



Reporte Anual 2016

## 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 de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y sus Filiales	16
Estructura Organizativa	18
Marcha de la Empresa	19
Línea de Tiempo	25
Descripción del Sector Eléctrico en Chile	27
Actividades de la Sociedad	34
Factores de Riesgo	39

---

---

Gestión Financiera	45
Información Financiera	48
Hechos Relevantes	49
Estados Financieros Resumidos	51

---

## Carta del Presidente del Directorio

Estimados inversionistas, clientes, colaboradores y autoridades, por encargo de nuestro directorio, presento a ustedes nuestro reporte anual de acciones relevantes desarrolladas durante 2016.

Hemos cumplido 90 años de existencia llevando la energía vital para el desarrollo y bienestar de más de 100 comunas del sur del país, sin duda un gran orgullo para nuestros clientes y trabajadores que han visto a la empresa crecer y madurar en los distintos sectores del negocio eléctrico; y en los años recientes también ampliando nuestra zona de operación al norte de Chile, mediante la construcción de proyectos de transmisión.

Estos 90 años de energía, nos alcanzan en un periodo de consolidación de nuestra operación, que nos enorgullece exhibir, toda vez que logramos cumplir en un 100% la exigencia de estándares de calidad de servicio impuesta por la autoridad. Creemos que estamos siendo un referente en la industria, gracias a nuestros acertados planes de mejoramiento e inversión, definidos en una planificación consciente y participativa.

Estamos viviendo cambios regulatorios importantes, como la Ley de Transmisión y una fijación tarifaria exigente y detallada, que revisa exhaustivamente nuestros procesos de gasto e inversión y nos invita a pensar con dedicación cada paso que definimos dar.

Con el respaldo permanente de nuestros inversionistas, vamos a seguir consolidando la estructura y posicionando al Grupo Saesa en el mundo de la transmisión. Ello ya nos ha permitido crecer y ampliar nuestra zona de operación hacia un sector donde hoy la competencia nos plantea desafíos cada vez mayores.

Buscamos continuar comprometidos con el desarrollo de la transmisión en Chile. Esto queda en evidencia con la entrada en funcionamiento de la subestación Kapatur y la línea de transmisión de 70 kilómetros en doble circuito de 220 Kilovoltios, Kapatur - O'Higgins, en Mejillones. Un proyecto de inversión de 70 millones de dólares, actualmente la GIS más importante instalada en el sistema eléctrico nacional, que BHP Billiton, una de las más importantes compañías mineras del mundo, confió al Grupo Saesa para potenciar el actual sistema de transmisión de Minera Escondida, y que simultáneamente contribuye a la anhelada interconexión SING-SIC.

El año 2016 también trajo complejidades y nos llevó a enfrentar una de las contingencias más grandes que hemos vivido en la Región de Aysén. Con la más baja pluviometría de la historia, los embalses casi secos y sin viento para generación eólica, fuimos capaces de aumentar la generación de respaldo para asegurar el abastecimiento energético de la región, destinando más de \$3.000 millones a ello, porque responder a nuestro compromiso con la comunidad es permanente.

La Equidad Tarifaria Residencial y el Reconocimiento a la Generación Local, fueron buenas noticias para los más de 817.000 clientes que atendemos a través de las cuatro distribuidoras. Ambos proyectos impulsados por la autoridad sectorial, llegan a equilibrar las cuentas y también a aportar a las comunas que contribuyen con más generación al sistema, trayendo consigo un aporte a los clientes, iniciativa que no podemos más que aplaudir.

Vemos muy positivo para el cliente final este cambio, pero también notamos la disminución progresiva en los costos de la energía y el aumento de la competencia en cada territorio. Estamos seguros que este nuevo escenario traerá consigo enormes desafíos para el sector, tanto en la incorporación de nuevas líneas de negocios, como también en la optimización de procesos de servicio a los clientes.

En el ámbito de la seguridad, nos tranquiliza ver que hemos cumplido 3 años sin accidentes graves, objetivo en extremo relevante para nuestra compañía, donde la seguridad es un intransable. Nos enorgullece exhibir los mejores indicadores de seguridad de la industria en Chile.

A partir de 2016 dimos inicio a un cambio cultural profundo, donde los valores que definimos pasaron a estar al centro de nuestras acciones e impulsaron una dedicación mayor a nuestras personas.

Iniciativas como el trabajo flexible y la creación de beneficios orientados a aumentar el tiempo disponible para la familia y el bienestar personal; son parte de las actividades de un plan intensivo orientado al cambio en la cultura de la compañía que partió hace poco más de un año. En 2016 este plan tuvo mayor intensidad, lo que hizo posible mirar con satisfacción sus importantes resultados, por ejemplo, al permitirnos escalar hasta la posición 23 en el ranking de las mejores empresas para trabajar en Chile, Great Place to Work.

El EBITDA alcanzó los 92.098 millones, por sobre el plan anual, que creció gracias al importante plan de inversiones que comienza a generar ingresos adicionales.

Estamos siendo parte de un cambio gigantesco en las empresas del sector energético, donde las comunidades en general y cada cliente en particular exige mucho más. Aumenta el acceso a la información, se exige más transparencia e integridad corporativa, crece la competencia y se abren los mercados. Estamos decididos a estar a la altura.

Invito a ustedes a revisar en detalle el desempeño del Grupo Saesa en el año 2016,

Un saludo afectuoso,



Jorge Lesser García-Huidobro

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 2021 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 2021

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.gruposaes.cl">www.gruposaes.cl</a>
Atención Inversionistas	Fonos: (64) 2385450
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\$
	2016	2015
Ingresos	134.959	126.255
Margen Bruto	55.368	52.149
Ganancia	12.962	11.815
Activos	279.543	260.792
Pasivos	122.972	104.947
Patrimonio	156.571	155.846
Inversiones	11.769	11.643
EBITDA	26.716	25.899

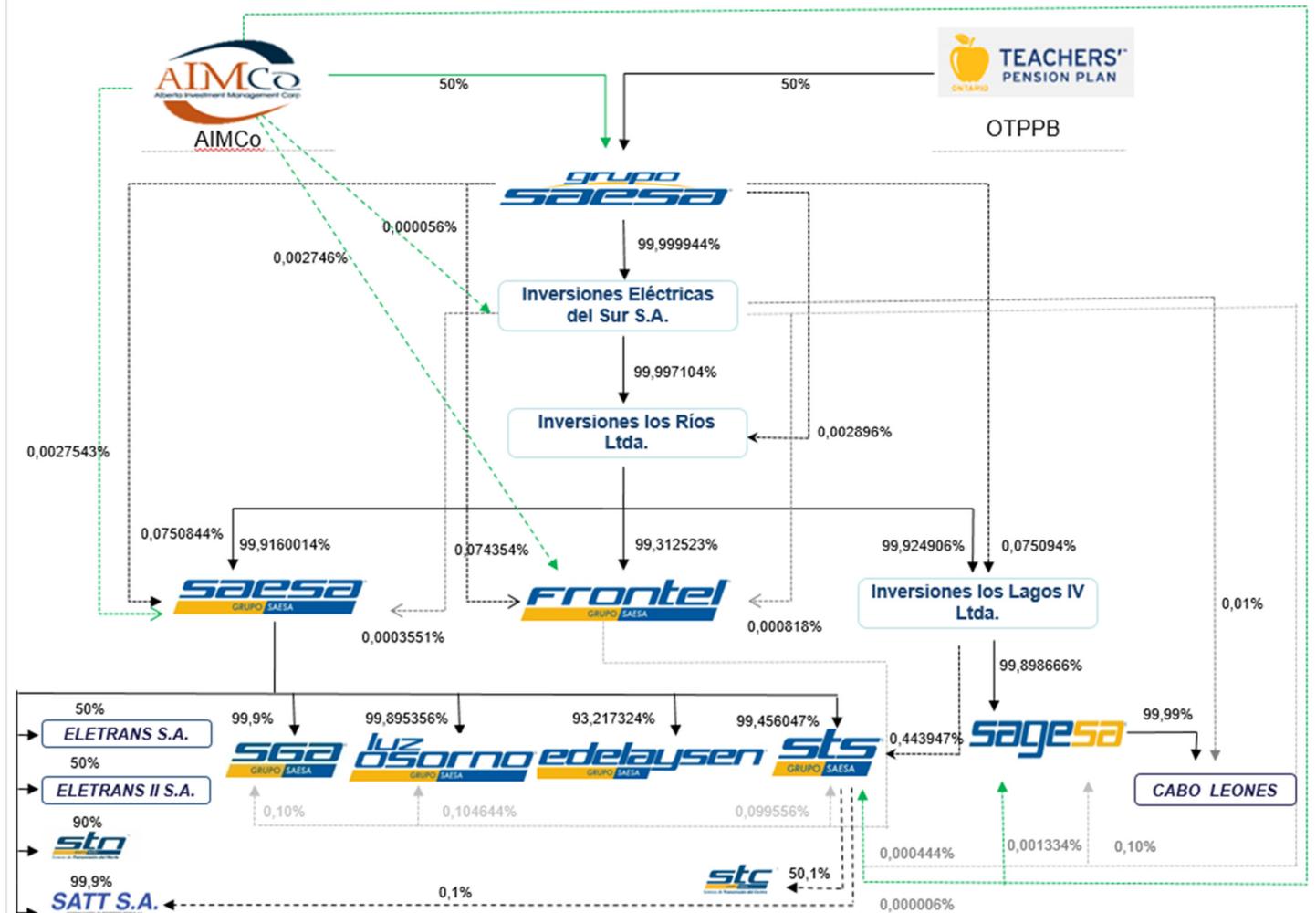
### Cifras Operacionales

	2016	2015
Venta de Energía (GWh)	931	924
Clientes (Miles)	340	333
Trabajadores	365	357
Líneas AT (km)	118	116
Líneas MT (km)	16.719	17.119
Líneas BT (km)	13.647	13.488
MVA Instalados (AT/MT)	205	205
MVA Instalados (MT/BT)	329	321

## Estructura de Propiedad

La estructura de propiedad al 31 de diciembre de 2016 es la siguiente:

### Estructura Corporativa al 31.12.16



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 Cóndor 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 2016, 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>

