	(819.631)	(768.026)
<b>Totales, Neto</b>	<b>8.416.373</b>	<b>8.136.564</b>

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2015 es de M\$31.413.827 y al 31 de diciembre de 2014 es de M\$25.622.179.

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) La Sociedad de acuerdo con lo que establece el DFL4/2006, artículo 136 y 125, está obligada 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 333 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	307.991	48%
Comercial	13.122	16%
Industrial	2.410	21%
Otros	9.282	15%
<b>Total</b>	<b>332.805</b>	<b>100%</b>

Respecto de las ventas que realiza la Sociedad se distinguen dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otro relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad, entregar al cliente con una gama más amplia de productos tales como venta 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	9.928.274	7.657.349
Con vencimiento entre tres y seis meses	237.228	188.757
Con vencimiento entre seis y doce meses	97.198	98.006
Con vencimiento mayor a doce meses	11.889	13.308
<b>Totales</b>	<b>10.274.589</b>	<b>7.957.420</b>

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	3%	33%
181 a 270	33%	66%
271 a 360	63%	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, resultando en una provisión menor a la indicada.

d) 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	170.260	17.507.234	1.815	254.069	172.075	17.761.303	202.637	13.864.926	1.708	267.709	204.345	14.132.635
Entre 1 y 30 días	97.324	6.317.259	639	138.130	97.963	6.455.389	95.308	5.261.156	647	125.145	95.955	5.386.301
Entre 31 y 60 días	30.565	3.094.480	320	167.273	30.885	3.261.753	18.243	1.886.594	239	222.812	18.482	2.109.406
Entre 61 y 90 días	2.211	243.283	46	9.885	2.257	253.168	2.655	188.319	59	11.889	2.714	200.208
Entre 91 y 120 días	1.475	118.533	32	2.943	1.507	121.476	1.056	87.218	44	5.481	1.100	92.699
Entre 121 y 150 días	926	128.125	27	33.831	953	161.956	1.199	82.876	47	4.845	1.246	87.721
Entre 151 y 180 días	876	76.351	28	2.766	904	79.117	814	57.251	27	2.356	841	59.607
Entre 181 y 210 días	676	62.693	14	906	690	63.599	606	62.709	20	2.211	626	64.920
Entre 211 y 250 días	1.038	89.972	16	3.087	1.054	93.059	911	70.633	34	3.884	945	74.517
Más de 250 días	6.812	901.718	318	51.770	7.130	953.488	7.886	990.296	354	60.623	8.240	1.050.919
<b>Totales</b>	<b>312.163</b>	<b>28.539.648</b>	<b>3.255</b>	<b>664.660</b>	<b>315.418</b>	<b>29.204.308</b>	<b>331.315</b>	<b>22.551.978</b>	<b>3.179</b>	<b>706.955</b>	<b>334.494</b>	<b>23.258.933</b>

e) Al 31 de diciembre de 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	46	32.621	31	24.595
Documentos por cobrar en cobranza judicial	176	322.978	165	266.592
<b>Totales</b>	<b>222</b>	<b>355.599</b>	<b>196</b>	<b>291.187</b>

f) 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\$
<b>Saldo al 01 de enero 2014</b>	<b>1.797.416</b>
Aumentos (disminuciones) del año	430.269
Montos castigados	(837.068)
<b>Saldo al 31 de diciembre 2014</b>	<b>1.390.617</b>
Aumentos (disminuciones) del año	265.370
Montos castigados	(247.888)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>1.408.099</b>

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

g) 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	265.214	480.574
Provisión cartera repactada	17.524	(49.402)
Castigos del período	(247.888)	(837.068)
Recuperos del período	(17.368)	(903)
<b>Totales</b>	<b>17.482</b>	<b>(406.799)</b>

## 6 Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

### 6.1 Accionistas

El detalle de los accionistas más importantes de la Sociedad al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Accionistas	Número de acciones		Total	Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Los Ríos Limitada	305.287.486	7.405.389.148.824	7.405.694.436.310	99,3125%
Villiger Klein, Lidia Blanca	904.922	27.146.711.522	27.147.616.444	0,3640%
Inversiones Grupo Saesa Limitada	307.869	5.544.231.314	5.544.539.183	0,0743%
Municipalidad de Nueva Imperial	117.700	3.530.868.250	3.530.985.950	0,0473%
Villagran Correa, Jorge	98.041	2.941.129.501	2.941.227.542	0,0394%
Municipalidad de Freire	93.862	2.815.774.843	2.815.868.705	0,0378%
Instituto de Normalización Previsional	70.580	2.117.322.773	2.117.393.353	0,0284%
Municipalidad de Perquenco	36.519	1.095.544.641	1.095.581.160	0,0147%
Brunner Noerr, Alejandro José	22.564	676.909.100	676.931.664	0,0091%
Guevara Perez, Carolina	22.508	675.214.710	675.237.218	0,0091%
Pérez Vicens, Claudio Ricardo	22.498	674.912.141	674.934.639	0,0091%
Fundación Gustavo Mondion Mary	19.071	572.098.931	572.118.002	0,0077%
Otros minoritarios	204.877.584	3.267.602.289	3.472.479.873	0,047%
<b>Totales</b>	<b>511.881.204</b>	<b>7.456.447.468.839</b>	<b>7.456.959.350.043</b>	<b>100%</b>

### 6.2 Saldos y transacciones con empresas relacionadas

Dentro de las principales transacciones entre empresas 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.

La compra y venta de materiales se realiza a valores de precio medio de bodega.

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 préstamos entre sociedades se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos préstamos se regulan dentro de un marco de administración consolidada de caja que recae principalmente en la relacionada Saesa, la Sociedad y la matriz Eléctricas, encargadas de definir los flujos óptimos entre relacionadas. Los créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación. Estos créditos tienen límites de monto entre compañías, según lo indicado en los contratos de bonos, que son monitoreados periódicamente y que a la fecha de cierre de los Estados Financieros se han cumplido cabalmente (ver nota 13).

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus sociedades relacionadas 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\$
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	4.527	-	4.505	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	701	-	729	-
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Venta de materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	28.004	-	9.573	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Peajes	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1	-	-	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	-	-	137	-
76.067.075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	73.334	-	70.411	-
76.067.075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	29	-	29	-
<b>Totales</b>						<b>106.596</b>	<b>-</b>	<b>85.384</b>	<b>-</b>

## 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\$
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Mantenimiento Sistema de Transmisión	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	6.716	-	5.846	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	5.297	-	7.103	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	29.155	-	6.114	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	4.446	-	4.446	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	-	-	449.261	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	29	-	16	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Servicio Costo Personal	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	678.590	-	576.507	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Compra de Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	100.094	-	71.857	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	4.762	-	26.272	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	28.309	-	45.653	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	360	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Ariendo grupos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	13.808	-	109.185	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.635	-	1.411	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	-	-	2.503.407	-
76.067.075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	3.520.035	-	1.884.530	-
76.024.762-6	Condor Holding SpA.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	98	-	52	-
6.443.633-3	Jorge Lesser Garcia-Huidobro	Remuneraciones Director Sociedad Filial	Menos de 90 días	Director	UF	1.912	-	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz Molina	Remuneraciones Director Sociedad Filial	Menos de 90 días	Director	UF	1.912	-	-	-
<b>Totales</b>						<b>4.397.798</b>	<b>-</b>	<b>5.692.020</b>	<b>-</b>

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

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz Común	Compra/Venta de energía	(264.077)	(337.361)
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Matriz Común	Compra/Venta de energía	(13.140)	(9.814)
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Mantenimiento Sistema de Transmisión	(62.909)	(54.858)
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes	-	159.290
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes	26.786	(17.399)
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz Común	Servicio Costo Personal	(1.928.788)	(1.635.226)
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes	-	(30.718)
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	-	(1.359)
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Matriz	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	(81.814)	(663.961)
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	-	68
76.067.075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Chile	Matriz	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	1.420	1.743
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Matriz	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	(47.863)	(442.981)

## 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. El año 2015 correspondió la renovación del Directorio, eligiéndose con fecha 27 de abril en Junta Ordinaria de Accionistas 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, 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 celebrada el 8 de julio de 2015, el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director 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, quién ocupará este cargo hasta la celebración de la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad.

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

**a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones al Directorio**

Los saldos pendientes por pagar entre la Sociedad y los Directores por concepto de remuneraciones de Directores, son los siguientes:

Director	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Jorge Lesser García-Huidobro	1.912	-
Iván Díaz- Molina	1.912	-
<b>Totales</b>	<b>3.824</b>	<b>-</b>

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 83 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, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Christopher Powell y Dale Burgess 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 García-Huidobro	26.933	23.813
Iván Díaz- Molina	26.933	23.813
<b>Totales</b>	<b>53.866</b>	<b>47.626</b>

**c) Compensaciones del personal clave de la gerencia**

La Sociedad cuenta actualmente con tres ejecutivos como empleados directos. La remuneración de estos ejecutivos con cargo a resultados asciende a M\$156.068 al 31 de diciembre de 2015 y dos ejecutivos al 31 de diciembre de 2014 de M\$112.932.

La Sociedad tiene, para sus ejecutivos, establecido un plan de incentivo por cumplimiento de objetivos individuales de aportación a los resultados de las sociedades, estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas. Se paga un anticipo de 25% de una remuneración bruta 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**

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 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	4.044.016	3.999.261	44.755
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	1.029.973	995.055	34.918
<b>Totales</b>	<b>5.073.989</b>	<b>4.994.316</b>	<b>79.673</b>

Al 31 de diciembre de 2014:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	3.892.375	3.835.709	56.666
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	585.558	551.604	33.954
<b>Totales</b>	<b>4.477.933</b>	<b>4.387.313</b>	<b>90.620</b>

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\$63.584 para el período 2015 y un cargo de M\$98.388 para el período 2014.

Movimiento Provisión	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Provisión del año	63.584	98.388
Aplicaciones a provisión	(74.531)	(64.434)
<b>Totales</b>	<b>(10.947)</b>	<b>33.954</b>

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 año según gasto	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Materias primas y consumibles utilizados (*)	4.103.116	4.670.770
Otros gastos por naturaleza (**)	1.106.718	1.115.311
<b>Totales</b>	<b>5.209.834</b>	<b>5.786.081</b>

(\*) Ver nota 20.

(\*\*) 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\$5.549.166 (M\$4.597.877 en 2014) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2015 ascienden a M\$763.269 (M\$733.725 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	309.641	389.555
IVA Crédito fiscal por recuperar (1)	1.337.928	-
<b>Totales</b>	<b>1.647.569</b>	<b>389.555</b>

(1) IVA Crédito fiscal por recuperar relacionado con las devoluciones a clientes generados por los decretos tarifarios que ajustaron retroactivamente la tarifa cobrada en los años 2011, 2012 y 2013.

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	1.428.362	-
Iva Débito fiscal	1.199.769	894.049
Otros	13.422	16.826
<b>Totales</b>	<b>2.641.553</b>	<b>910.875</b>

## 9 Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía

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

Activos Intangibles Neto	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
<b>Activos Intangibles Identificables Neto</b>	<b>7.425.684</b>	<b>5.876.486</b>
Servidumbres	7.423.881	5.860.501
Software	1.803	15.985

Activos Intangibles Bruto	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
<b>Activos Intangibles Identificables Bruto</b>	<b>7.549.427</b>	<b>6.023.395</b>
Servidumbres	7.423.881	5.860.501
Software	125.546	162.894

Amortización Activos Intangibles	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
<b>Activos Intangibles Identificables</b>	<b>(123.743)</b>	<b>(146.909)</b>
Software	(123.743)	(146.909)

El detalle y movimientos del activo intangible al 31 de diciembre de 2015 y 2014 son los siguientes:

Movimiento año 2015		Servidumbre Neto M\$	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2015</b>		<b>5.860.501</b>	<b>15.985</b>	<b>5.876.486</b>
Movimientos	Adiciones	-	-	-
	Retiros Valor Bruto	-	(37.348)	(37.348)
	Retiros y Traspaso Amortización Acumulada	-	44.962	44.962
	Otros (Activación Obras en Curso)	1.563.380	-	1.563.380
	Gastos por amortización	-	(21.796)	(21.796)
	<b>Total movimientos</b>	<b>1.563.380</b>	<b>(14.182)</b>	<b>1.549.198</b>
<b>Saldo final al 31 de Diciembre de 2015</b>		<b>7.423.881</b>	<b>1.803</b>	<b>7.425.684</b>

Movimiento año 2014		Servidumbre Neto M\$	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2014</b>		<b>4.738.235</b>	<b>41.787</b>	<b>4.780.022</b>
Movimientos	Adiciones	-	-	-
	Retiros	-	-	-
	Otros (Activación Obras en Curso)	1.122.266	35.704	1.157.970
	Gastos por amortización	-	(61.506)	(61.506)
	<b>Total movimientos</b>	<b>1.122.266</b>	<b>(25.802)</b>	<b>1.096.464</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2014</b>		<b>5.860.501</b>	<b>15.985</b>	<b>5.876.486</b>

Los derechos de servidumbre se presentan a costo adquirido, y a partir de la fecha de transición a costos 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" del Estado de Resultados integrales.

## 10 Plusvalía Comprada

El detalle de la plusvalía comprada al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Rut	Empresa	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
91.715.000-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	23.990.168	23.990.168
96.986.780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	33.039.292	33.039.292
<b>Totales</b>		<b>57.029.460</b>	<b>57.029.460</b>

La plusvalía comprada relacionada con Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Rut 91.715.000-1, corresponde al exceso pagado originado en la compra de las acciones de esa sociedad, realizada en 2001. Posteriormente, la sociedad comprada fue absorbida por su correspondiente matriz, la que pasó a tener el mismo nombre de la sociedad absorbida, quedando la plusvalía comprada contabilizada en la empresa compradora.

La plusvalía comprada reconocida por la sociedad Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Antigua Frontel, RUT 96.986.780-k, corresponde al valor pagado en exceso respecto del valor justo de los activos adquiridos a través de Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., en julio de 2008. A través de una reestructuración societaria se generó un efecto cascada de la plusvalía comprada mencionada en el párrafo anterior, la que quedó finalmente incorporada en la Sociedad.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Administración de la Sociedad, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignadas las distintas plusvalías permiten recuperar su valor.

## 11 Propiedades, Planta y Equipo

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\$
<b>Propiedades, Planta y Equipos</b>	<b>145.300.749</b>	<b>143.892.937</b>
Terrenos	1.692.072	1.530.662
Edificios	1.741.921	1.726.154
Planta y Equipo	126.789.396	122.853.667
Equipamiento de Tecnologías de la Información	625.479	687.548
Instalaciones Fijas y Accesorios	408.812	171.359
Vehículos de Motor	1.300.055	1.107.666
Construcciones en Curso	10.871.441	14.308.520
Otras Propiedades, Planta y Equipo	1.871.573	1.507.361

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Bruto</b>	<b>193.382.256</b>	<b>185.640.885</b>
Terrenos	1.692.072	1.530.662
Edificios	2.652.176	2.560.674
Planta y Equipo	172.031.470	162.211.891
Equipamiento de Tecnologías de la Información	1.058.188	960.871
Instalaciones Fijas y Accesorios	739.936	400.529
Vehículos de Motor	1.763.151	1.781.112
Construcciones en Curso	10.871.441	14.308.520
Otras Propiedades, Planta y Equipo	2.573.822	1.886.626

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
<b>Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo</b>	<b>(48.081.507)</b>	<b>(41.747.948)</b>
Edificios	(910.255)	(834.520)
Planta y Equipo	(45.242.074)	(39.358.224)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(432.709)	(273.323)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(331.124)	(229.170)
Vehículos de Motor	(463.096)	(673.446)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(702.249)	(379.265)

El movimiento del rubro propiedades, planta y equipo durante los años 2015 y 2014, es el siguiente:

Movimiento año 2015	Terrenos	Edificios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Construcciones en Curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	1.530.662	1.726.154	122.853.667	687.548	171.359	1.107.666	14.308.520	1.507.361	143.892.937
Adiciones	-	-	696.711	-	-	2.400	7.634.788	150.265	8.484.164
Retiros Valor Bruto	-	-	(114.942)	(1.798)	(5.671)	(581.599)	-	(38.783)	(742.793)
Retiros y Traspaso Depreciación Acumulada	-	-	593.769	1.787	4.012	420.367	-	10.419	1.030.354
Otros (Activación Obras en Curso)	161.410	338.488	18.089.518	200.660	281.057	561.238	(20.281.204)	648.853	-
Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo	-	(246.966)	(8.851.708)	(101.545)	64.021	-	9.209.337	(73.139)	-
Gastos por depreciación	-	(75.735)	(6.477.619)	(161.173)	(105.966)	(210.017)	-	(333.403)	(7.363.913)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total movimientos	161.410	15.767	3.935.729	(62.069)	237.453	192.389	(3.437.079)	364.212	1.407.812
Saldo final al 31 de Diciembre de 2015	1.692.072	1.741.921	126.789.396	625.479	408.812	1.300.055	10.871.441	1.871.573	145.300.749

Movimiento año 2014	Terrenos	Edificios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Construcciones en Curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	1.530.662	1.375.690	108.321.280	142.560	69.432	964.479	27.554.875	1.066.792	141.025.770
Adiciones	-	-	825.849	119	-	-	8.215.834	242.991	9.284.793
Retiros Valor Bruto	-	-	(129.306)	(9.807)	(301)	(334.463)	-	(5.425)	(479.302)
Retiros y Traspaso Depreciación Acumulada	-	-	20.027	9.585	75	220.018	-	(1.395)	248.310
Otros (Activación Obras en Curso)	-	387.888	19.615.481	617.155	118.477	441.093	(21.462.189)	282.103	-
Gastos por depreciación	-	(37.416)	(5.799.664)	(72.064)	(16.324)	(183.461)	-	(77.705)	(6.186.634)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total movimientos	-	350.464	14.532.387	544.988	101.927	143.187	(13.246.355)	440.569	2.867.167
Saldo final al 31 de Diciembre de 2014	1.530.662	1.726.154	122.853.667	687.548	171.359	1.107.666	14.308.520	1.507.361	143.892.937

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

### Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo

- a) La depreciación de los bienes de propiedades, planta y equipo se presenta en la cuenta "Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación".
- b) La Sociedad cuenta con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (subestaciones, construcciones, contenido y existencias), con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.
- c) Los costos de personal relacionados directamente con obras en curso fueron de M\$871.375 al 31 de diciembre de 2015 y de M\$748.230 al 31 de diciembre de 2014 (ver nota 21). Los activos en construcción, según se explica en nota 2.10, incluyen activación de costos financieros según el siguiente detalle (ver nota 24):

Costos por préstamos capitalizados	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados	56.651	169.225
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización	2,91%	2,95%

- d) El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2015 y 2014 no es significativo. La Sociedad no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.

## 12 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

### 12.1 Impuesto a la renta

- a) El gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados Integrales correspondiente a los ejercicios 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Gasto por Impuestos a las Ganancias	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Gasto por impuesto corriente	2.801.825	1.030.955
Ajustes por impuestos corrientes de años anteriores	932	88.457
<b>Gasto por impuestos corriente, neto, total</b>	<b>2.802.757</b>	<b>1.119.412</b>
Gasto por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	137.461	(542.487)
<b>Gasto por impuestos diferidos, neto, total</b>	<b>137.461</b>	<b>(542.487)</b>
<b>Gasto por impuesto a las ganancias, operaciones continuadas</b>	<b>2.940.218</b>	<b>576.925</b>

Impuestos a las ganancias relacionado con otro resultado integral	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(16.585)	(16.321)
<b>Impuestos a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral</b>	<b>(16.585)</b>	<b>(16.321)</b>

- b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a la Ganancia (pérdida) antes de impuestos 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	31/12/2014
	M\$	M\$
Ganancia Contable antes de Impuesto	14.754.890	6.902.175
Total de (gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (22,5% en 2015 - 21% en 2014)	(3.319.850)	(1.449.457)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	80.525	95.124
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) imponible	(320.523)	(263.734)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	(932)	(88.457)
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	620.562	1.129.599
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	379.632	872.532
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(2.940.218)	(576.925)
Tasa impositiva efectiva	19,93%	8,36%

Con fecha 29 de septiembre de 2014, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 20780 "Reforma Tributaria que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario", entre ellos un alza progresiva de tasas correspondientes al Impuesto de Primera Categoría a la Renta, 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 2.20 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.

## 12.2 Impuesto diferido

- a) El detalle de saldos de los 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 equipo	-	-	2.756.584	2.404.685
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	101.155	59.458	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión cuentas incobrables	359.066	333.747	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	95.025	88.623	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión obsolescencia	19.121	20.390	-	-
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	272.259	139.776	-	-
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	105.261	118.748	-	-
Impuestos diferidos relativos a gastos financieros	-	-	74.799	84.072
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	226.307	193.384	-	-
Impuestos diferidos otras provisiones	18.161	17.968	198.005	195.494
<b>Total Impuestos Diferidos</b>	<b>1.196.355</b>	<b>972.094</b>	<b>3.029.388</b>	<b>2.684.251</b>

- b) El movimiento de los rubros de Impuestos Diferidos de los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2014	834.133	2.766.961
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	41.241	(501.246)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	(16.321)
Impuestos diferidos relacionados con partidas acreditadas (cargadas) directamente a patrimonio (*)	96.720	434.857
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2014</b>	<b>972.094</b>	<b>2.684.251</b>
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	207.676	345.137
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	16.585	-
<b>Saldo al 31 de diciembre 2015</b>	<b>1.196.355</b>	<b>3.029.388</b>

(\*) El impacto en las variaciones de las diferencias de activos y pasivos por impuestos diferidos por utilizar el Sistema Parcialmente Integrado, descrito en la Ley 20.780 (Reforma Tributaria), y en

conformidad a las disposiciones del Oficio Circular N° 856 de fecha 17 de octubre de 2014 de la Superintendencia de Valores y Seguros, implicó registrar un cargo patrimonial al 30 de septiembre de 2014 por un monto de M\$339.650 por este concepto (Ver 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.