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		
<u>Rango de edades (años)</u>	Hombres	Mujeres	Total
< 30	-	-	-
30 y 40	-	-	-
41 y 50	4	1	5
51 y 60	1	-	1
61 y 70	1	-	1
> 70	1	-	1
<u>Antigüedad (años)</u>			
< 3	1	1	2
3 y 6	5	-	5
6 y 9	1	-	1
9 y 12	-	-	-
> 12	-	-	-
<u>Nacionalidad</u>			
Chilena	4	-	4
Extranjera	3	1	4

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

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

## c) Diversidad en la organización

Diversidad	Organización		
	Hombres	Mujeres	Total
<b>Rango de edades (años)</b>			
< 30	34	9	43
30 y 40	143	50	193
41 y 50	71	19	90
51 y 60	23	6	29
61 y 70	4	1	5
> 70	1	-	1
<b>Antigüedad (años)</b>			
< 3	38	13	51
3 y 6	75	16	91
6 y 9	36	21	57
9 y 12	32	17	49
> 12	94	19	113
<b>Nacionalidad</b>			
Chilena	275	86	361
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	0	0	0	0	34	9	34	9	9,12%	2,4%
30 y 40	0	0	1	0	143	50	144	50	38,61%	13,4%
41 y 50	4	1	2	0	71	19	77	20	20,64%	5,4%
51 y 60	1	0	1	0	23	6	25	6	6,70%	1,6%
61 y 70	1	0	0	0	4	1	5	1	1,34%	0,3%
> 70	1	0	0	0	1	0	2	0	0,54%	0,0%
<b>Antigüedad (años)</b>										
< 3	1	1	0	0	38	13	39	14	10,5%	3,8%
3 y 6	5	0	0	0	75	16	80	16	21,4%	4,3%
6 y 9	1	0	0	0	36	21	37	21	9,9%	5,6%
9 y 12	0	0	1	0	32	17	33	17	8,8%	4,6%
> 12	0	0	3	0	94	19	97	19	26,0%	5,1%
<b>Nacionalidad</b>										
Nacionalidad Chilena	4	0	4	0	275	86	283	86	75,9%	23,1%
Nacionalidad Extranjera	3	1	0	0	0	0	3	1	0,8%	0,3%
							76,9%	23,1%		
							373			

\* Incluye directorio

## d) Brecha salarial por género

Familia de cargo	PROMEDIO TOTAL REM. (HABERES FIJOS + BONOS)		
	Femenino	Masculino	Diferencia
Administrativos	84%	100%	-16%
Enc. Unidad	76%	100%	-24%
Jefes de Área	99%	100%	-1%
Linieros	N.A	100%	N.A
Profesionales	88%	100%	-12%
Supervisores	N.A	100%	N.A
Técnicos	100%	100%	0%

## Directorio

En el año 2016 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	Jorge Lesser Garcia- Huidobro / Ingeniero Civil / Rut 6.443.633-3
Vicepresidente	Iván Díaz - Molina / Ingeniero Civil / Rut 14.655.033-9
Directores	Juan Ignacio Parot B. / Ingeniero Civil Industrial/ Rut 7.011.905-6 Waldo Fortín C. / Abogado / 4.556.889-K Ben Hawkins / Maestría en Administración de Empresas / Extranjero Stacey Purcell / 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

## Administración de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y sus Filiales

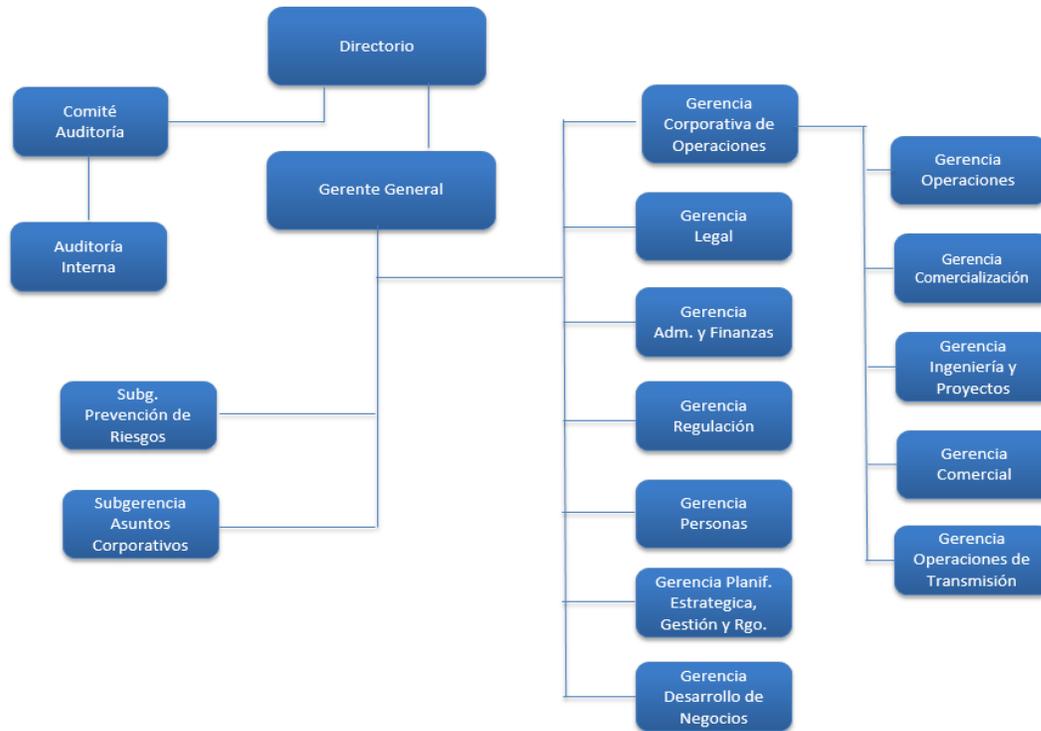
Gerente General	Francisco Alliende Arriagada / Ingeniero Comercial RUT 6.379.874-6 / Fecha nombramiento 01 de febrero de 2012
Gerente Corporativo de Operaciones	Raúl González Rojas / Ingeniero Civil Eléctrico Rut 7.741.108-9 / Fecha nombramiento 10 de septiembre de 2012
Gerente Adm. y Finanzas	Víctor 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 de Comercialización	Marcelo Bobadilla Morales / Ingeniero Civil Eléctrico Rut 10.151.086-7 / Fecha nombramiento 01 de septiembre de 2009
Gerente Ingeniería y Proyectos	Hugo Briones Fernández / Ingeniero Civil Electricista Rut 7.810.810-K / Fecha nombramiento 01 de enero de 2013
Gerente Regulación	Rodrigo Miranda Díaz / Ingeniero Civil Eléctrico Rut 10.784.472-4 / Fecha nombramiento 10 de septiembre de 2012
Gerente Personas	María Dolores Labbé Daniel / Ingeniero Comercial Rut 13.117.638-4 / Fecha nombramiento 10 de diciembre de 2013
Gerente Desarrollo de Negocios	Charles Naylor Del Río / Ingeniero Civil Industrial Rut 7.667.414-0 / Fecha nombramiento 15 de mayo de 2014
Gerente Planificación Estratégica, Gestión y Riesgos	Marcela Ellwanger Hollstein / Ingeniero Comercial Rut 12.752.648-6 / Fecha nombramiento 10 de diciembre de 2013

---

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

---

## Estructura Organizativa



## Marcha de la Empresa

La Sociedad, es filial de Inversiones Eléctricas del Sur S.A., ambas pertenecientes al Grupo Saesa, y las siguientes son sus actividades más relevantes realizadas durante el año:

### EXCELENCIA OPERACIONAL

En el ámbito de la calidad de servicio, el año 2016 fue histórico para la compañía. Por vez primera fue posible cerrar el año eléctrico con cero clientes y alimentadores fuera de estándar, de acuerdo a la normativa de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Este hito fue posible gracias al esfuerzo de cada una de las 7 zonales en que se encuentra dividida administrativamente la empresa en distribución.

Es necesario también destacar la disminución del tiempo promedio de interrupciones por cliente, evaluada por el indicador *SAIDI* impuesto por el regulador y la frecuencia media de éstas, evaluada por el indicador *SAIFI*. En el primer caso el Grupo Saesa cerró con un 17% inferior al año anterior, lo que en la práctica significa 6 horas menos de interrupciones para la totalidad de los clientes respecto al 2015.

En una actividad pública que nos llenó de orgullo, este trabajo fue reconocido por el Superintendente de Electricidad y Combustible Nacional, Luis Ávila, en la ciudad de Puerto Montt, quien felicitó los resultados en calidad de servicio y en específico destacó a la Región de Los Lagos, la que presentó una de las mayores disminuciones en fallas a nivel de país, con un 23% del indicador *SAIDI*. Con respecto a la frecuencia de interrupciones promedio por cliente, las distribuidoras del Grupo Saesa disminuyeron en un promedio de 20%.

### SUSTENTABILIDAD

Nuestra visión como compañía es entregar energía confiable contribuyendo al bienestar y desarrollo del país. Pendientes y orientados hacia este compromiso, partimos de la base que la calidad de servicio es un desde y que el diálogo, el valor compartido y la conciencia deben ser los pilares en nuestras acciones de sustentabilidad y en la manera de relacionarnos con los territorios que atendemos.

Diferentes iniciativas han promovido un acercamiento legítimo a las comunidades de las que formamos parte en el vasto territorio repartido en 5 regiones del país.

**Programa Somos Vecinos:** Hasta 40 comunas, de las 112 que atendemos, llegó durante 2016 este programa, que busca iniciar mesas de trabajo con dirigentes vecinales, donde la formación, información, eficiencia energética y la solución a problemáticas como las autorizaciones para ejecutar roce o la necesidad de aumento de potencia en algún sector, han sido las temáticas principales abordadas. Éste se ha convertido en un gran espacio de reunión y diálogo con la comunidad que nos ha permitido lograr avances y beneficios para ambas partes.

**Programa de Conexión de Sedes Sociales:** Desde sus inicios en 2013, más de 60 sedes de organizaciones locales han logrado conectarse a la red de abastecimiento eléctrico en el marco de este programa. Hoy más de 3 mil familias pueden usar con mayor comodidad y habilitación los espacios para su desarrollo, esparcimiento y vida en comunidad.

**Campaña “A la Escuela con Energía”:** En este 5<sup>o</sup> año la campaña escolar, que cada mes de marzo llega hasta escuelas de rincones alejados con útiles escolares y equipamiento audiovisual, completó los 200 establecimientos beneficiados, desde Bulnes a Aysén.