### 13 Otros Pasivos Financieros

a) El detalle corriente y no corriente de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	31/12/2015		31/12/2014	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Bonos	324.105	63.817.292	266.645	61.343.942
<b>Totales</b>	<b>324.105</b>	<b>63.817.292</b>	<b>266.645</b>	<b>61.343.942</b>

b) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa nominal	Garantía	31 de diciembre 2015									
					Corriente			No Corriente						
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total No Corriente	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Chile	UF	Semestral	3,2%	SIN	202.617	-	202.617	-	-	-	-	-	25.377.031	25.377.031
Chile	UF	Semestral	2,5%	SIN	121.488	-	121.488	4.803.655	9.610.181	9.610.408	9.610.641	4.805.376	38.440.261	
<b>Totales</b>					<b>324.105</b>	<b>-</b>	<b>324.105</b>	<b>4.803.655</b>	<b>9.610.181</b>	<b>9.610.408</b>	<b>9.610.641</b>	<b>30.182.407</b>	<b>63.817.292</b>	

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa nominal	Garantía	31 de diciembre 2014								
					Corriente			No Corriente					
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total No Corriente
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	UF	Semestral	3,2%	SIN	188.909	-	188.909	-	-	-	-	24.375.784	24.375.784
Chile	UF	Semestral	2,5%	SIN	77.736	-	77.736	-	4.649.348	9.233.195	9.233.807	13.851.808	36.968.158
<b>Totales</b>					<b>266.645</b>	<b>-</b>	<b>266.645</b>	<b>-</b>	<b>4.649.348</b>	<b>9.233.195</b>	<b>9.233.807</b>	<b>38.227.592</b>	<b>61.343.942</b>

c) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2015								
					Corriente			No Corriente					
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total No Corriente
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.	BONO SERIE G/ N°663	UF	3,2%	SIN	202.617	-	202.617	-	-	-	-	25.377.031	25.377.031
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.	BONO SERIE C/ N°662	UF	2,5%	SIN	121.488	-	121.488	4.803.655	9.610.181	9.610.408	9.610.641	4.805.376	38.440.261
<b>Totales</b>					<b>324.105</b>	<b>-</b>	<b>324.105</b>	<b>4.803.655</b>	<b>9.610.181</b>	<b>9.610.408</b>	<b>9.610.641</b>	<b>30.182.407</b>	<b>63.817.292</b>

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2014								
					Corriente			No Corriente					
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total No Corriente
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.	BONO SERIE G/ N°663	UF	3,2%	SIN	188.909	-	188.909	-	-	-	-	24.375.784	24.375.784
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.	BONO SERIE C/ N°662	UF	2,5%	SIN	77.736	-	77.736	-	4.649.348	9.233.195	9.233.807	13.851.808	36.968.158
<b>Totales</b>					<b>266.645</b>	<b>-</b>	<b>266.645</b>	<b>-</b>	<b>4.649.348</b>	<b>9.233.195</b>	<b>9.233.807</b>	<b>38.227.592</b>	<b>61.343.942</b>

**d) Colocación de Bonos y covenants**

A continuación se describen las principales restricciones a que se ha obligado la Sociedad con motivo de la emisión de Bonos o la contratación de créditos:

**Bono Serie C**

Consta del contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 11 de febrero de 2011, modificada por Escrituras Públicas otorgadas en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 8 de abril de 2011 y 13 de mayo de 2013, y complementado por escritura pública de fecha 12 de mayo de 2014, otorgada en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie C, fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 662.

Con fecha 4 de junio de 2014, la Sociedad colocó un total de 3.000 bonos de la serie C, por un monto total de UF 1.500.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes, menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; y como “EBITDA ajustado consolidado” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2015 este indicador es de 2,00.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la “inflación acumulada”. Al 31 de diciembre de 2015 este indicador es de 17,93.

Al 31 de diciembre de 2015 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

**Bono Serie G**

Consta del contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, que consta de Escritura

Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 11 de febrero de 2011, modificada por Escrituras Públicas otorgadas en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 8 de abril de 2011 y 13 de mayo de 2013, y complementado por escritura pública de fecha 15 de septiembre de 2014, otorgada en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie G, fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 663.

Con fecha 27 de noviembre de 2014, la Sociedad colocó un total de 2.000 bonos de la serie G, por un monto total de UF 1.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes, menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; y como “EBITDA ajustado consolidado” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2015 este indicador es de 2,00.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la “inflación acumulada”. Al 31 de diciembre de 2015 este indicador es de 17,93.

Al 31 de diciembre de 2015 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

### **Contrato Línea de Capital de Trabajo**

En diciembre de 2015, la Sociedad en conjunto con la relacionada Saesa y sus filiales, celebraron un contrato de línea de capital de trabajo con el banco Scotiabank. Del contrato vigente se impusieron las siguientes condiciones principales para Frontel:

- Razón de endeudamiento máximo: 1,25. Se entenderá como “Endeudamiento” la razón entre Pasivo Exigible sobre Patrimonio. Asimismo, se entenderá por “Pasivo Exigible” la suma de la partidas Total Pasivos Corrientes más Total Pasivos No Corrientes más boletas de garantía exceptuando las boletas del Fondo Nacional de Desarrollo Regional que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Activos Financieros que se encuentran en la Notas de los Estados Financieros del Emisor. Para

estos efectos Patrimonio será equivalente a la cuenta Total Patrimonio de los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2015 este indicador es de 0,68.

- **Venta de Activos Esenciales:** No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad disminuya de 400 GWh por año. En el año calendario 2015, la Sociedad distribuyó 924 GWh. Por el año calendario 2014, la Sociedad distribuyó 884 GWh. Adicionalmente, en 2015 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2015, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

## **14 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 Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. son los siguientes:

### **14.1 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. 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.

#### **14.1.1 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 3.4 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**

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.

En cuanto a los Servicios Asociados (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.

## **c) Fijación de tarifas de subtransmisión**

De acuerdo a la legislación vigente corresponde determinar cada cuatro años el valor anual de los sistemas de subtransmisión, con dos años de diferencia respecto del cálculo del VAD.

Un nuevo proceso tarifario comenzó durante el 2009 (fija las tarifas para el período 2011-2014) y culminó con la publicación del respectivo Decreto Supremo N°14, el 9 de abril de 2013. Con ello, se aplicaron de manera retroactiva (desde el 1° de enero del 2011) los recargos fijados. Con posterioridad a la publicación del decreto tarifario de Subtransmisión, la CNE elaboró los respectivos Informes Técnicos que permitieron traspasar los nuevos recargos a las tarifas de clientes regulados para todo el período de aplicación (desde enero de 2011 en adelante). Asimismo, la Dirección de Peajes del CDEC-SIC inició los cálculos y envió los cuadros de pagos para reliquidar desde enero de 2014 en adelante, el pago por el uso de subtransmisión de parte de los retiros (distribuidoras) e inyecciones (generadoras) con los niveles tarifarios establecidos en el DS N°14. Según o indicado en la Nota N°3, Marco Regulatorio, la aplicación del DS 14, decreto que estaba vigente hasta 2014, se extendió para todo el 2015.

Mediante Resolución Exenta N°754 de noviembre de 2013 la CNE envió las bases preliminares para el nuevo Estudio de Subtransmisión (período 2015-2018), el que fue observado por las Empresas, y usuarios interesados. Conforme a la Reglamentación vigente en función de las respuestas de la Autoridad, las empresas recurrieron al Honorable Panel de Experto para dirimir las diferencias que se mantuvieron. En virtud de los Dictámenes publicados por el Panel en febrero de 2014, la CNE publicó las bases definitivas mediante RE N°93 del 24 de marzo de 2014 a partir de las cuales las empresas subtransmisoras licitaron el Estudio que se inició con fecha 24 de abril y cuyos informes finales se entregaron a la CNE a principios de diciembre de 2014. Luego de varios procesos de revisión, la CNE no ha comunicado el Informe Técnico preliminar sobre el cual las empresas propietarias, además de los usuarios e instituciones interesados puedan presentar discrepancias ante el Panel de Expertos, salvo unos documentos de trabajo previos.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de Subtransmisión son monitoreados continuamente, en función de los cambios que la Autoridad introduzca con ocasión de cada nuevo proceso tarifario, con el objeto de proteger los activos de la Sociedad y rentabilidad del negocio,

haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la Reglamentación vigente, esto es, en el Honorable Panel de Expertos o Contraloría General de la República, según sea el caso.

#### **d) Contratos de suministro**

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben contar, mediante llamados de licitación pública, con contratos de suministro de energía que permitan abastecer a sus clientes regulados para, a lo menos, los próximos tres años.

Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro con Endesa, Colbún y Empresa Eléctrica Panguipulli. Sin embargo, en el corto plazo, se incorporarán los últimos actores que se adjudicaron la última licitación de suministro.

Cabe mencionar que la quiebra de un suministrador no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados, debido a que la SEC en su Resolución Exenta N° 2288 (RE2288), de fecha 26 de agosto de 2011, dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debía ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por la Dirección de Peajes del CDEC – SIC a prorrata de su energía firme y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa quebrada. Sólo en caso de producirse el término anticipado del contrato de suministro por resolución judicial, nacería para la concesionaria la obligación de licitar nuevamente por sus consumos que no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso término anticipadamente.

Por otro lado, a la luz de los futuros requerimientos de nuevos suministros regulados, la misma quiebra de una empresa generadora en 2011 (Campanario), los crecimientos reales versus los proyectados, el término de los primeros contratos de suministro licitados, la CNE ha impulsado procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC, con el objeto de atender los requerimientos del período 2013-2019 y 2019-2032, denominadas “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/01” y “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/02”, respectivamente.

Luego de una revisión de los bloques de suministro, finalmente se redefinieron los períodos considerados en los procesos 2013/01 y 2013/02, de tal forma que el primer proceso considera requerimientos entre los años 2013 y 2024, y el segundo proceso entre los años 2016 y 2018. Tanto el proceso 2013/01 como 2013/02 se iniciaron el 20 de junio de 2013 y a solicitud de la CNE, se solicitó extender los plazos de recepción de ofertas.

Respecto al proceso 2013/01, se adjudicó un 78% de las energías licitadas (70% a ENDESA y 8% a Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.). Producto de lo anterior, la Comisión solicitó realizar nuevamente modificaciones al proceso 2013/02 en términos de plazo de suministro (2017-2018), energía licitada, y plazo de adjudicación (Octubre de 2014). En paralelo, la misma CNE impulsó un tercer proceso de licitación 2013/03, el cual cubriría la energía no adjudicada del proceso 2013/01 y requerimientos de energía de los distribuidores desde el 2018 hasta el 2025 y cuya adjudicación se realizó el 14 de agosto de 2014, resultando sólo un 15% de la energía licitada adjudicada a ENDESA (único oferente).

Producto de la adjudicación parcial del proceso 2013/03, y por adecuaciones en los bloques licitados, con fecha 12 de septiembre de 2014 la CNE dejó sin efecto el Proceso de Licitación 2013/02 y se aprueba el segundo llamado del proceso 2013/03 que considerará parte de los requerimientos del proceso 2013/03 no adjudicados, y la energía del Proceso 2013/02, considerándose así los requerimientos de energía de los distribuidores a través de cuatro Bloques de Suministro que comprenden requerimientos que van desde el 2016 hasta el 2033. En diciembre 2014 se adjudicó sobre el 91% de las energías licitadas, quedando un 9% sin adjudicar, la cual se considerará en futuras licitaciones.

Producto de la entrada en vigencia de la Ley N°20.085, el 2015 es el primer año en que los procesos de licitaciones de suministro son gestionados por la CNE. Durante el primer trimestre de 2015, la CNE solicitó a todas las Distribuidoras el envío de las proyecciones de demanda de clientes regulados. Con esa información, más ajustes de la proyección por parte de la Comisión, la CNE emitió un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó 2 procesos de Licitación:

- Proceso 2015/01 (Enero 2021- Diciembre 2041), cuya adjudicación se realizará en mayo 2016.
- Proceso 2015/02 (Enero 2017 – Diciembre 2036), cuya adjudicación se realizó en octubre 2015, el cual se adjudicó la energía licitada en un 100%.

Los últimos resultados de las licitaciones de suministros para el abastecimiento de las empresas distribuidoras han permitido viabilizar el desarrollo de nuevos proyectos destinados al suministro de éstas, incluyendo el desarrollo de proyectos de energía renovable, permiten disponer de energía para cubrir los requerimientos futuros de los clientes sometidos a regulación de precio de las distribuidoras.

#### **e) Abastecimiento de energía**

La seguridad de abastecimiento de energía para todo el SIC se podría ver afectada en años futuros, si se presentaran fallas prolongadas en centrales térmicas y/o problemas con el suministro de gas y/o problemas de sequía o limitaciones en la transmisión de energía.

Sin embargo, estos riesgos se ven aminorados debido a que:

- Las Leyes Cortas mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.
- Las acciones que actualmente se encuentra desarrollando el regulador, tendientes por un lado a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento de gas argentino y por otro al reconocer que un año muy seco podría generar situaciones que pueden ser complicadas y que requieren de una revisión oportuna de la forma en que se puedan resolver la disponibilidad y los recursos de energía necesarios, dado por el nivel actual de los embalses y las líneas de transmisión. Se reconoce que el problema no es de falta de energía, porque hay muchas turbinas diesel disponibles, pero sí existe preocupación por costos debido al precio que pueda alcanzar el petróleo.

Aun así, la Sociedad realiza estimaciones antes un escenario de déficit de suministro, para planificar posibles acciones (acuerdos entre distribuidoras, informe a generadoras y autorización de la CNE) en búsqueda del traspaso de excedentes disponibles en distribuidoras con superávit de suministro, o bien, incorporar nuevos requerimientos a los próximos procesos de licitación.

## **14.2 Riesgo financiero**

Los flujos de la Sociedad, que son generados principalmente por su participación en el negocio eléctrico, tienen un perfil muy estable y de largo plazo.

La administración de los riesgos financieros de la Sociedad se realiza de modo mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los pasivos financieros.

### **14.2.1 Tipo de cambio**

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

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 es menor.

### **14.2.2 Variación UF**

De los ingresos de la Sociedad, más de un 80% corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía. Las tarifas de ventas incluyen en sus

indicadores factores de actualización, tales como el IPC y el IPP (Índice de Precios al Productor). Es decir, la mayor parte del flujo de Efectivo neto que la Sociedad genera corresponde a pesos indexados.

Es por esto que la Sociedad mantiene deudas en UF, y no administra el riesgo de esa variación en su estado de situación financiera.

El 100% de la deuda financiera está estructurada a largo plazo mediante bonos, y se encuentra denominada en UF, consistente con el perfil de flujos de la Sociedad.

La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes) suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir, para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes) la variación positiva de medio punto porcentual en base anual de la UF por el período de cierre de estos estados financieros, con respecto de la variación real de la UF. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se produce un aumento en los pasivos de la sociedad de M\$320.364 al 31 de diciembre de 2015.

#### **14.2.3 Tasa de interés**

En la actualidad el 100% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija, por lo que no es necesario realizar análisis de sensibilidad de la tasa variable.

#### **14.2.4 Riesgo de liquidez**

Los recursos financieros se obtienen de fuentes propias, endeudamiento tradicional, instrumentos de oferta pública y privada y aportes de capital, siempre manteniendo estructuras estables y velando por optimizar el uso de los productos más convenientes en el mercado.

Actualmente, el 100% de la deuda financiera se encuentra estructurada a largo plazo, mediante bonos.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de la administración de caja conjunta con la Matriz (Eléctricas y Grupo Saesa) y la relacionada (Saesa). Como política, 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.

Frontel en la actualidad cuenta con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.000.000 junto a la relacionada Saesa, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta diciembre del año 2015, con spread máximos acordados. A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de estas Sociedades, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

#### **14.2.5 Riesgo de Crédito**

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

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

#### **Cuentas por cobrar comerciales:**

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad operacional, se distingue dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otro relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como venta 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). 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, 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 venta al detalle de productos y servicios, 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 riesgo de incobrabilidad 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	3%	33%
181 a 270	33%	66%
271 a 360	63%	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:

De acuerdo con lo definido por la Sociedad, las inversiones sólo 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.

#### 14.2.6 Instrumentos financieros por categoría

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

##### a) Activos Financieros

Al 31 de diciembre 2015	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Total M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	31.413.827	-	31.413.827
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	106.596	-	106.596
Efectivo y equivalentes al efectivo	6.861.687	4.503.185	11.364.872
<b>Totales</b>	<b>38.382.110</b>	<b>4.503.185</b>	<b>42.885.295</b>

Al 31 de diciembre de 2014	<i>Préstamos y cuentas por cobrar</i>	<i>Activos a valor razonable con cambio en resultados</i>	<i>Total</i>
	<i>M\$</i>	<i>M\$</i>	<i>M\$</i>
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	25.622.179	-	25.622.179
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	85.384	-	85.384
Efectivo y equivalentes al efectivo	12.472.524	5.427.243	17.899.767
<b>Totales</b>	<b>38.180.087</b>	<b>5.427.243</b>	<b>43.607.330</b>

## b) Pasivos Financieros

Al 31 de diciembre de 2015	<i>Préstamos y cuentas por pagar</i>	<i>Total</i>
	<i>M\$</i>	<i>M\$</i>
Otros Pasivos Financieros Corrientes y no corrientes (préstamos que devengan intereses)	64.141.397	64.141.397
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	16.169.672	16.169.672
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	4.397.798	4.397.798
<b>Totales</b>	<b>84.708.867</b>	<b>84.708.867</b>

Al 31 de diciembre de 2014	<i>Préstamos y cuentas por pagar</i>	<i>Total</i>
	<i>M\$</i>	<i>M\$</i>
Otros Pasivos Financieros Corrientes y no corrientes (préstamos que devengan intereses)	61.610.587	61.610.587
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	14.886.685	14.886.685
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	5.692.020	5.692.020
<b>Totales</b>	<b>82.189.292</b>	<b>82.189.292</b>

## 14.2.7 Valor Justo de instrumentos financieros

### a) Valor Justo de instrumentos financieros contabilizados a Costo Amortizado.

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

Activos Financieros -al 31/12/2015	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
<b>Inversiones mantenidas al costo amortizado:</b>		
Efectivo en caja	1.373.552	1.373.552
Saldo en Bancos	485.801	485.801
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	27.995.701	27.995.701

Pasivos Financieros -al 31/12/2015	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
<b>Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:</b>		
Bonos	64.141.397	64.194.744
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	16.169.672	16.169.672

**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:

- a) Las cuentas comerciales por cobrar 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.
- b) El Valor Justo de los Bonos se determinó en base a referencias de precios de mercado, ya que estos instrumentos son transados en el mercado bajo condiciones estándares y con un alto grado de liquidez.

**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.

**15 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	14.613.014	13.635.844
Otras cuentas por pagar	1.556.658	1.250.841
<b>Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar</b>	<b>16.169.672</b>	<b>14.886.685</b>

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 energía	11.841.662	10.772.853
Cuentas por pagar bienes y servicios	2.771.352	2.862.991
Dividendos por pagar	34.905	23.042
Cuentas por pagar instituciones fiscales	126.479	106.958
Otras cuentas por pagar	1.395.274	1.120.841
<b>Totales acreedores comerciales y otras cuentas por pagar</b>	<b>16.169.672</b>	<b>14.886.685</b>

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	792.862	12.934.464	885.688	14.613.014	431.587	11.966.910	1.237.347	13.635.844
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Mas de 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totales</b>	<b>792.862</b>	<b>12.934.464</b>	<b>885.688</b>	<b>14.613.014</b>	<b>431.587</b>	<b>11.966.910</b>	<b>1.237.347</b>	<b>13.635.844</b>

## 16 Provisiones

### 16.1 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		No corriente	
	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	395.937	393.880	-	-
Provisión por beneficios anuales	1.418.973	1.375.322	-	-
<b>Totales</b>	<b>1.814.910</b>	<b>1.769.202</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Provisiones	Por vacaciones del personal M\$	Por beneficios anuales M\$	Total M\$
<b>Saldo inicial al 01 de enero de 2015</b>	<b>393.880</b>	<b>1.375.322</b>	<b>1.769.202</b>
<b>Movimientos en provisiones</b>			
Incremento (decremento) en provisiones existentes	160.147	1.023.248	1.183.395
Provisión utilizada	(158.090)	(979.597)	(1.137.687)
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>2.057</b>	<b>43.651</b>	<b>45.708</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>395.937</b>	<b>1.418.973</b>	<b>1.814.910</b>
Provisiones	Por vacaciones del personal M\$	Por beneficios anuales M\$	Total M\$
<b>Saldo inicial al 01 de enero de 2014</b>	<b>360.004</b>	<b>1.356.118</b>	<b>1.716.122</b>
<b>Movimientos en provisiones</b>			
Incremento (decremento) en provisiones existentes	179.850	1.039.222	1.219.072
Provisión utilizada	(145.974)	(1.020.018)	(1.165.992)
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>33.876</b>	<b>19.204</b>	<b>53.080</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2014</b>	<b>393.880</b>	<b>1.375.322</b>	<b>1.769.202</b>

## 16.2 Otras provisiones

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

Otras Provisiones a corto plazo	Corriente		No corriente	
	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Otras provisiones (Multas)	612.787	138.262	-	-
<b>Totales</b>	<b>612.787</b>	<b>138.262</b>	-	-

b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2015 y de 2014, es el siguiente:

Provisiones	Por reclamaciones legales M\$
<b>Saldo inicial al 01 de enero de 2015</b>	<b>138.262</b>
<b>Movimientos en provisiones</b>	
Provisiones adicionales	18.641
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	473.884
Provisión utilizada	(18.000)
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>474.525</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>612.787</b>

Provisiones	Por reclamaciones legales M\$
<b>Saldo inicial al 01 de enero de 2014</b>	<b>301.576</b>
<b>Movimientos en provisiones</b>	
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(145.309)
Provisión utilizada	(18.005)
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>(163.314)</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2014</b>	<b>138.262</b>

## 16.3 Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados

a) **Beneficios de prestación definida:**

**Indemnización 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 corrientes, Indemnización por años de servicio	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Indemnización por años de servicio	2.437.845	2.244.031
<b>Totales</b>	<b>2.437.845</b>	<b>2.244.031</b>

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

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2015</b>	<b>2.244.031</b>
Costo por intereses	158.092
Costo del servicio del período	208.064
Pagos en el período	(233.766)
Variación actuarial por cambio de tasa	188.540
Variación actuarial por experiencia	(127.116)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>2.437.845</b>

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2014</b>	<b>2.029.524</b>
Costo por intereses	198.984
Costo del servicio del año	176.132
Pagos en el año	(221.060)
Variación actuarial por cambio de tasa	195.799
Variación actuarial por experiencia	(135.348)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2014</b>	<b>2.244.031</b>

- 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	158.092	198.984
Costo del servicio del período	208.064	176.132
<b>Total Gasto reconocido en el estado de resultados</b>	<b>366.156</b>	<b>375.116</b>
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	61.424	60.451
<b>Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales</b>	<b>427.580</b>	<b>435.567</b>

- d) Hipótesis actuariales utilizadas al 31 de diciembre de 2015.