**Programa de Liceos Eléctricos:** Más de 500 alumnos, de tercero y cuarto año medio de establecimientos de Cabrero, Nacimiento, Victoria, Valdivia, La Unión, Osorno, Frutillar, Castro y Coyhaique, vivieron actividades de entrenamiento, formación en aula, salidas a terreno y participación en faenas reales. Se realizaron más de 50 actividades impartidas por trabajadores, además de incorporar a 16 estudiantes a prácticas laborales en la compañía.

## **MEDIOAMBIENTE**

El programa “RecoPila” de recolección de pilas en desuso, desarrollado en conjunto con las Secretarías Regionales Ministeriales del Medio Ambiente de las regiones de La Araucanía, Los Ríos y Aysén y varias municipalidades desde la región del Biobío hasta la región de Los Lagos, logró recolectar y efectuar disposición final de 6,3 toneladas de estos desechos desde escuelas, liceos y distintos lugares habilitados para recolectar las pilas, como centros de pago de la compañía, municipios o bibliotecas municipales.

En aspectos medioambientales 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, llevaron a la compañía a restituir las especies arbóreas. Fue así como en el año 2016, se reforestaron 96 hectáreas de árboles nativos y fueron replantadas más de 65 hectáreas de bosques.

## **NUESTRAS PERSONAS, VALOR COMPARTIDO**

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

Durante el año 2016 se desarrollaron 98.337 horas del Plan de Capacitación Corporativa, orientadas al desarrollo profesional de los más de 1.900 trabajadores que participaron, tanto de empresa como de contratistas.

Para cubrir la necesidad de reclutamiento y formación de personal operativo en el área eléctrica del Grupo Saesa y que sea sostenible en el tiempo, se realizó por segundo año consecutivo la “Escuela de Formación de Linieros”, dedicado a formar personal que desempeñe las labores de Ayudante de Liniero de Obras y Mantenimiento, Liniero de Obras y Mantenimiento, y Liniero de Operaciones.

En el año 2016 postularon 105 jóvenes a la “Escuela de linieros” y de estos participaron 26 quienes lograron finalizar la capacitación. Actualmente 25 de ellos trabajan en empresas contratistas, que nos prestan servicios.

El 2016 finalizó con muy buenos resultados 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 dio 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 2016 entregó un resultado de un 83% de satisfacción. Asimismo, el buen ambiente de trabajo y de desarrollo dentro de la compañía se ve reflejado en lugar 23 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, tales como “Nuestros hijos nos visitan”, celebraciones de días especiales o la Navidad de nuestros hijos. Destaca en 2016 la implementación de “Puntos Sonrisas”, que consiste en dos días libres al año a libre disposición de los trabajadores, que fue utilizado por el 85% de los colaboradores. Además, se realizó un plan piloto de “Trabajo Flexible” con 30 personas, con muy buenos resultados, por lo que desde 2017 será una iniciativa permanente.

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 2016 la empresa apoyó en el desarrollo de 10 proyectos destinados a contribuir al bienestar de la comunidad.

## **CUIDAMOS A LOS NUESTROS**

El Grupo Saesa en su constante compromiso con la vida y el cuidado de las personas, ha desarrollado actividades durante 2016 que refuerzan los desafíos propuestos en nuestra Planificación Estratégica. Entre las actividades más relevantes de este año, podemos mencionar la ejecución de las Caminatas de la Seguridad.

Como un hito relevante del 2016, se destaca la actividad denominada “Caminatas de Seguridad” las que consistieron en generar un acercamiento de los ejecutivos de la compañía con el personal de las distintas empresas contratistas a lo largo de la zona de concesión. Esta jornada se desarrolló en el primer y segundo semestre del año, y consistió principalmente en visitas a las instalaciones de dichas empresas, entregando un mensaje del valor de la seguridad y el compromiso hacia sus trabajadores. Adicionalmente, esta caminata se complementa con una revisión exhaustiva de las instalaciones, levantando hallazgos y generando planes de mejora conjunta, lo anterior, ha resultado fundamental para el proyecto “Condiciones Sanitarias Básicas de las Empresas Contratistas”, el cual busca nivelar y mejorar las condiciones que se presentan en las instalaciones y faenas asociadas a la operación del Grupo Saesa.

Por último, el Valor de la Seguridad para esta compañía está definido como uno de los pilares estratégicos fundamentales, es por ello, que el esfuerzo por mejorar es permanente, buscamos proteger a nuestros trabajadores y arraigar una cultura de seguridad sostenida en el tiempo, que identifique a la marca y permanezca en el tiempo.

## GRANDES OBRAS

### Construcción y conexión paño subestación Pangué

Por necesidades de evacuación de la generación de energía de la central mini hidráulica El Mirador, ubicada en la comuna de Alto Biobío, se construyó un paño en 13,2 kV en Subestación Pangué, de propiedad de Endesa.

### Aumento de Potencia en Subestación Lota

En el año 2016 se conectó a la línea en línea Coronel - Horcones 66 kV de propiedad Transnet, un nuevo transformador de 66/13,2 kV, de 30 MVA, con sus correspondientes paños de 66 y 13,2 kV y la nueva barra en 13,2 KV con 3 paños habilitados, dejando el transformador existente como respaldo.

## 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.

Durante el año 2016 se finalizaron las obras correspondientes a 10 de las 11 islas en el Archipiélago de Chiloé, al poner en servicio estos 10 proyectos se encuentran con servicio activo un total de 1.751 nuevos clientes. La última isla por terminar de construir es Coldita de la comuna de Quellón, la que por razones de servidumbres debió postergar su construcción para 2017, con ella en servicio beneficiaremos a 1.839 familias.

Como segunda etapa en el proyecto de las 22 Islas se firmó, en noviembre del 2016 entre el Gobierno Regional de Los Lagos y las municipalidades correspondientes el contrato para normalizar el suministro eléctrico para otras 11 Islas, distribuidas en 5 comunas de Chiloé: Castro, Quellón, Quinchao, Queilen y Quemchi para un total de 924 familias. Este contrato tiene un plazo de 1000 días corridos y se espera finalizarlo el 31 de agosto del 2019.

## GESTION COMERCIAL

La Gestión Comercial de las Empresas del Grupo Saesa, en especial de las distribuidoras que operan el servicio eléctrico a 815 mil clientes localizados en la zona de concesión en cinco Regiones, en el año 2016 se desplegó en torno al lineamiento central del “Foco en el Cliente”. Esta estrategia basada en las necesidades del cliente y su consecuencia en la mejora de la experiencia en el servicio y en la interrelación con los procesos de la Compañía es uno de los impulsores centrales del Plan Estratégico del Grupo Saesa. Dicho Plan, puesto en marcha el año 2015 y cuyo horizonte proyecta a la Compañía hacia el 2020, tiene como propósito llevar a la compañía a una posición de liderazgo en la Industria de servicios, a través de la excelencia en la relación y experiencia del cliente, con un posicionamiento renovado que permita una expansión importante de los negocios de la compañía en el ámbito de las soluciones de energía.

Grupo Saesa inició en el 2015 un proyecto de mejora de la experiencia abordando distintas iniciativas destinadas a mejorar procesos claves que impactan la relación con los clientes, ampliar la oferta de servicios a través de los canales presenciales y virtuales de la compañía, midiendo el resultado de las acciones mediante encuestas sistemáticas. Todo ello complementado con iniciativas tendientes a favorecer un cambio cultural que ponen al cliente en el centro de la gestión, en una organización tradicionalmente centrada en la gestión técnica.

Las iniciativas más importantes desarrolladas en este ámbito fueron:

- Revisión de procesos para responder a requerimientos frecuentes, como el cambio del titular en el servicio para efectos del documento de cobro, en los cuales se eliminaron requisitos documentarios y se acortó el tiempo del trámite.
- Puesta en servicio de una Aplicación Móvil con funcionalidades para informar interrupciones de suministro, gestionar el pago de la cuenta, estadísticas de consumo, entre otras funciones.
- Renovación y ampliación del sitio web de la compañía, dotando a la oficina virtual de importante información, por ejemplo una aplicación destinada a simular el costo de suministro bajo distintas opciones tarifarias para grandes clientes.
- Selección de un nuevo operador para Call Center, dando inicio a un proyecto para mejorar la capacidad de respuesta bajo contingencia, ampliar la capacidad para efectuar llamadas al cliente en situación de desborde (call back), verificación de venta, encuesta de satisfacción y promoción de campañas. Este proyecto debe completar su desarrollo durante el 2017.
- Reconocimiento a colaboradores y contratistas con desempeño destacado en la atención de clientes y jornadas de intervención de la alta gerencia en procesos en la línea de atención al cliente, iniciativa conocida como “el día del cliente”.

El desarrollo de estas y otras iniciativas orientadas a la experiencia contribuyó a mejorar la satisfacción neta en 12 meses según el Índice Nacional de Satisfacción de Clientes (Procalidad), llevando dicho valor de 42% en el 2015 a 54% en el primer semestre de 2016, siendo la mayor calificación de la Industria eléctrica.

Durante 2016 se inició la revisión y consolidación de los procesos de ciclo de facturación y pago de energía, el ciclo comercial, en la búsqueda de mayor eficiencia, aseguramiento de la calidad de las etapas del proceso y foco en la gestión de las actividades claves de la cadena de este importante proceso. Para ello se desarrolló una revisión piloto en la zonal Valdivia de Saesa que permitió un acortamiento de los días del ciclo significativo, período que da cuenta del tiempo que transcurre entre la lectura del equipo de medida y la entrega al cliente del documento de cobro. De este modo se logró rebajar dicho período de 17 a 11 días. Esta experiencia modelo está siendo aplicada en el resto de las zonales de la compañía y se espera tener terminada la etapa a fines del 2017 para dar paso a un proceso de mejora continua. Los procesos complementarios del ciclo como el corte y reposición por deuda, la cobranza y la facturación de otros servicios también están siendo parte de estas revisiones de eficiencia.

También en materia de mejoras del ciclo comercial, la empresa participó activamente en el lanzamiento de la nueva boleta, iniciativa impulsada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y Sernac. La compañía a través de su filial Edelaysen llevó adelante uno de los tres proyectos pilotos que se efectuaron en el país, previo al lanzamiento masivo del nuevo formato por todas las empresas distribuidoras.