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 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	271.502	(225.868)

### Sensibilización de tasa esperada de incremento salarial

Al 31 de diciembre de 2015, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de 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	(229.253)	269.551

## 16.4 Juicios y multas

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

### 16.4.1 Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad son los siguientes:

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapas Procesal	Monto M\$
FRONTEL	3° Juzgado civil de Temuco	1709-2010	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio. (Benavides y otros con FRONTEL)	Pendiente en segunda instancia	25.629
FRONTEL	4° Juzgado Civil de Santiago	37020-2010	Demanda de indemnización de perjuicios (CELCO con FRONTEL)	Pendiente en segunda instancia	2.903.336
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Temuco	988-2013	Demanda de indemnización de perjuicios extracontractual. Incendio. Peña con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	25.629
FRONTEL	Primer Juzgado civil de Temuco	5829-2013	Cobro de pesos (Fisco con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	23.258
FRONTEL	Primer Juzgado de Letras de Angol	689-2013	Servidumbre (Leonelli con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	426.947
FRONTEL	Primer Juzgado de Letras de Angol	688-2013	Servidumbre (Cortés con Frontel)	Pendiente en primera instancia	289.198
FRONTEL	Primer Juzgado Civil de Osorno	2695-2013	Indemnización de perjuicios (Campos con Frontel)	Pendiente en primera instancia	25.629
FRONTEL	Juzgado Civil de Nacimiento	362-2013	Indemnización de perjuicios (Salazar con Frontel)	Pendiente en segunda instancia	25.629
FRONTEL	Primer Juzgado de Letras de Angol	747-2013	Indemnización de perjuicios (Serv. Inmobiliaria con Frontel)	Pendiente en primera instancia	652.979
FRONTEL	2° Juzgado Civil de Temuco	3007-2014	Indemnización de perjuicios (González con Frontel)	Pendiente en primera instancia	25.629
FRONTEL	Juzgado de Letras de nueva Imperial	C- 26-2015	Indemnización perjuicios (Nancupil con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	58.653
FRONTEL	Juzgado Tributario y Aduanero de Los Lagos	GR-12-00081-2013	Reclamación de resolución Tributaria (FRONTEL con SII)	Fallo de 1ra. instancia: Ha Lugar en todas sus partes. Se inicia proceso de revisión de la causa en la Corte de Apelaciones de Puerto Montt.	110.523

Al 31 de diciembre de 2015, la Sociedad ha realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación para ella. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los presentes estados financieros, que incluye a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar, que la Sociedad cuenta con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 1.000.

Para los casos en que la Administración y los abogados de la Sociedad han estimado que se obtendrán resultados favorables o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones.

## 16.4.2 Multas

Al 31 de diciembre de 2015, las multas cursadas a la Sociedad y aún pendientes de resolución, son las siguientes:

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
FRONTEL	REX 1 1623 de fecha 21.12.2015	SEC	Indices	Reposición Pendiente	168.806
<b>Multas pendientes de resolución de años anteriores</b>					
FRONTEL	Res. Ex. 2254 de fecha 25.11.2009	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	10.789

El monto reconocido por provisiones en los 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 rodean los sucesos y circunstancias concurrentes a la valoración de la misma.

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 las multas se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

## 17. 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	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$	M\$	M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	7.933.255	9.190.779	-	-
Otras obras de terceros	1.437.684	2.075.766	-	-
Ingreso anticipado por ventas de peajes	-	-	313.335	-
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	16.916	13.345
<b>Totales</b>	<b>9.370.939</b>	<b>11.266.545</b>	<b>330.251</b>	<b>13.345</b>

Las subvenciones gubernamentales corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación rural, netos de los costos realizados por la Sociedad y se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.16.2.

## 18. Patrimonio

### 18.1 Patrimonio neto de la Sociedad

#### 18.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 el capital social de Frontel asciende a M\$133.737.399. El capital está representado por 511.881.204 acciones serie A y 7.456.447.468.839 acciones serie B, totalmente suscritas y pagadas.

Las acciones serie A tienen todos los derechos que la normativa vigente les confiere a las acciones ordinarias. Por su parte, las acciones serie B tienen todos los derechos que la normativa vigente les confiere a las acciones ordinarias pero que gozan de la preferencia para convocar a juntas de accionistas (tendrán el privilegio de convocar juntas ordinarias y extraordinarias de accionistas, cuando lo soliciten, a lo menos, el 5% de estas acciones) y la limitación para elegir Directores (no tendrán derecho a elegir Directores).

#### 18.1.2 Dividendos

Con fecha 27 de abril de 2015 en Junta Ordinaria de Accionistas se aprobó el pago de un dividendo final de \$0,00084823 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre

de 2014 y un dividendo adicional de \$0,00042574 por acción con cargo a las reservas de las utilidades de ejercicios anteriores.

Lo anterior significó un pago total de M\$9.500.000 por este concepto. Los dividendos señalados, fueron pagados a partir del día 27 de mayo de 2015, a los accionistas que figuraban inscritos en el Registro de Accionistas al quinto día hábil anterior a la fecha de pago.

Con fecha 30 de abril de 2014 en Junta Ordinaria de Accionistas se aprobó el pago de un dividendo final de \$0,00120693 por acción, el que se pagó en dinero en efectivo e imputó a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013.

Lo anterior significó un pago total de M\$9.000.000 por este concepto. Los dividendos señalados, fueron pagados a partir del día 28 de mayo de 2014, a los accionistas que figuraban inscritos en el Registro de Accionistas al quinto día hábil anterior a la fecha de pago.

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 períodos.

### 18.1.3 Reservas por diferencias de conversión

El detalle de las sociedades que presentan diferencias de conversión, netas de impuestos, al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	828	-
Sociedad Generadora Austral S.A.	1.922	667
<b>Totales</b>	<b>2.750</b>	<b>667</b>

La reserva de conversión, proviene de las diferencias de cambio que se originan en la conversión de la relacionada SGA que tiene moneda funcional dólar y STC.

### 18.1.4 Otras reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Otras reservas al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

Saldos al 31 de diciembre de 2015:

	Saldo al 01 de enero de 2015 M\$	Reservas por diferencias de conversión enero a diciembre de 2015 M\$	Reservas de cobertura M\$	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2015 M\$
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	667	2.083	-	-	2.750
Reservas de cobertura netas de impuestos diferidos	-	-	(424)	-	(424)
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales netas de impuestos diferidos	(66.458)	-	-	(44.880)	(111.338)
Efecto por fusión 31/05/2011	8.011.148	-	-	-	8.011.148
Otras reservas varias	4.577.306	-	-	-	4.577.306
Efecto fusión STS y SAGESA	16	-	-	-	16
<b>Totales</b>	<b>12.522.679</b>	<b>2.083</b>	<b>(424)</b>	<b>(44.880)</b>	<b>12.479.458</b>

Otras reservas varias por M\$4.577.306, está compuesta por M\$419.738, que corresponde a revalorización del capital pagado por el período 05 de agosto de 2009 a diciembre 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros y M\$4.157.568 corresponde al valor de Otras reservas resultante de la división de Los Lagos

Ltda., en cuatro empresas, la continuadora legal Los Lagos, y Lagos II, Los Lagos III y Los Lagos IV. A Los Lagos III se le asignaron las acciones que Los Lagos tenía en Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. Una vez determinado el patrimonio de cada compañía, se distribuyeron proporcionalmente los montos a las cuentas de Capital Pagado y Otras reservas según PCGA anteriores, lo que fue aprobado por los socios en la escritura de división respectiva.

El efecto por fusión de M\$8.011.148 se origina en la fusión por absorción de la Sociedad con su filial (Antigua Frontel). Producto de lo anterior y de acuerdo a normas tributarias vigentes, se originaron beneficios tributarios que implicaron mayores activos por impuestos diferidos de M\$7.502.284. El saldo restante está formado por un monto de M\$508.864, que corresponde a la incorporación de la participación no controladora de Antigua Frontel en la Sociedad, como consecuencia de la fusión materializada el 31 de mayo de 2011.

La transacción descrita es una combinación de negocios bajo control común. En ese sentido y ante la ausencia de normas específicas en IFRS, la Sociedad ha aplicado los mismos criterios que en transacciones similares anteriores que en la esencia no involucraban una adquisición.

La forma de contabilización es que los activos y pasivos se contabilizan a su valor contable y cualquier eventual efecto en resultados o mayor/menor valor teórico que se produzca como resultado de la transacción, se registrará con abono o cargo a otras reservas.

Saldos al 31 de diciembre de 2014:

	Saldo al 01 de enero de 2014 M\$	Reservas por diferencias de conversión enero a diciembre de 2014 M\$	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2014 M\$
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(606)	1.273	-	667
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales netas de impuestos diferidos	(22.278)	-	(44.180)	(66.458)
Efecto por fusión 31/05/2011	8.011.148	-	-	8.011.148
Otras reservas varias	4.577.306	-	-	4.577.306
Efecto fusión STS y SAGESA	16	-	-	16
<b>Totales</b>	<b>12.565.586</b>	<b>1.273</b>	<b>(44.180)</b>	<b>12.522.679</b>

### 18.1.5 Ganancias Acumuladas

Los saldos de Ganancias Acumuladas al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

Saldos al 31 de diciembre de 2015:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia acumulada M\$
<b>Saldo Inicial al 01/01/2015</b>	<b>8.729.049</b>	<b>231.773</b>	<b>8.960.822</b>
Ganancia atribuibles a los propietarios de la controladora	11.814.672	-	11.814.672
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(7.602.424)	-	(7.602.424)
Provisión dividendo mínimo del período	(3.544.402)	-	(3.544.402)
<b>Saldo final al 31/12/2015</b>	<b>9.396.895</b>	<b>231.773</b>	<b>9.628.668</b>

La utilidad distributable del período enero-diciembre 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\$11.814.672.

Saldos al 31 de diciembre de 2014:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia acumulada M\$
<b>Saldo Inicial al 01/01/14</b>	<b>10.919.157</b>	<b>231.773</b>	<b>11.150.930</b>
Ganancia atribuibles a los propietarios de la controladora	6.325.250	-	6.325.250
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(6.278.134)	-	(6.278.134)
Provisión dividendo mínimo del período	(1.897.574)	-	(1.897.574)
Efecto en patrimonio Oficio N° 856 SVS	(339.650)	-	(339.650)
<b>Saldo final al 31/12/2014</b>	<b>8.729.049</b>	<b>231.773</b>	<b>8.960.822</b>

La utilidad distributable del período enero-diciembre 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\$6.325.250.

## 18.2 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.

## 18.3 Restricciones a la disposición de fondos

En virtud de los contratos de deuda que posee la Sociedad, el envío de flujo a sus Accionistas está condicionado, al cumplimiento de las restricciones financieras mencionadas en la Nota 13 d).

## 19. Ingresos

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

Ingresos Ordinarios	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
<b>Venta de Energía</b>	<b>113.394.397</b>	<b>86.181.038</b>
Ventas de energía	113.394.397	86.181.038
<b>Otras Prestaciones y Servicios</b>	<b>2.330.930</b>	<b>2.400.258</b>
Apoyos	71.826	130.735
Arriendo de medidores	364.355	340.847
Cortes y reposición	557.858	600.747
Pagos fuera de plazo	1.156.671	1.162.044
Otros	180.220	165.885
<b>Totales Ingresos Ordinarios</b>	<b>115.725.327</b>	<b>88.581.296</b>

Otros Ingresos, por naturaleza	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
<b>Otros Ingresos</b>		
Construcción de obras y trabajos a terceros	3.774.652	6.200.679
Venta de materiales y equipos	1.673.578	1.809.530
Arrendamientos	411.940	379.521
Intereses créditos y préstamos	121.667	113.949
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	3.812.207	2.885.106
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	333.733	240.512
Otros ingresos	402.075	405.947
<b>Totales Otros ingresos, por naturaleza</b>	<b>10.529.852</b>	<b>12.035.244</b>

## 20. Consumo de Materias Primas y Consumibles Utilizados

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

Materias primas y consumibles utilizados	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Compras de energía y peajes	70.002.663	54.179.087
Compra de materiales	4.103.116	4.670.770
<b>Totales</b>	<b>74.105.779</b>	<b>58.849.857</b>

## 21. Gastos por Beneficios a los Empleados

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

Gastos por Beneficios a los Empleados	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	9.781.800	8.980.900
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	860.556	736.776
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	645.071	745.510
Activación costo de personal	(871.375)	(748.230)
<b>Totales</b>	<b>10.416.052</b>	<b>9.714.956</b>

## 22. Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

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

Depreciación y Amortización	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Depreciaciones	7.363.913	6.186.634
Amortizaciones de intangibles	21.796	61.506
<b>Totales</b>	<b>7.385.709</b>	<b>6.248.140</b>

## 23. Otros Gastos por Naturaleza

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

Otros Gastos por Naturaleza	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Operación y mantención sistema eléctrico	6.007.215	5.410.843
Mantención medidores, ciclo comercial	3.229.442	2.939.299
Operación vehículos, viajes y viáticos	461.677	484.192
Arriendo Maquinarias, Equipos e Instalaciones	90.879	9.883
Provisiones y castigos	276.101	462.062
Gastos de administración	1.878.237	1.634.558
Egresos por construcción de obras a terceros	3.135.971	3.968.637
Otros gastos por naturaleza	754.826	621.323
<b>Total Otros Gastos por Naturaleza</b>	<b>15.834.348</b>	<b>15.530.797</b>

## 24. 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	31/12/2015
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	586.940	684.031
Otros ingresos financieros	2.922	1.811
<b>Total Ingresos Financieros</b>	<b>589.862</b>	<b>685.842</b>

Costos Financieros	31/12/2015	31/12/2015
	M\$	M\$
Gastos por bonos	(1.729.377)	(1.041.449)
Otros gastos financieros	(304.984)	(956.470)
Activación gastos financieros	56.651	169.225
<b>Total Costos Financieros</b>	<b>(1.977.710)</b>	<b>(1.828.694)</b>

<b>Resultado por unidades de reajuste</b>	<b>(2.494.991)</b>	<b>(2.191.653)</b>
<b>Diferencias de cambio</b>	<b>21.451</b>	<b>(3.754)</b>
Positivas	21.451	-
Negativas	-	(3.754)
<b>Total Costo Financiero</b>	<b>(4.451.250)</b>	<b>(4.024.101)</b>

<b>Total Resultado Financiero</b>	<b>(3.861.388)</b>	<b>(3.338.259)</b>
-----------------------------------	--------------------	--------------------

## 25. Información por Segmento

El siguiente análisis de negocio y segmento es requerido por NIIF 8, Información financiera por segmentos, para ser presentado por las entidades cuyo capital o títulos de deuda se negocian públicamente o que están en proceso de la emisión de títulos de deuda pública en los mercados de valores.

Los segmentos operativos son definidos como componentes de una entidad para los cuales existe información financiera separada que es regularmente utilizada por la Administración para la toma de decisiones, como asignar recursos y para evaluar el desempeño.

El negocio de la Sociedad es analizado, desde una perspectiva de asignación de recursos y costos, en términos agregados consolidados. Esto, porque uno de los focos principales del negocio es el control de los gastos (siempre dentro del cumplimiento normativo que permita el buen desempeño de la Sociedad), en la medida que las tarifas están reguladas por Ley y aseguran un retorno estable para sus activos.

En virtud de lo anterior, la Sociedad no presenta separación por segmentos de negocio.

## 26. Medio Ambiente

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

Concepto del desembolso	Concepto	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Evaluación plan de manejo	Inversión	4.344	2.824
Asesorías medioambientales	Costo	7.623	5.838
Gestión de residuos	Costo	4.303	625
Reforestaciones	Inversión	-	21.839
Otros gastos medioambientales	Costo	974	448
Proyectos de inversión	Inversión	86.390	65.939
<b>Totales</b>		<b>103.634</b>	<b>97.513</b>

No existen compromisos futuros que impliquen costos medioambientales significativos para la Sociedad.

## 27. 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			Fecha de Liberación de Garantía	
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Valor Garantía M\$	2016 M\$	2017 M\$
Eolica La Esperanza S.A.	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	313.335	313.335	-
Gobierno Regional de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.688.449	3.542.808	1.145.641
Gobierno Regional del Bio Bio	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	2.080.618	1.598.012	482.606
Ilustre Municipalidad de Los Álamos	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	3.837	3.837	-
Municipalidad de Curacautín	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	500	500	-
Municipalidad de Tucapel	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	25.496	25.496	-
Director de Vialidad Región de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	22.041	14.609	7.432
Director de Vialidad Región del Bio Bio	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	152.057	152.057	-
Director Regional de Vialidad Región de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	100.005	100.005	-
Director Regional de Vialidad Región del Bio Bio	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	111.091	111.091	-
Ilustre Municipalidad de Valdivia	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	48.023	48.023	-
<b>Totales</b>					<b>7.545.452</b>	<b>5.909.773</b>	<b>1.635.679</b>

## 28. Caucciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2015, la Sociedad ha recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar principalmente el cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, respectivamente por un total de M\$461.318 (M\$368.962 en 2014).

## 29. Sociedades Asociadas

A continuación se presenta un detalle de las sociedades asociadas en Frontel contabilizadas por el método de participación:

Nombre	Número de acciones	Porcentaje participación 31/12/2015 %	Saldo al 01/01/2015 M\$	Resultado del ejercicio M\$	Dividendos M\$	Reserva patrimonio M\$	Subtotal 31/12/2015 M\$	Utilidad no realizada 31/12/2015 M\$	Total 31/12/2015 M\$
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	241.941.817	0,09956%	104.638	15.091	(4.527)	4.872	120.074	-	120.074
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	8	0,10460%	16.713	2.336	(701)	(1.681)	16.667	-	16.667
Sociedad Generadora Austral S.A.	142.740	0,10000%	8.391	(609)		(2.608)	5.174	-	5.174
<b>Totales</b>			<b>129.742</b>	<b>16.818</b>	<b>(5.228)</b>	<b>583</b>	<b>141.915</b>	<b>-</b>	<b>141.915</b>

Nombre	Número de acciones	Porcentaje participación 31/12/2014 %	Saldo al 01/01/2014 M\$	Resultado del ejercicio M\$	Dividendos M\$	Reserva patrimonio M\$	Subtotal 31/12/2014 M\$	Utilidad no realizada 31/12/2014 M\$	Total 31/12/2014 M\$
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	241.941.817	0,09956%	91.628	15.017	(709)	(1.298)	104.638	-	104.638
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	8	0,10460%	16.648	2.429	(2.094)	(270)	16.713	-	16.713
Sociedad Generadora Austral S.A.	142.740	0,10000%	8.183	372	(1.445)	1.281	8.391	-	8.391
<b>Totales</b>			<b>116.459</b>	<b>17.818</b>	<b>(4.248)</b>	<b>(287)</b>	<b>129.742</b>	<b>-</b>	<b>129.742</b>

## 30. Información Adicional Sobre Deuda Financiera

A continuación se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deudas financieras:

### a) Bonos

- Resumen de Bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años		Mas de 5 años	al 31/12/2015
			Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año M\$	al 31/12/2015 M\$	Más de 1 año hasta 2 años M\$	Más de 2 años hasta 3 años M\$	Más de 3 años hasta 4 años M\$	Más de 4 años hasta 5 años M\$		
Chile	UF	2,50%	-	955.158	955.158	5.760.612	10.386.976	10.148.184	9.909.401	4.865.145	41.070.318
Chile	UF	3,20%	406.836	406.836	813.672	813.672	813.672	813.672	813.672	33.562.395	36.817.083
<b>Totales</b>			<b>406.836</b>	<b>1.361.994</b>	<b>1.768.830</b>	<b>6.574.284</b>	<b>11.200.648</b>	<b>10.961.856</b>	<b>10.723.073</b>	<b>38.427.540</b>	<b>77.887.401</b>

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años		Mas de 5 años	al 31/12/2014
			Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año M\$	al 31/12/2014 M\$	Más de 1 año hasta 2 años M\$	Más de 2 años hasta 3 años M\$	Más de 3 años hasta 4 años M\$	Más de 4 años hasta 5 años M\$		
Chile	UF	2,50%	-	917.815	917.815	917.815	5.535.397	9.980.887	9.751.434	14.196.924	40.382.457
Chile	UF	3,20%	390.931	390.931	781.862	781.862	781.862	781.862	781.862	33.032.107	36.159.555
<b>Totales</b>			<b>390.931</b>	<b>1.308.746</b>	<b>1.699.677</b>	<b>1.699.677</b>	<b>6.317.259</b>	<b>10.762.749</b>	<b>10.533.296</b>	<b>47.229.031</b>	<b>76.542.012</b>

- Individualización de bonos

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	31 de diciembre 2015									
								Corriente			No Corriente						
								Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años			Mas de 5 años	al 31/12/2015
								Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año M\$	al 31/12/2015 M\$	Más de 1 año hasta 2 años M\$	Más de 2 años hasta 3 años M\$	Más de 3 años hasta 4 años M\$	Más de 4 años hasta 5 años M\$			
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	Chile	BONO SERIE GN 662	Chile	UF	2,39%	2,50%	-	955.158	955.158	5.760.612	10.386.976	10.148.184	9.909.401	4.865.145	41.070.318	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	Chile	BONO SERIE GN 663	Chile	UF	3,24%	3,20%	406.836	406.836	813.672	813.672	813.672	813.672	813.672	33.562.395	36.817.083	
<b>Totales</b>								<b>406.836</b>	<b>1.361.994</b>	<b>1.768.830</b>	<b>6.574.284</b>	<b>11.200.648</b>	<b>10.961.856</b>	<b>10.723.073</b>	<b>38.427.540</b>	<b>77.887.401</b>	

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Pais Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Pais Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	31 de diciembre 2014									
								Corriente			No Corriente						
								Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años			Mas de 5 años	al 31/12/2014
								Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	al 31/12/2014	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años			
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$								
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	Chile	BONO SERIE CIN 662	Chile	UF	2,39%	2,50%	-	917.815	917.815	917.815	5.535.397	9.980.887	9.751.434	14.196.324	40.382.457	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	Chile	BONO SERIE GIN 663	Chile	UF	3,24%	3,20%	390.931	390.931	781.862	781.862	781.862	781.862	781.862	33.032.107	36.159.555	
<b>Totales</b>								<b>390.931</b>	<b>1.308.746</b>	<b>1.699.677</b>	<b>1.699.677</b>	<b>6.317.259</b>	<b>10.762.749</b>	<b>10.533.296</b>	<b>47.228.031</b>	<b>76.542.012</b>	