## Expansión de Otros Negocios:

La gestión del portafolio de negocios no regulados y relacionados con el negocio núcleo tuvo un destacado desempeño durante el 2016, superando las metas previstas en el presupuesto del año.

Destacó en este ámbito la ejecución de proyectos de recambio de Alumbrado Público, la mayoría de ellos ejecutados por Saesa en el marco de las licitaciones impulsadas por el Ministerio de Energía, las cuales consideran reemplazar luminarias de sodio por tecnología LED posibilitando importantes montos de ahorro a los Municipios por menor consumo de energía. Como fue anunciado en el año 2015, el programa impulsado por el Ministerio considera el reemplazo de unas 200 mil luminarias en diversas comunas del país y hasta fines del 2016 ya fueron licitadas unas 90 mil. En ese marco la Compañía ha sido adjudicada en licitaciones por proyectos que comprenden más de 25 mil puntos luminosos, siendo la empresa que más volumen licitado concentra en este proceso, entre más de 25 proponentes. De este modo SAESA ha ejecutado y se encuentra desarrollando la instalación de luminarias en cerca de 18 comunas de Chile, la última de las cuales, adjudicada en diciembre de 2016, corresponde al proyecto de la comuna de Mejillones en la Segunda Región. Este proyecto revistió un carácter piloto dado que en la zona rigen normas específicas para regular la contaminación lumínica por la presencia de los observatorios, añadiendo restricciones técnicas nuevas en este tipo de desarrollos. La experiencia adquirida y la formación de un grupo de trabajo con colaboradores capacitados para gestionar técnicamente estos proyectos son fortalezas que permiten abordar el desafío de las licitaciones futuras con altas posibilidades de éxito.

Por otra parte la actividad del Retail que incluye la gestión de seguros comercializados a los clientes logro un destacado incremento en las ventas, cercano al 19%, lo que permitió a esta área superar en un 20% el margen bruto respecto del año anterior. Innovadoras campañas y el diseño de herramientas analíticas para focalizar la venta en distintos segmentos de clientes han sido el impulsor clave que ha permitido este logro, tecnología que favorecerá una expansión sistemática de la actividad en los próximos años.

## Cambio de Estructura

Finalmente y con el objeto de hacer frente a los grandes desafíos relacionados por una parte con la creación y puesta en marcha de nuevos modelos de negocios asociados a soluciones de generación doméstica con fuentes renovables no convencionales (ERNC), eficiencia y conversión energética, y otros servicios, junto con la profundización de la estrategia de foco en el cliente, en diciembre de 2016 se puso en vigencia un conjunto de modificaciones a la estructura de la Gerencia Comercial. Dicha estructura debe impulsar y potenciar la actividad de la Gerencia en estos ámbitos hacia el futuro.

## PMGD

Durante el año 2016, se incorporaron al sistema de distribución del Grupo SAESA 7 nuevas plantas de generación renovable que suman 25 [MW], haciendo un total de 43 centrales conectadas inyectando un total de 120.5 MW.

Los proyectos que formaron parte de este período son:

**LAS PEÑAS:** Este Parque Eólico está ubicado en la costa a 10 km de la localidad de Arauco en la Octava región. Se conectó a las redes de Frontel en el alimentador Arauco que nace de la subestación Carampangue, y requirió de modificaciones u obras adicionales en la red de MT, por lo que se debió realizar un cambio de nivel de tensión y reforzar aproximadamente 15 km de línea de media tensión. Las obras realizadas incluyeron el refuerzo de 7,2 km de LMT, Construcción de 1 km de línea MT nueva en conductor de Aluminio de 185 mm<sup>2</sup>, 11 km de CNT salida ciudad de Arauco, Cambio de 2 km de línea MT bifásica a trifásica y refuerzo en conductor 185 mm<sup>2</sup> ruta P40 e Instalación de 2 unidades monofásicas de Regulador de Voltaje en línea Bifásica aguas abajo del PMGD.

**EL AGRIO:** Se conectó a las redes de distribución de Frontel en el alimentador Curacautín Lonquimay en la novena región, no requirió de obras adicionales en la red de MT, sólo de la construcción del Empalme de interconexión con nuestra red, el cual estuvo a cargo de la Zonal Temuco.

**LEBU III:** Este Parque Eólico tiene la particularidad, que para poder conectarse solicitó utilizar la antigua conexión que existía del Parque Eólico Cristoro a la red de MT del alimentador Sta. Rosa de Lebu, con esto no fue necesario modificar la red para inyectar una potencia de 3,7 MW. Para poder evacuar toda su energía en un futuro (5.25 MW) es necesario construir y modificar la actual salida del alimentador (Sta. Rosa) de la Subestación Lebu, con tal de adecuarnos al nuevo escenario en cuestión, para ello se requiere construir una línea en conductor de calibre 185mm<sup>2</sup>, esta obra ya se encuentra en etapa de ingeniería de detalles.

La nueva normativa para PMGDs trajo consigo novedades interesantes, siendo una de estas el nuevo Sistema de Telemida "PRMTE", en donde la medida de la inyección del PMGD debe estar disponible los 365 días del año las 24 hrs. para ser visualizada y/o descargada por CISEN y la Distribuidora. Este hito fue un gran desafío para todos, el poder implementar esta nueva tecnología implicó realizar una inversión considerable en el punto de conexión por parte del PMGD.

Gracias el 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 \$2.900 millones, 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:** 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 \$5.900 millones.
- 2010:** Durante el mes de febrero un fuerte terremoto afectó al país por lo que la Sociedad y sus filiales tuvieron que enfrentar un periodo de trabajo intenso y continuo para devolver el suministro eléctrico a los clientes desde Bio Bio hasta Chiloé, con especial dedicación a las zonas más afectadas de las provincias de Arauco y Concepción.
- 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 Picoitú - 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.
- 2016:** Durante el año, se realizaron inversiones por un monto de MM\$11.769.-

## 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, 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 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 las regiones de Los Lagos, Aysén y Magallanes.

### 3.1 Generación eléctrica

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

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

- a) Mercado de los grandes clientes: Hasta el año 2014 pertenecían aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Además, aquellos clientes con potencia entre 0,5 MW y 2 MW pueden optar por ser tratados como clientes libres. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos cuatro años. Con la modificación de la Ley Eléctrica, mediante la Ley N° 20.805, publicada en el Diario Oficial el 29.01.2015, se modifica el límite de potencia, aumentándola de 2 MW a 5 MW. No obstante,

para aquellos clientes entre 2 y 5 MW que originalmente eran tratados como libres, no podrán cambiarse de régimen tarifario durante cuatro años desde publicada esta Ley, es decir, a partir del 29.01.2019.

b) Mercado mayorista: Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.

c) Mercado de las empresas distribuidoras: Pertenecen a este segmento todas las transferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de tarifas (en adelante los “clientes regulados”). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

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 20 años. 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 transmisión zonal se incorporan como un cargo adicional del generador a la distribuidora. Por lo tanto, el precio de venta a clientes regulados incorpora componentes de costos de generación, transmisión y de transmisión zonal.

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

Los sistemas de transmisión se clasifican en tres grupos: Transmisión Nacional, Transmisión zonal y Transmisión dedicada, siendo los dos primeros de acceso abierto y con tarifas reguladas.

En el caso de la transmisión dedicada, 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. El peaje puede ser regulado por la Autoridad Regulatoria, determinado en Licitaciones Públicas, o por contratos privados.

### 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.

Cada cuatro años, la Autoridad Regulatoria (CNE) fija el Valor agregado de distribución (VAD), así como sus fórmulas de indexación, en base a un proceso de clasificación de cada una de las empresas en áreas típicas y utilizando 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. 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) Ventas a Clientes Regulados

Las tarifas que las empresas distribuidoras aplican a los clientes regulados se componen de un precio de nudo, cargo por Transmisión Nacional y Zonal y el VAD.

El Precio de Nudo 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%.

Los cargos o peajes de transmisión corresponden a pagos por el uso de los sistemas de Transmisión, cuyos precios están fijados por la Autoridad o por Licitaciones Públicas.

Finalmente la tarifa incluye el VAD, que refleja 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.

## b) Venta a Clientes Libres o Cobro de Peajes

La tarifa cobrada a este tipo de clientes es fijada entre su correspondiente suministrador (que puede ser o no la distribuidora) y el mismo cliente, de acuerdo a condiciones de mercado que incluye el pago por el uso de las redes de distribución a las que se conecten (peaje de distribución o VAD).

## 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, es decir Ley Corta I y Ley Corta II, y que tuvieron un positivo impacto en el sector incentivando el nivel de inversión y regulando el proceso de obtención de contratos de compra de energía por parte de las distribuidoras para satisfacer el consumo, se han agregado otras modificaciones en diversas materias.

A continuación se describen las normas más importantes emitidas:

#### 3.4.2 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.

---

### 3.4.3 Ley Net Metering

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

### 3.4.4 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.

### 3.4.5 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.

### 3.4.6 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.

### 3.4.7 Modificaciones al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad para clientes regulados, y a la LGSE.

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.

El 29 de enero de 2015 se publicaron unas modificaciones a la LGSE (Ley N° 20.085 del Ministerio de Energía) con el fin de perfeccionar el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sometidos a regulaciones de precios.

### 3.4.8 Ley de Transmisión

---

El 11 de julio del 2016 se aprobó la nueva ley de transmisión (Ley Número 20.936) que establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.

Los principales cambios propuestos por esta Ley 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 tasas 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.

Adicionalmente, esta Ley incluyó una extensión del plazo de vigencia del Decreto de Subtransmisión (DS 14-2012) y Troncal (DS 61-2011), desde 2015 hasta fines de 2017.

#### 3.4.9 Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local

El 15 de junio del 2016 se aprobó la Ley de Equidad Tarifaria (Ley número 20.928, establece mecanismos de equidad en las tarifas de servicios eléctricos) cuyo fin es introducir mecanismos de equidad en las tarifas eléctricas, entre otros:

- a) Reconocimiento de la Generación Local (RGL): Se establece un descuento en el componente de energía de todas las tarifas reguladas de las comunas intensivas en generación eléctrica, el que será asumido por aquellos usuarios de comunas que no son consideradas como intensivas en generación. Así se entrega una señal de costos asociados al suministro eléctrico, compatible con el beneficio que prestan las comunas que poseen capacidad instalada de generación.

b) **Equidad Tarifaria Residencial (ETR):** Se modifica el componente “distribución” de las tarifas residenciales (hoy BT1), para así lograr que la diferencia entre el promedio de las cuentas a nivel nacional y la cuenta más alta no sea superior a un 10% del primero. Esta medida será financiada por todos los clientes sometidos a regulación de precios.