### 31. Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Dólar	Peso chileno	36.779	211
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	U.F.	Peso chileno	611.262	493.359
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Dólar	Peso chileno	-	137
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>			<b>648.041</b>	<b>493.707</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTE</b>				
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	Peso chileno	1.304.432	1.101.114
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>			<b>1.304.432</b>	<b>1.101.114</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>			<b>1.952.473</b>	<b>1.594.821</b>
PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>				
Otros Pasivos Financieros Corrientes	U.F.	Peso chileno	324.105	266.645
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	U.F.	Peso chileno	3.824	-
<b>TOTAL PASIVOS CORRIENTES</b>			<b>327.929</b>	<b>266.645</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>				
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	U.F.	Peso chileno	63.817.292	61.343.942
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>			<b>63.817.292</b>	<b>61.343.942</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>			<b>64.145.221</b>	<b>61.610.587</b>

### **32. 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 período 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 la Frontera S.A.**  
**Al 31 de diciembre de 2015**

**I. Análisis del Estado de Situación Financiera**

	<b>dic-15</b> <b>MM\$</b>	<b>dic-14</b> <b>MM\$</b>	<b>Diferencia</b> <b>MM\$</b>	<b>Variación</b> <b>%</b>
Activos corrientes	46.280	44.694	1.586	4%
Activos no corrientes	214.512	211.743	2.769	1%
<b>Total activos</b>	<b>260.792</b>	<b>256.437</b>	<b>4.355</b>	<b>2%</b>
Pasivos corrientes	35.332	34.930	402	1%
Pasivos no corrientes	69.615	66.286	3.329	5%
Patrimonio	155.845	155.221	624	0%
<b>Total pasivos y patrimonio</b>	<b>260.792</b>	<b>256.437</b>	<b>4.355</b>	<b>2%</b>

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM\$4.355 respecto de diciembre de 2014, explicado principalmente por un aumento en los Activos corrientes de MM\$1.586 y en los Activos no corrientes de MM\$2.769.

La variación positiva de los Activos corrientes es originada por:

- a) Aumento en Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar (MM\$6.215), por reconocimiento de nuevos decretos tarifarios que aumentan el valor de la tarifa al cliente final y que se cobra de forma diferida.
- b) Aumento en Activos por inventarios (MM\$607), por incremento de existencias para ventas al detalle de productos y servicios; y en el stock de materiales destinados principalmente a la mantención y obras de ampliación del sistema eléctrico
- c) Aumento en Impuestos corrientes (MM\$1.258), por mayor IVA por recuperar debido a solicitud administrativa al SII (en virtud de normativa tributaria vigente) por la emisión de documentos tributarios (notas de crédito) por menor cobro a clientes finales relacionado con la publicación de decretos tarifarios que ajustaron retroactivamente la tarifa cobrada en los años 2011, 2012 y 2013.

Lo anterior, compensado parcialmente por una disminución en Efectivo y equivalentes al efectivo (MM\$6.535), principalmente por pago de dividendos, amortización de deuda financiera e inversiones en activo fijos; compensado parcialmente con ingresos operacionales neto.

La variación positiva del ítem de Activos no corrientes, se explica por:

- a) Aumento en Activos intangibles distintos a la plusvalía (MM\$1.549), por incorporación de nueva servidumbre.
- b) Aumento en Propiedades, planta y equipo (MM\$1.408) 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 presentan un aumento de MM\$3.731 respecto de diciembre de 2014, explicado por un aumento en los Pasivos corrientes de MM\$402 y en los Pasivos no corrientes de MM\$3.329.

La variación positiva de los Pasivos no corrientes se explica principalmente por un aumento en Otros pasivos financieros (MM\$2.473), por actualización de Bonos Serie C y G indexados a la UF.

## 3) Patrimonio

Este rubro presenta un aumento de MM\$624 respecto de diciembre de 2014, principalmente por el resultado del periodo (MM\$11.815); compensado parcialmente por pago de dividendo 2015 neto de provisión (MM\$7.602), provisión de dividendo mínimo (MM\$3.544) y efecto de pérdida actuariales (MM\$44) por cambio en la tasa de descuento de 5,94% a 5,1% nominal.

## Principales Indicadores:

		Unidad	dic-15	dic-14	Var. %
Liquidez	Liquidez corriente (1)	Veces	1,3	1,3	2,4%
	Razón ácida (2)	Veces	1,2	1,2	1,3%
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio neto (3)	Veces	0,7	0,7	3,3%
	Cobertura gastos financieros (4)	Veces	13,1	9,0	45,0%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda total (5)	%	33,7%	34,5%	(2,4%)
	Deuda LP / Deuda total (6)	%	66,3%	65,5%	1,3%
Actividad	Inversiones en activo fijo	MMS	11.005	9.547	15,3%
	Rotación de inventarios (7)	Veces	2,3	2,4	(1,4%)
	Permanencia de inventarios (8)	Días	156	154	1,2%
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	67,1	65,5	2,4%
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (10)	MMS	25.899	16.521	56,8%
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio (anualizado) (11)	%	7,60%	4,05%	87,8%
	Rentabilidad del activo (anualizado) (12)	%	4,57%	2,53%	80,4%
	Rendimiento activos operacionales (anualizado) (13)	%	12,80%	7,21%	77,5%
	Utilidad por acción (14)	\$	0,0016	0,0008	86,8%

### Fórmulas:

(1) **Liquidez Corriente:**

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

(2) **Razón Ácida:**

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

(3) **Deuda / Patrimonio:**

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

(4) **Cobertura Gastos Financieros:**

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

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

(5) **Deuda CP / Deuda Total:**

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

(6) **Deuda LP / Deuda Total:**

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

**(7) Rotación de Inventarios:**

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

\*\* Considera inversiones propias e inversiones con subsidios.

**(8) Permanencia de Inventarios:**

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

**(9) Rotación Cuentas por Cobrar:**

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

**(10) Ebitda (12 meses móviles):**

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

**(11) Rentabilidad del Patrimonio (anualizado):**

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

**(12) Rendimiento del Activo (anualizado):**

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

**(13) Rentabilidad Activos Operacionales (anualizado):**

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

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	126.255	100.617	25.638	25%
Materias primas y consumibles utilizados	(74.106)	(58.850)	(15.256)	26%
<b>Margen de contribución</b>	<b>52.149</b>	<b>41.767</b>	<b>10.382</b>	<b>25%</b>
Gasto por beneficio a los empleados	(10.416)	(9.715)	(701)	7%
Otros gastos por naturaleza	(15.834)	(15.531)	(303)	2%
<b>Resultado bruto de explotación</b>	<b>25.899</b>	<b>16.521</b>	<b>9.378</b>	<b>57%</b>
Gasto por depreciación y amortización	(7.386)	(6.248)	(1.138)	18%
<b>Resultado de explotación</b>	<b>18.513</b>	<b>10.273</b>	<b>8.240</b>	<b>80%</b>
Resultado financiero	(3.861)	(3.338)	(523)	16%
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de la participación	17	18	(1)	(6%)
Otras ganancias (pérdidas)	86	(51)	137	(269%)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	14.755	6.902	7.853	114%
Gasto por impuestos a las ganancias	(2.940)	(577)	(2.363)	410%
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>11.815</b>	<b>6.325</b>	<b>5.490</b>	<b>87%</b>
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	11.815	6.325	5.490	87%

### 1) Resultado de Explotación

El Resultado de explotación aumentó respecto del mismo periodo del año anterior en MM\$8.240, lo que se explica por:

a) Mayor Margen de contribución por MM\$10.382 debido a :

- Mayor Margen de distribución (MM\$7.992) por incremento en la venta de energía (4,85%), disminución en el índice de pérdidas de energía y reliquidaciones de años anteriores (MM\$2.287). Adicionalmente, el año 2014 considera reliquidaciones de recargo de subtransmisión por entrada en vigencia de nuevas tarifas de subtransmisión, que afectaron negativamente al margen de contribución en ese año (MM\$2.397).
- Mayores ingresos de Subtransmisión (MM\$3.231) por reliquidación de pérdidas de años anteriores (MM\$1.908) y mayor uso de las redes (mayor energía) por parte de las distribuidoras. Adicionalmente, durante el 2014 se realizaron reliquidaciones por nuevas tarifas de Subtransmisión que afectaron negativamente el margen en MM\$408.

- b) Mayores Gastos del personal (MM\$701), principalmente por indexación por IPC y desvinculación de personal.
- c) Mayor Gasto por depreciación y amortización (MM\$1.138), por mayores inversiones y correspondiente puesta en servicio.

## 2) Resultado financiero

El Resultado financiero tuvo una variación negativa de MM\$523 principalmente por la disminución de los resultados (mayor pérdida) por Unidades de reajuste (MM\$303), originado por una mayor deuda promedio (indexada a la UF) en el periodo 2015, versus el año anterior.

- 3) Mayor Gasto por impuesto a las ganancias (MM\$2.363), por mayor utilidad respecto al mismo periodo del año anterior y mayor tasa de impuesto.

## 4) Resultado del Período

La Sociedad al 31 de diciembre de 2015 obtuvo utilidades por MM\$11.815, lo que implicó un aumento de MM\$5.490 respecto del año anterior.

### III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos

Flujo de Efectivo	dic-15 MM\$	dic-14 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
de la Operación	19.581	16.844	2.737	16%
de la Inversión	(12.487)	(10.730)	(1.757)	16%
de Financiación	(13.650)	2.486	(16.136)	(649%)
<b>Flujo neto del período</b>	<b>(6.556)</b>	<b>8.600</b>	<b>(15.156)</b>	<b>(176%)</b>
Variación en la tasa de cambio	21	(4)	25	(625%)
<b>Incremento (disminución)</b>	<b>(6.535)</b>	<b>8.596</b>	<b>(15.131)</b>	<b>(176%)</b>
Saldo Inicial	17.900	9.304	8.596	92%
<b>Saldo Final</b>	<b>11.365</b>	<b>17.900</b>	<b>(6.535)</b>	<b>(37%)</b>

El saldo de Efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM\$11.365.

La disminución del flujo neto respecto de igual periodo del año anterior, se explica por:

- 1) Mayor flujo positivo (variación positiva) de efectivo en Actividades de operación, principalmente por reliquidaciones a favor con empresas de generación, por decretos de subtransmisión y menores pagos a los empleados; compensado parcialmente con mayor pago de proveedores e impuesto a las ganancias.
- 2) Mayor flujo negativo (variación negativa) de efectivo por Actividades de inversión originado, principalmente por mayores compras de Propiedades, planta y equipos.
- 3) Menor flujo positivo (variación negativa) de efectivo en Actividades de financiación, debido a que en junio del año anterior se colocó el Bono Serie C (1.500 UF) compensando el mayor pago de préstamos a empresas relacionadas y a entidades financieras.

#### **IV. Mercados en que Participa**

La Sociedad distribuye energía eléctrica en la zona sur del país, en el área comprendida entre las provincias de Concepción, en la VIII Región, y la provincia de Cautín, en la IX Región. Frontel opera, principalmente, en los sectores rurales de la Región del Bío Bío y la Región de la Araucanía.