## 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 118 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.

Las inversiones realizadas por Frontel durante el año 2016 ascienden a MM \$11.769.

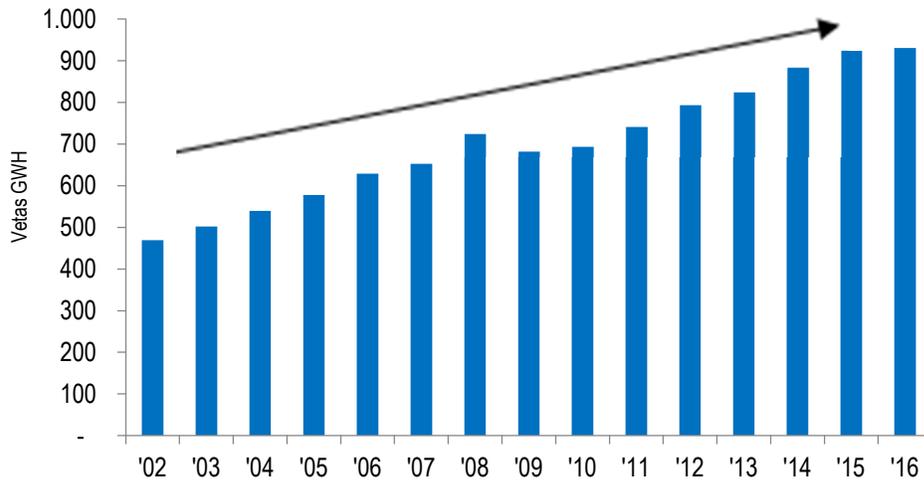
Frontel representa un 26,11% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña indirecta).

### Transacciones con partes relacionadas

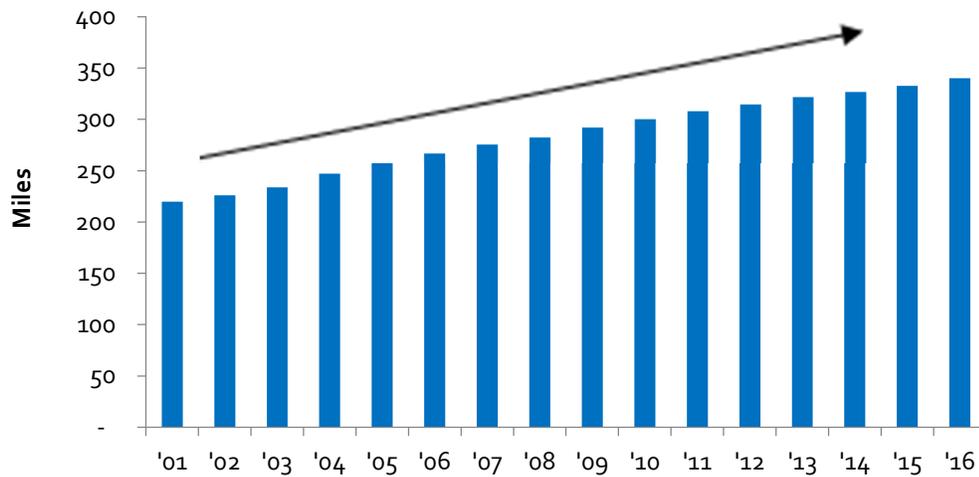
Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

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 2016 alcanzaron a 931 GWh.



Frontel al cierre del ejercicio atendía a 340 mil clientes, lo que representa un aumento de un 2,2% respecto del año 2015.



## 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 2016, Frontel tiene 125 decretos y 24.545 km<sup>2</sup> de superficie asociadas a su zona de concesión.

## Proveedores y Clientes principales

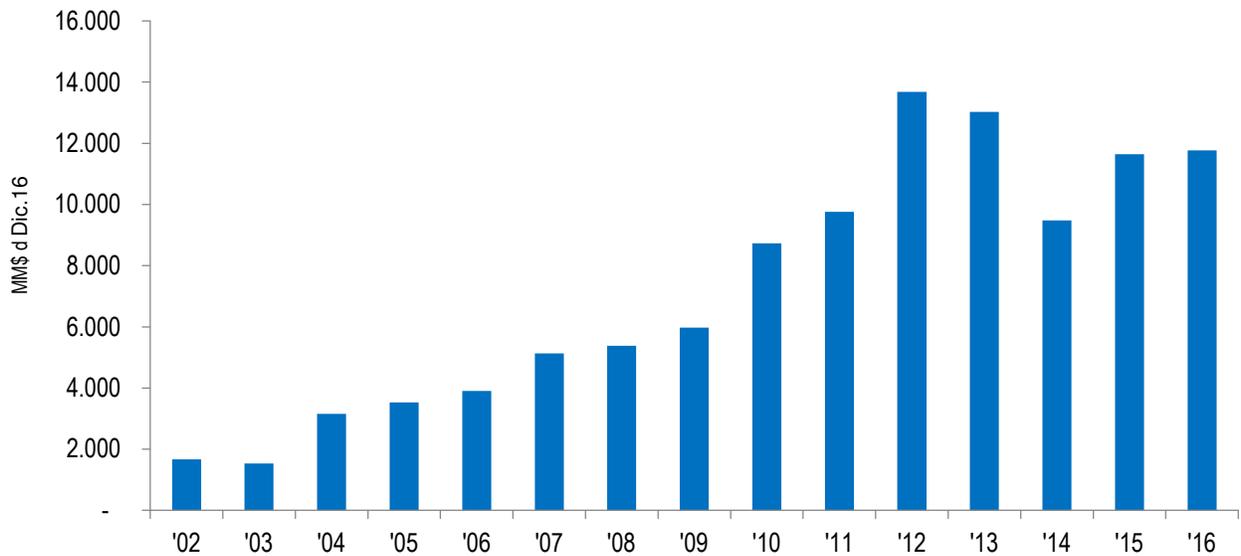
Proveedores y Clientes principales durante el ejercicio 2016, los proveedores Endesa y Colbún constituyen prácticamente el 100% del suministro distribuido (compras de energía y peaje), cada uno con más del 10% de representatividad en la distribuidora, Frontel. Por otro lado, ningún cliente concentra 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 2016 fue de MM\$ 11.769.



## 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	118 líneas AT (km)
			16.719 Líneas MT (km)
			13.647 Líneas BT (km)
			329 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:

	2016
Líneas Alta Tensión (km)	118
Líneas Media Tensión (km)	16.719
Líneas Baja Tensión (km)	13.647
MVA Instalados MT/BT	329

## Sistemas Aislados

Frontel cuenta con un sistema aislado de generación en la Isla Santa María, con ventas de energía a diciembre de 2016 de 970 MWh y 646 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 expuesta la Sociedad son los siguientes:

### Riesgo Regulatorio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria liderados por la Comisión Nacional de Energía (la Autoridad), tanto para distribución, transmisión de energía, así como la generación en los sistemas medianos. En estos procesos, la Autoridad fija las tarifas y dicta las normas de calidad de producto y operación, derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios. La Autoridad busca el óptimo económico, de operación e inversión en cada sistema, cuya tarifa permita la recuperación de la inversión inicial, además de 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. La Autoridad puede impulsar cambios en la Regulación, así como en cada fijación tarifaria que podrían afectar los ingresos actuales de la Sociedad.

Así, los ítems más importantes relacionados con este riesgo son los siguientes:

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

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

b) Fijación de tarifas de distribución

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. Durante el 2016 se realizó un nuevo proceso tarifario cuyo resultado debe aplicarse mediante un nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que regirá desde noviembre de 2016 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2020, una vez que se publique en el Diario Oficial, luego de que la Contraloría General de la República tome razón de él. 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, inflación de Estados Unidos de América y del tipo de cambio.

Dicho decreto, además, considerará lo siguiente:

- Nuevas estructuras tarifarias para recoger la posibilidad de clientes a optar a la lectura y facturación de demanda, mediante equipos de medición con resolución horaria;
- Incorporación de nuevos conceptos establecidos en las modificaciones legales del 2016, esto es:
  - o Producto de la Ley N° 20.928, que introduce mecanismos de Equidad Tarifaria Residencial y Reconocimiento de Generación Local.
  - o Producto de la Ley N° 20.936, para incluir un Cargo de Servicio Público aplicable a los clientes, para el financiamiento del presupuesto del Coordinador, del Panel de expertos y el nuevo Estudio de Franja.
- Posibilidad de recálculo de los Factores de Economía de Escala, en virtud del nivel de inversiones que efectivamente realice la empresa como producto de la adecuación ante mayores exigencias de Calidad de Suministro;
- Posibilidad de recálculo de los Factores de Expansión de Pérdidas para incluir mayores niveles de Hurto Residual que la empresa pueda demostrar ante la Autoridad;
- Incorporación del costo de Corte y Reposición de suministro como componente del VAD de todos los clientes de una empresa y con ello, la eliminación del cobro directo al cliente afecto a dicho servicio.

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 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 detalle de las actividades incluidas, condiciones de aplicación y sus costos, cuyos precios se publican en nuestras oficinas comerciales y son informados oportunamente a la Autoridad.

Respecto de la fijación de tarifa de SSAA, que se realiza cada cuatro años con ocasión del Proceso de fijación de VAD, por lo que se espera nuevas tarifas para el transcurso del año 2017 mediante la publicación del Decreto respectivo.

c) Fijación de tarifas de transmisión zonal (ex - subtransmisión)

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

El último proceso tarifario comenzó durante el 2009 (que fijaba 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 referido decreto tarifario, la CNE elaboró los respectivos Informes Técnicos de Precio de Nudo Promedio 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 transmisión zonal de parte de los retiros (distribuidoras) e inyecciones (generadoras) con los niveles tarifarios establecidos en el DS N° 14. Mediante la Ley N° 20.805, la aplicación del DS 14 se extendió hasta el 31 de diciembre de 2015.

Posteriormente, mediante la Ley N° 20.936 se extendió nuevamente la vigencia del DS N° 14, esta vez, hasta el 31 de diciembre de 2017. Adicionalmente, esa misma Ley estableció un nuevo marco regulatorio para la transmisión y en especial para la de tipo zonal (ex - subtransmisión). Especialmente, se estableció un régimen tarifario para el período 2018-2019, que permitirá establecer la valorización del catastro de instalaciones existentes y cuyo proceso de cálculo se inició hacia fines del 2016. La misma Ley establece un régimen de revisión cuatrienal para establecer la valorización aplicable desde el año 2020 en adelante.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de la transmisión zonal (ex - 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 cinco años.

Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro suscritos desde el año 2006 y hasta el 2016, como resultado de 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 los cambios legales introducidos mediante la Ley N° 20.805 del 2015.

Producto de la entrada en vigencia de la Ley N° 20.805, durante el primer trimestre de cada año, la CNE solicita 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 de la Comisión, ella emite un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó los siguientes procesos de Licitación:

- Proceso 2015/01 (Enero 2021- Diciembre 2041), cuya adjudicación se realizó en agosto 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.

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 modificaciones introducidas en su momento por las Leyes Cortas mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.
- Las acciones del regulador, tendientes por un lado a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento 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.
- La nueva Ley de Transmisión, incorpora una planificación energética y expansión de la transmisión de largo plazo, considerando una visión estratégica de suministro eléctrico, intereses de la sociedad, cuidado del medio ambiente, uso del territorio, mejoras en calidad de servicio, participación del Estado como garante del bien común, con la finalidad de favorecer el desarrollo de un mercado de generación más competitivo.

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 Financiero

Adicionalmente existe riesgo financiero, relacionado con el financiamiento de las inversiones, los plazos de recuperación de éstas, así como el costo y la variabilidad de los fondos, es decir Riesgo de Crédito, de Liquidez y de Mercado.

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

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

---

El 84,0% de la deuda financiera está estructurada a largo plazo mediante bonos, y se encuentra denominada en UF, consistente con una parte importante del perfil de flujos de la Sociedad y sus filiales. En la actualidad el 100% de la deuda financiera, está a tasa fija.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de la administración de caja conjunta con las matrices (Grupo Saesa y Eléctricas) 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.

Adicionalmente, Frontel y la relacionada Saesa, con sus filiales en la actualidad cuentan con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.000.000, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta diciembre del año 2020, con spread máximos acordados. A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de estas Sociedades, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez. La Sociedad, de acuerdo con sus evaluaciones de flujo, puede optar por financiar algunas inversiones de largo plazo con crédito de corto y mediano plazo, principalmente por optar a condiciones de mercado más favorables, así como mantener deuda relacionadas con la matriz.

También la Sociedad está expuestas al riesgo de crédito debido a sus actividades operacionales y a sus actividades financieras. Sus políticas tienen como objetivo disminuir el incumplimiento de pago de las contrapartes y adicionalmente mejorar la posición de capital de trabajo. El riesgo de crédito relacionado con el suministro de energía eléctrica, es limitado dadas las herramientas de cobro (corte de suministro y radicación de deuda en la propiedad) que la Ley entrega a las empresas que entregan este servicio.

Para más detalle ver Nota N° 4 Política de Gestión de Riesgos de los Estados Financieros de la Sociedad.

## 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 2016 asciende a M\$ 12.962.239.

### 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° 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
Final N° 9	24-5-16	0,001584382	2015

### Distribución de Utilidades

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución de un dividendo final N°10 de \$ 0,0005214822, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31.12.16. Este dividendo representa un 30% de la utilidad y significa un pago total de M\$3.888.672.

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

### Capital Social

El capital suscrito y pagado de la Sociedad al 31 de diciembre de 2016 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 2016 sería la siguiente:

	M\$
Capital emitido	133.737.399
Ganancias (pérdidas) acumuladas	10.431.965
Otras reservas	12.402.404
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>156.571.768</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.

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.

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 2016 M\$	Año 2015 M\$
Jorge Lesser G.	28.021	26.933
Iván Díaz M.	28.028	26.933
<b>Total</b>	<b>56.049</b>	<b>53.866</b>

Durante el año 2016, la Sociedad no ha realizado pagos a empresas relacionadas con Directores.

En 2016 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

Las siguientes remuneraciones e incentivos totales han sido percibidas por los principales ejecutivos de la Sociedad y sus filiales durante el ejercicio 2016:

	Año 2016 M\$
Remuneraciones	206
Incentivos variables	84
<b>Totales</b>	<b>290</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 2016 y 2015 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 2016, la Sociedad cuenta con la siguiente dotación de personal:

	Año 2016
Gerentes y ejecutivos principales	4
Profesionales y técnicos	248
Administrativos y electricistas	113
<b>Total</b>	<b>365</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, consolidando su posición de distribuidoras, subtransmisora y generadora entre la regiones de Aysén, y la búsqueda de nuevas oportunidades que se presenten en el ámbito de los servicios públicos y la venta de productos y servicios asociados al negocio de distribución eléctrica, así como negocios complementarios que están asociados al uso de la extensión de la red de contacto cliente que tienen las empresas en el sur de Chile.

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

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

### Política de Dividendos

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

## Propiedades y Seguros

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

## Hechos Relevantes

Durante el año 2016, la información esencial de la Sociedad fue la siguiente:

1. En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 26 de abril de 2016, se acordó el pago de un dividendo final de \$0,0015843819 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015.

Éste se pagó a partir del día 24 de mayo de 2016, en dinero efectivo y el número de acciones con derecho a recibirlo ascendió a 7.456.959.350.043, lo que significó un pago total de M\$11.814.672 por este concepto.

2. En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 26 de abril de 2016, se efectuó la renovación del Directorio de la Sociedad, eligiéndose como Directores por un período de dos años a los señores Ivan Díaz-Molina, Ben Hawkins, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Dale Burgess, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell y Christopher Powell.
3. En sesión celebrada con fecha 18 de mayo de 2016, el Directorio de la Sociedad, procedió a elegir como Presidente del Directorio y de la Sociedad al señor Jorge Lesser García-Huidobro y como Vicepresidente al señor Iván Díaz-Molina.

## 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.



Jorge Lesser García-Huidobro /6.443.633-3  
Presidente



Stacey Purcell/ Extranjera  
Director Titular



Iván Díaz- Molina/ 14.655.033-9  
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 Financieros Resumidos

---

**Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. - Frontel S.A.**

## Estados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
<b>M\$</b>		
<b>ACTIVOS</b>		
Activos Corrientes	59.427.543	46.279.776
Activos No Corrientes	220.116.123	214.512.289
<b>Total Activos</b>	<b>279.543.666</b>	<b>260.792.065</b>

	31-dic-16	31-dic-15
<b>M\$</b>		
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>		
Pasivos Corrientes	53.539.958	35.331.764
Pasivos No Corrientes	69.431.940	69.614.776
<b>Total Pasivos</b>	<b>122.971.898</b>	<b>104.946.540</b>
<b>Total Patrimonio Neto</b>	<b>156.571.768</b>	<b>155.845.525</b>
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>279.543.666</b>	<b>260.792.065</b>

## Estados de Resultados Integrales por Naturaleza (Al 31 de diciembre 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
<b>M\$</b>		
Margen Bruto	55.368.258	52.149.400
<b>Ganancia Antes de Impuesto</b>	<b>16.813.154</b>	<b>14.754.890</b>
Impuesto a las Ganancias	(3.850.915)	(2.940.218)
<b>Ganancia</b>	<b>12.962.239</b>	<b>11.814.672</b>

## Estados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
<b>M\$</b>		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	27.353.394	19.581.100
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(33.092.278)	(12.487.735)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	37.911	(13.649.712)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	175.018	21.452
<b>Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo</b>	<b>(5.525.955)</b>	<b>(6.534.895)</b>
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	11.364.872	17.899.767
<b>Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Final</b>	<b>5.838.917</b>	<b>11.364.872</b>

**Estados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2016 y 2015)**

	31-dic-16	31-dic-15
<b>M\$</b>		
Saldo Inicial Reexpresado	155.845.525	155.220.900
Cambios en Patrimonio	726.243	624.625
<b>Saldo Final Período Actual</b>	<b>156.571.768</b>	<b>155.845.525</b>

## **Estados Financieros**

**correspondientes a los años terminados al  
31 de diciembre de 2016 y 2015**

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

**En miles de pesos – M\$**

## INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los señores Accionistas 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 2016 y 2015 y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros.

### Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”). Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

### Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros a base de nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados a las circunstancias, pero 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.

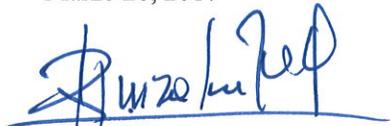
Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

## Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros mencionados en el primer párrafo, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. al 31 de diciembre de 2016 y 2015 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”).



Concepción, Chile  
Marzo 28, 2017



René González L.  
RUT: 12.380.681-6

**EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.**  
**Estados de Situación Financiera, Clasificados**  
 Al 31 de diciembre de 2016 y 2015.  
 (En miles de pesos - M\$)

ACTIVOS	Nota	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	6	5.838.917	11.364.872
Otros Activos no Financieros Corrientes		205.322	170.722
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	7	25.555.702	27.995.701
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	8	20.095.727	106.596
Inventarios Corrientes	9	4.844.425	4.994.316
Activos por Impuestos Corrientes, Corriente	10	2.887.450	1.647.569
<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>59.427.543</b>	<b>46.279.776</b>
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>		<b>59.427.543</b>	<b>46.279.776</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>			
Cuentas Comerciales por Cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	7	4.270.151	3.418.126
Inversiones Contabilizadas utilizando el Método de la Participación	32	172.284	141.915
Activos Intangibles distinto de la Plusvalía	11	7.499.801	7.425.684
Plusvalía	12	57.029.460	57.029.460
Propiedades, Planta y Equipo	13	149.747.153	145.300.749
Activos por Impuestos Diferidos	14	1.397.274	1.196.355
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>220.116.123</b>	<b>214.512.289</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>		<b>279.543.666</b>	<b>260.792.065</b>

**EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.**  
**Estados de Situación Financiera, Clasificados**  
 Al 31 de diciembre de 2016 y 2015.  
 (En miles de pesos - M\$)