#### **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. La Autoridad, además de fijar tarifas, dicta las normas de calidad de producto y operación, derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios. Los riesgos de este negocio están ligados al marco regulatorio actual, donde la Autoridad fija las tarifas luego de un proceso que busca el óptimo de operación e inversión en cada sistema, fijando tarifas que permitan la recuperación de la inversión inicial y los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente, considerando instalaciones y una organización de tamaño eficiente para la prestación de los servicios tarifados.

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

##### 1.1) Riesgo Regulatorio

###### a) Cambio de la regulación

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

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

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

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.

En cuanto a los Servicios Asociados (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.

c) Fijación de tarifas de subtransmisión

De acuerdo a la legislación vigente corresponde determinar cada cuatro años el valor anual de los sistemas de subtransmisión, con dos años de diferencia respecto del cálculo del VAD.

Un nuevo proceso tarifario comenzó durante el 2009 (fija las tarifas para el período 2011-2014) y culminó con la publicación del respectivo Decreto Supremo N°14, el 9 de abril de 2013. Con ello, se aplicaron de manera retroactiva (desde el 1° de enero del

2011) los recargos fijados. Con posterioridad a la publicación del decreto tarifario de Subtransmisión, la CNE elaboró los respectivos Informes Técnicos que permitieron traspasar los nuevos recargos a las tarifas de clientes regulados para todo el período de aplicación (desde enero de 2011 en adelante). Asimismo, la Dirección de Peajes del CDEC-SIC inició los cálculos y envió los cuadros de pagos para reliquidar desde enero de 2014 en adelante, el pago por el uso de subtransmisión de parte de los retiros (distribuidoras) e inyecciones (generadoras) con los niveles tarifarios establecidos en el DS N°14. Según o indicado en la Nota N°3, Marco Regulatorio, la aplicación del DS 14, decreto que estaba vigente hasta 2014, se extendió para todo el 2015.

Mediante Resolución Exenta N°754 de noviembre de 2013 la CNE envió las bases preliminares para el nuevo Estudio de Subtransmisión (período 2015-2018), el que fue observado por las Empresas, y usuarios interesados. Conforme a la Reglamentación vigente en función de las respuestas de la Autoridad, las empresas recurrieron al Honorable Panel de Experto para dirimir las diferencias que se mantuvieron. En virtud de los Dictámenes publicados por el Panel en febrero de 2014, la CNE publicó las bases definitivas mediante RE N°93 del 24 de marzo de 2014 a partir de las cuales las empresas subtransmisoras licitaron el Estudio que se inició con fecha 24 de abril y cuyos informes finales se entregaron a la CNE a principios de diciembre de 2014. Luego de varios procesos de revisión, la CNE no ha comunicado el Informe Técnico preliminar sobre el cual las empresas propietarias, además de los usuarios e instituciones interesados puedan presentar discrepancias ante el Panel de Expertos, salvo unos documentos de trabajo previos.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de Subtransmisión son monitoreados continuamente, en función de los cambios que la Autoridad introduzca con ocasión de cada nuevo proceso tarifario, con el objeto de proteger los activos de la Sociedad y rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la Reglamentación vigente, esto es, en el Honorable Panel de Expertos o Contraloría General de la República, según sea el caso.

#### d) Contratos de suministro

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben contar, mediante llamados de licitación pública, con contratos de suministro de energía que permitan abastecer a sus clientes regulados para, a lo menos, los próximos tres años.

Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro con Endesa, Colbún y Empresa Eléctrica Panguipulli. Sin embargo, en el corto plazo, se incorporarán los últimos actores que se adjudicaron la última licitación de suministro.

Cabe mencionar que la quiebra de un suministrador no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados, debido a que la SEC en su

Resolución Exenta N° 2288 (RE2288), de fecha 26 de agosto de 2011, dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debía ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por la Dirección de Peajes del CDEC – SIC a prorrata de su energía firme y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa quebrada. Sólo en caso de producirse el término anticipado del contrato de suministro por resolución judicial, nacería para la concesionaria la obligación de licitar nuevamente por sus consumos que no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso término anticipadamente.

Por otro lado, a la luz de los futuros requerimientos de nuevos suministros regulados, la misma quiebra de una empresa generadora en 2011 (Campanario), los crecimientos reales versus los proyectados, el término de los primeros contratos de suministro licitados, la CNE ha impulsado procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC, con el objeto de atender los requerimientos del período 2013-2019 y 2019-2032, denominadas “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/01” y “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/02”, respectivamente.

Luego de una revisión de los bloques de suministro, finalmente se redefinieron los períodos considerados en los procesos 2013/01 y 2013/02, de tal forma que el primer proceso considera requerimientos entre los años 2013 y 2024, y el segundo proceso entre los años 2016 y 2018. Tanto el proceso 2013/01 como 2013/02 se iniciaron el 20 de junio de 2013 y a solicitud de la CNE, se solicitó extender los plazos de recepción de ofertas.

Respecto al proceso 2013/01, se adjudicó un 78% de las energías licitadas (70% a ENDESA y 8% a Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.). Producto de lo anterior, la Comisión solicitó realizar nuevamente modificaciones al proceso 2013/02 en términos de plazo de suministro (2017-2018), energía licitada, y plazo de adjudicación (Octubre de 2014). En paralelo, la misma CNE impulsó un tercer proceso de licitación 2013/03, el cual cubriría la energía no adjudicada del proceso 2013/01 y requerimientos de energía de los distribuidores desde el 2018 hasta el 2025 y cuya adjudicación se realizó el 14 de agosto de 2014, resultando sólo un 15% de la energía licitada adjudicada a ENDESA (único oferente).

Producto de la adjudicación parcial del proceso 2013/03, y por adecuaciones en los bloques licitados, con fecha 12 de septiembre de 2014 la CNE dejó sin efecto el Proceso de Licitación 2013/02 y se aprueba el segundo llamado del proceso 2013/03 que considerará parte de los requerimientos del proceso 2013/03 no adjudicados, y la energía del Proceso 2013/02, considerándose así los requerimientos de energía de los distribuidores a través de cuatro Bloques de Suministro que comprenden requerimientos que van desde el 2016 hasta el 2033. En diciembre 2014 se adjudicó

sobre el 91% de las energías licitadas, quedando un 9% sin adjudicar, la cual se considerará en futuras licitaciones.

Producto de la entrada en vigencia de la Ley N°20.085, el 2015 es el primer año en que los procesos de licitaciones de suministro son gestionados por la CNE. Durante el primer trimestre de 2015, la CNE solicitó a todas las Distribuidoras el envío de las proyecciones de demanda de clientes regulados. Con esa información, más ajustes de la proyección por parte de la Comisión, la CNE emitió un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó 2 procesos de Licitación:

- Proceso 2015/01 (Enero 2021- Diciembre 2041), cuya adjudicación se realizará en mayo 2016.
- Proceso 2015/02 (Enero 2017 – Diciembre 2036), cuya adjudicación se realizó en octubre 2015, el cual se adjudicó la energía licitada en un 100%.

Los últimos resultados de las licitaciones de suministros para el abastecimiento de las empresas distribuidoras han permitido viabilizar el desarrollo de nuevos proyectos destinados al suministro de éstas, incluyendo el desarrollo de proyectos de energía renovable, permiten disponer de energía para cubrir los requerimientos futuros de los clientes sometidos a regulación de precio de las distribuidoras.

#### e) Abastecimiento de energía

La seguridad de abastecimiento de energía para todo el SIC se podría ver afectada en años futuros, si se presentaran fallas prolongadas en centrales térmicas y/o problemas con el suministro de gas y/o problemas de sequía o limitaciones en la transmisión de energía.

Sin embargo, estos riesgos se ven aminorados debido a que:

- Las Leyes Cortas mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.
- Las acciones que actualmente se encuentra desarrollando el regulador, tendientes por un lado a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento de gas argentino y por otro al reconocer que un año muy seco podría generar situaciones que pueden ser complicadas y que requieren de una revisión oportuna de la forma en que se puedan resolver la disponibilidad y los recursos de energía necesarios, dado por el nivel actual de los embalses y las líneas de transmisión. Se reconoce que el problema no es de falta de energía, porque hay muchas turbinas

diesel disponibles, pero sí existe preocupación por costos debido al precio que pueda alcanzar el petróleo.

Aun así, la Sociedad realiza estimaciones antes un escenario de déficit de suministro, para planificar posibles acciones (acuerdos entre distribuidoras, informe a generadoras y autorización de la CNE) en búsqueda del traspaso de excedentes disponibles en distribuidoras con superávit de suministro, o bien, incorporar nuevos requerimientos a los próximos procesos de licitación.

## 2) Riesgos Financieros

Los flujos de la Sociedad, que son generados principalmente por su participación en el negocio eléctrico, tienen un perfil muy estable y de largo plazo.

La administración de los riesgos financieros de la Sociedad se realiza de modo mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los pasivos financieros.

### 2.1) Riesgos Tipo de cambio

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

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 es menor.

### 2.2) Riesgos Variación UF

De los ingresos de la Sociedad, más de un 80% corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía. Las tarifas de ventas incluyen en sus indicadores factores de actualización, tales como el IPC y el IPP (Índice de Precios al Productor). Es decir, la mayor parte del flujo de Efectivo neto que la Sociedad genera corresponde a pesos indexados.

Es por esto que la Sociedad mantiene deudas en UF, y no administra el riesgo de esa variación en su estado de situación financiera.

El 100% de la deuda financiera está estructurada a largo plazo mediante bonos, y se encuentra denominada en UF, consistente con el perfil de flujos de la Sociedad.

La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corriente y no corrientes) suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir, para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes) la variación positiva de medio punto porcentual en base anual de la UF por el período de cierre de estos estados financieros, con respecto de la variación real de la UF. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se produce un aumento en los pasivos de la sociedad de M\$320.364 al 31 de diciembre de 2015.

### 2.3) Riesgos Tasa de Interés

En la actualidad el 100% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija, por lo que no es necesario realizar análisis de sensibilidad de la tasa variable.

### 2.4) Riesgos Liquidez

Los recursos financieros se obtienen de fuentes propias, endeudamiento tradicional, instrumentos de oferta pública y privada y aportes de capital, siempre manteniendo estructuras estables y velando por optimizar el uso de los productos más convenientes en el mercado.

Actualmente, el 100% de la deuda financiera se encuentra estructurada a largo plazo, mediante bonos.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de la administración de caja conjunta con la Matriz (Eléctricas y Grupo Saesa) y la relacionada (Saesa). Como política, 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.

Frontel en la actualidad cuenta con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.000.000 junto a la relacionada Saesa, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta diciembre del año 2015, con spread máximos acordados. A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de estas Sociedades, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

## 2.5) Riesgo de Crédito

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

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

### **Cuentas por cobrar comerciales:**

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad operacional, se distingue dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otro relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como venta 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).

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, 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 venta al detalle de productos y servicios, 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 riesgo de incobrabilidad 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	3%	33%
181 a 270	33%	66%
271 a 360	63%	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:**

De acuerdo con lo definido por la Sociedad, las inversiones sólo 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).

La plusvalía comprada (menor valor de inversiones o fondos de comercio) generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación de la Sociedad en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes identificables de una filial en la fecha de adquisición. La plusvalía comprada no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro.

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.