<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>	<b>Nota</b>	<b>31/12/2016 M\$</b>	<b>31/12/2015 M\$</b>
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>			
Otros Pasivos Financieros Corrientes	15	18.291.642	324.105
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	16	17.262.922	16.169.672
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	8	3.898.488	4.397.798
Otras Provisiones Corrientes	18	470.096	612.787
Pasivos por Impuestos Corrientes, Corrientes	10	1.351.555	2.641.553
Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	18	1.902.556	1.814.910
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	19	10.362.699	9.370.939
<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>53.539.958</b>	<b>35.331.764</b>
<b>TOTAL PASIVOS CORRIENTES</b>		<b>53.539.958</b>	<b>35.331.764</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>			
Otros Pasivos Financieros No Corrientes	15	60.685.228	63.817.292
Pasivos por Impuestos Diferidos	14	5.595.379	3.029.388
Otros Pasivos no Financieros No Corrientes	19	305.253	330.251
Provisiones No Corrientes por Beneficios a los Empleados	18	2.846.080	2.437.845
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>69.431.940</b>	<b>69.614.776</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>		<b>122.971.898</b>	<b>104.946.540</b>
<b>PATRIMONIO</b>			
Capital Emitido	20	133.737.399	133.737.399
Ganancias acumuladas	20	10.431.965	9.628.668
Otras Reservas	20	12.402.404	12.479.458
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>		<b>156.571.768</b>	<b>155.845.525</b>
<b>Participaciones no controladoras</b>			
<b>TOTAL PATRIMONIO</b>		<b>156.571.768</b>	<b>155.845.525</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>		<b>279.543.666</b>	<b>260.792.065</b>

**EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.**  
**Estados de Resultados Integrales, por Naturaleza**  
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.  
 (En miles de pesos - M\$)

Estado de Resultados Integrales Ganancia	Nota	01/01/2016 al 31/12/2016 M\$	01/01/2015 al 31/12/2015 M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	21	121.506.452	115.725.327
Otros Ingresos	21	13.452.904	10.529.852
Materias Primas y Consumibles Utilizados	22	(79.591.098)	(74.105.779)
Gastos por Beneficios a los Empleados	23	(11.133.533)	(10.416.052)
Gasto por Depreciación y Amortización	24	(6.975.663)	(7.385.709)
Otros Gastos, por Naturaleza	25	(17.519.158)	(15.834.348)
Otras Ganancias (Pérdidas)		(652)	86.169
Ingresos Financieros	26	881.228	589.862
Costos Financieros	26	(2.095.187)	(1.977.710)
Participación en las Ganancias (Pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	32	14.243	16.818
Diferencias de Cambio	26	(941)	21.451
Resultados por Unidades de Reajuste	26	(1.725.441)	(2.494.991)
<b>Ganancia Antes de Impuesto</b>		<b>16.813.154</b>	<b>14.754.890</b>
Gasto por Impuestos, operaciones continuadas	14	(3.850.915)	(2.940.218)
<b>Ganancia Procedente de Operaciones Continuas</b>		<b>12.962.239</b>	<b>11.814.672</b>
Ganancia Procedente de Operaciones Discontinuas			
<b>Ganancia</b>		<b>12.962.239</b>	<b>11.814.672</b>
<b>Ganancia, atribuible a</b>			
Los Propietarios de la Controladora	19	12.962.239	11.814.672
Participaciones No Controladoras		-	-
<b>Ganancia</b>		<b>12.962.239</b>	<b>11.814.672</b>

**EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.**  
**Estados de Otros Resultados Integrales**  
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.  
 (En miles de pesos - M\$)

Estado del Resultado Integral	Nota	01/01/2016 al 31/12/2016 M\$	01/01/2015 al 31/12/2015 M\$
<b>Ganancia</b>		<b>12.962.239</b>	<b>11.814.672</b>
<b>Otro resultado integral</b>			
<b>Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del año, antes de impuestos</b>			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos	18	(104.251)	(61.424)
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		(140)	(41)
<b>Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del año, antes de impuestos</b>		<b>(104.391)</b>	<b>(61.465)</b>
<b>Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del año, antes de impuestos</b>			
<b>Diferencias de cambio por conversión</b>			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	18	(1.248)	2.083
<b>Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencias de cambio por conversión</b>		<b>(1.248)</b>	<b>2.083</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	18	407	(424)
<b>Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del año, antes de impuestos</b>		<b>(841)</b>	<b>1.659</b>
<b>Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos</b>		<b>(105.232)</b>	<b>(59.806)</b>
<b>Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del año</b>			
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	12	28.178	16.585
<b>Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del año</b>		<b>28.178</b>	<b>16.585</b>
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral			-
<b>Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del año</b>		<b>-</b>	<b>-</b>
Impuesto a las ganancias relativos a la participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que se reclasificará al resultado del año		-	-
<b>Otro Resultado Integral</b>		<b>(77.054)</b>	<b>(43.221)</b>
<b>Resultado Integral Total</b>		<b>12.885.185</b>	<b>11.771.451</b>
<b>Resultado integral atribuible a</b>			
Los propietarios de la Controladora		12.885.185	11.771.451
Participaciones No Controladoras		-	-
<b>Resultado Integral Total</b>		<b>12.885.185</b>	<b>11.771.451</b>

**EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.**  
**Estados de Cambios en el Patrimonio Neto**  
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.  
 (En miles de pesos - M\$)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Cambio en otras reservas													Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora no controladoras	Participaciones	Patrimonio total	
	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Superavit de Revaluación	Reservas por diferencias de cambio en conversiones	Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales		Otras reservas	Otras reservas	Ganancias acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora no controladoras	Participaciones				Patrimonio total
							en planes de beneficios definidos	en planes de beneficios definidos									
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$			
<b>Saldo Inicial al 01/01/2016</b>	133.737.399	-	-	-	2.750	(424)	(111.338)	12.588.470	12.479.458	9.628.668	155.845.525	-	155.845.525				
<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	-	-	-	2.750	(424)	(111.338)	12.588.470	12.479.458	9.628.668	155.845.525	-	155.845.525				
<b>Cambios en patrimonio</b>																	
Resultado Integral																	
Ganancia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.962.239	12.962.239	-	12.962.239				
Otro resultado integral	-	-	-	-	(1.248)	407	(76.213)	-	(77.054)	-	(77.054)	-	(77.054)				
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.885.185	-	12.885.185				
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(12.158.942)	(12.158.942)	-	(12.158.942)				
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	-	-	-	-	(1.248)	407	(76.213)	-	(77.054)	803.297	726.243	-	726.243				
<b>Saldo Final al 31/12/2016</b>	133.737.399	-	-	-	1.502	(17)	(187.551)	12.588.470	12.402.404	10.431.965	156.571.768	-	156.571.768				

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Cambio en otras reservas													Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora no controladoras	Participaciones	Patrimonio total	
	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Superavit de Revaluación	Reservas por diferencias de cambio en conversiones	Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales		Otras reservas	Otras reservas	Ganancias acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora no controladoras	Participaciones				Patrimonio total
							en planes de beneficios definidos	en planes de beneficios definidos									
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	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	-	(44.880)	-	(43.221)	667.846	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				

**EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.**  
**Estados de Flujos de Efectivo Método Directo**  
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.  
 (En miles de pesos - M\$)

Estado de flujos de efectivo método directo	Nota	01/01/2016 al 31/12/2016 M\$	01/01/2015 al 31/12/2015 M\$
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>			
<b>Clases de cobros por actividades de operación</b>		<b>169.121.254</b>	<b>141.146.293</b>
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		169.076.365	140.978.209
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		551	112.435
Otros cobros por actividades de operación		44.338	55.649
<b>Clases de pagos</b>		<b>(137.761.752)</b>	<b>(120.357.709)</b>
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(125.738.856)	(108.260.036)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(7.272.804)	(7.842.176)
Otros pagos por actividades de operación		(4.750.092)	(4.255.497)
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(4.006.108)	(1.207.482)
Otras entradas (salidas) de efectivo		-	(2)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>		<b>27.353.394</b>	<b>19.581.100</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>			
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades, clasificados como actividades de inversión		(18.359)	-
Préstamos a entidades relacionadas		(23.336.000)	-
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(14.053.672)	(13.081.082)
Cobros a entidades relacionadas		3.690.000	-
Dividendos recibidos, clasificados como actividades de inversión		2.337	6.407
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		623.416	586.940
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>		<b>(33.092.278)</b>	<b>(12.487.735)</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>			
Importes procedentes de préstamos, clasificados como actividades de financiación		<b>33.008.888</b>	<b>6.765</b>
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		33.008.888	6.765
Préstamos de entidades relacionadas		2.733.449	4.113.646
Reembolsos de préstamos, clasificados como actividades de financiación		(20.008.888)	(6.765)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(2.754.276)	(6.892.559)
Importes procedentes de subvenciones del gobierno, clasificados como actividades de financiación		920.134	823.310
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación		(11.813.582)	(9.498.176)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación		(2.047.814)	(2.195.933)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>		<b>37.911</b>	<b>(13.649.712)</b>
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(5.700.973)	(6.556.347)
<b>Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo</b>		<b>175.018</b>	<b>21.452</b>
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		175.018	21.452
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		<b>(5.525.955)</b>	<b>(6.534.895)</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del año		11.364.872	17.899.767
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año</b>	<b>6</b>	<b>5.838.917</b>	<b>11.364.872</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	Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas .....	11
2.3	Período cubierto .....	11
2.4	Bases de preparación.....	11
2.5	Asociadas.....	12
2.6	Combinación de negocios .....	12
2.7	Moneda funcional .....	12
2.8	Bases de conversión .....	12
2.9	Compensación de saldos y transacciones .....	13
2.10	Propiedades, planta y equipo .....	13
2.11	Activos intangibles.....	14
2.11.1	Plusvalía comprada .....	14
2.11.2	Servidumbres.....	14
2.11.3	Programas informáticos .....	15
2.11.4	Costos de investigación y desarrollo .....	15
2.12	Deterioro de los activos no financieros.....	15
2.13	Instrumentos financieros .....	16
2.13.1	Activos financieros no derivados .....	16
2.13.2	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes .....	17
2.13.3	Pasivos financieros no derivados .....	17
2.13.4	Derivados y operaciones de cobertura .....	17
2.13.5	Instrumentos de patrimonio .....	19
2.14	Inventarios.....	19
2.15	Otros pasivos no financieros .....	19
2.15.1	Ingresos diferidos .....	19
2.15.2	Subvenciones estatales.....	20
2.15.3	Obras en construcción para terceros.....	20
2.16	Provisiones.....	20
2.17	Beneficios a los empleados.....	20
2.18	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes .....	21
2.19	Impuesto a las ganancias.....	21
2.20	Reconocimiento de ingresos y gastos.....	22
2.21	Dividendos.....	22
2.22	Estado de flujos de efectivo.....	22
2.23	Nuevos pronunciamientos contables.....	23
3.	Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico .....	26
3.1	Generación eléctrica.....	26
3.2	Transmisión.....	27
3.3	Distribución.....	27
3.4	Marco regulatorio .....	28
3.4.1	Aspectos generales .....	28
3.4.2	Ley Tokman .....	28
3.4.3	Ley Net Metering .....	28
3.4.4	Ley de Concesiones .....	28
3.4.5	Ley de Licitación de ERNC.....	28
3.4.6	Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos .....	29
3.4.7	Modificaciones al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad para clientes regulados, y a la LGS.....	29
3.4.8	Ley de Transmisión .....	29
3.4.9	Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local .....	29
3.4.10	Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores .....	30
4.	Política de Gestión de Riesgos .....	30
4.1	Riesgo financiero.....	30
4.1.1	Tipo de cambio.....	30

4.1.2	Variación UF .....	31
4.1.3	Tasa de interés .....	31
4.1.4	Riesgo de liquidez .....	31
4.1.5	Riesgo de Crédito .....	32
5.	Juicios y estimaciones de la Administración al aplicar las políticas contables críticas de la entidad .....	33
6.	Efectivo y Equivalentes al Efectivo .....	34
7.	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar .....	35
8.	Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas .....	38
8.1	Accionistas .....	38
8.2	Saldos y transacciones con empresas relacionadas .....	38
8.3	Directorio y personal clave de la gerencia .....	40
9.	Inventarios .....	41
10.	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes .....	42
11.	Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía .....	42
12.	Plusvalía Comprada .....	43
13.	Propiedades, Planta y Equipo .....	44
14.	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos .....	45
14.1	Impuesto a la renta .....	45
14.2	Impuesto diferido .....	46
15.	Otros Pasivos Financieros Corrientes y No Corrientes .....	47
16.	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar .....	48
17.	Instrumentos financieros .....	49
17.1	Instrumentos financieros por categoría .....	49
17.2	Valor Justo de instrumentos financieros .....	50
18	Provisiones .....	51
18.1	Provisiones corrientes por beneficios a los empleados .....	51
18.2	Otras provisiones corrientes .....	51
18.3	Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados .....	52
18.4	Juicios y multas .....	54
18.4.1	Juicios .....	54
18.4.2	Multas .....	54
19.	Otros Pasivos no Financieros .....	55
20.	Patrimonio .....	55
20.1	Patrimonio neto de la Sociedad .....	55
20.1.1	Capital suscrito y pagado .....	55
20.1.2	Dividendos .....	55
20.1.3	Reservas por diferencias de conversión .....	56
20.1.4	Otras reservas .....	56
20.1.5	Ganancias Acumuladas .....	57
20.2	Gestión de capital .....	57
20.3	Restricciones a la disposición de fondos .....	58
21.	Ingresos .....	58
22.	Consumo de Materias Primas y Consumibles Utilizados .....	58
23.	Gastos por Beneficios a los Empleados .....	58
24.	Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro .....	59
25.	Otros Gastos por Naturaleza .....	59
26.	Resultado Financiero .....	59
27.	Información por Segmento .....	60
28.	Medio Ambiente .....	60
29.	Garantías Comprometidas con Terceros .....	60
30.	Cauciones Obtenidas de Terceros .....	60
31.	Compromisos y Restricciones .....	61
32.	Sociedades Asociadas .....	63
33.	Información Adicional Sobre Deuda Financiera .....	63
34.	Moneda Extranjera .....	64
35.	Hechos Posteriores .....	64

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

### **Notas a los Estados Financieros**

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

(En miles de pesos - M\$)

---

#### **1. Información General y Descripción del Negocio**

##### a) Información General

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.

##### b) Información del Negocio

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 2016 y 2015, han sido preparados de acuerdo a 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"). Estos Estados Financieros han sido aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 28 de marzo de 2017. 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. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas**

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

La preparación de los estados financieros, 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 5.

### **2.3 Período cubierto**

Los presentes Estados Financieros comprenden lo siguiente:

- Estados de Situación Financiera Clasificados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.
- Estados de Resultados Integrales por Naturaleza por los años terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.
- Estados de Cambios en el Patrimonio por los años al 31 de diciembre de 2016 y 2015.
- Estados de Flujos de Efectivo Método Directo por los años terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

### **2.4 Bases de preparación**

Los estados financieros de la Sociedad al 31 de diciembre de 2016 y 2015 han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board, en adelante "NIIF".

Los estados financieros al 31 de diciembre de 2015 fueron originalmente preparados de acuerdo a Normas e instrucciones emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS), considerando el Oficio Circular N° 856 de fecha 17 de octubre de 2014, que instruyó a las entidades fiscalizadas registrar directamente en patrimonio las variaciones en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos, que surgieran como resultado directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido en Chile por la Ley 20.780. Esta instrucción difiere de lo establecido por las NIIF, que requieren que dicho efecto sea registrado contra resultados del ejercicio.

En el presente ejercicio la Sociedad efectuó la re-adopción de las NIIF, aplicando estas normas como si nunca hubiera dejado de aplicarlas, de acuerdo a la opción establecida en el párrafo 4A de la NIIF 1 “Adopción por primera vez de las NIIF”, sin que esto implicara realizar ajustes a los estados financieros al 31 de diciembre de 2015, originalmente emitidos y que se presentan para efectos comparativos en los presentes estados financieros.

## **2.5 Asociadas**

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 2016 el valor de la participación en estas tres sociedades es de M\$172.284 y al 31 de diciembre de 2015 de M\$141.915. (Ver nota 32).

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”.

## **2.6 Combinación de negocios**

Las combinaciones de negocios están contabilizadas usando el método de la compra. Esto involucra el reconocimiento de activos identificables (incluyendo activos intangibles anteriormente no reconocidos) y pasivos (incluyendo pasivos contingentes y excluyendo reestructuraciones futuras) del negocio adquirido al valor justo. Si estas combinaciones de negocios implican adquirir el control de una inversión en la cual la Compañía tenía influencia significativa o control conjunto, dicha participación previa se registra al valor justo reconociendo el efecto en 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

período, 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:

	31/12/2016	31/12/2015
	\$	\$
Dólar Estadounidense	669,47	710,16
Unidad de Fomento	26.347,98	25.629,09

## 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:

Costos por préstamos capitalizados	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados (ver nota 26)	83.472	56.651
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización	3,03%	2,91%

- Costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$1.000.906 por el año terminado al 31 de diciembre de 2016 y de M\$871.375 por el año terminado al 31 de diciembre de 2015 (ver nota 23).
- 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 mantenencias que no cumplan con lo mencionado anteriormente se cargan en el resultado del período en que se incurrir.

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>	
Líneas 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.

La plusvalía comprada es revisada anualmente para determinar si existe o no indicadores de deterioro o más frecuentemente, si eventos o cambios en circunstancias que indiquen que el valor libro puede estar deteriorado, según lo indicado en el punto 2.12.

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

## **2.12 Deterioro de los activos no financieros**

Los activos intangibles que tienen una vida útil indefinida y la plusvalía comprada no están sujetos a amortización y se deben someter anualmente a pruebas de pérdidas por deterioro del valor.

Los activos sujetos a amortización se someten a pruebas de pérdidas por deterioro siempre que exista evidencia objetiva de que, como resultado de uno o más eventos ocurridos después del reconocimiento inicial, el importe en libros no puede ser recuperable. Si existe esta evidencia, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro.

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

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

Cambios posteriores en la agrupación de la UGE o la periodicidad de los flujos de efectivo podrían impactar 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.

Tal como indicado, la plusvalía comprada es revisada anualmente, o cuando existan indicios de deterioro o eventos o cambios en las circunstancias que indiquen que el valor libro se ha deteriorado. El deterioro es determinado, para la plusvalía comprada, por medio de evaluar el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo al cual está relacionada esa plusvalía.

Cuando el monto recuperable de la UGE es menor al valor libro de las unidades generadoras de efectivo a las que se le ha asignado la plusvalía, se reconoce una pérdida por deterioro. Las pérdidas por deterioro relacionadas con la plusvalía comprada no pueden ser reversadas en períodos futuros.

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.

## 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) *Activos financieros a valor razonable a través de resultados*

Su característica es que se incurre en ellos principalmente con el objeto de venderlos en un futuro cercano, para fines de obtener rentabilidad y liquidez. Estos instrumentos son medidos a valor razonable y las variaciones en su valor se registran en resultados en el momento que ocurren.

#### b) *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.

#### c) *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.

**Método de la tasa de interés efectiva** - 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.

**Deterioro de activos financieros** - Los activos financieros, distintos de aquellos valorizados a valor razonable a través de resultados, son evaluados a la fecha de cada estado de situación para establecer la presencia de indicadores de deterioro. Los activos financieros se encuentran

deteriorados cuando existe evidencia objetiva de que, como resultado de uno o más eventos ocurridos después del reconocimiento inicial, los flujos futuros de caja estimados de la inversión han sido impactados.

En el caso de los activos financieros valorizados al costo amortizado, la pérdida por deterioro corresponde a la diferencia entre el valor libros del activo y el valor presente de los flujos futuros de caja estimados descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero.

Para determinar la necesidad de provisión de incobrable de 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.

### **2.13.2 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.

En el estado de situación financiera, los sobregiros bancarios se clasifican en el pasivo corriente.

### **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** - 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 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 evaluación 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.

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.

Si una cobertura del valor razonable cumple, durante el año, con los requisitos establecidos para contabilidad de cobertura, se contabilizará de la siguiente forma:

- (i) la ganancia o pérdida procedente de volver a medir el instrumento de cobertura al valor razonable (en el caso de un derivado que sea instrumento de cobertura) o del componente de moneda extranjera medido de acuerdo con la NIC 21 (en el caso de un instrumento de cobertura que no sea un derivado) se reconocerá en el resultado del periodo; y
- (ii) la ganancia o pérdida de la partida cubierta atribuible al riesgo cubierto ajustará el importe en libros de la partida cubierta y se reconocerá en el resultado del periodo. Esto es aplicable incluso si la partida cubierta se mide al costo.

##### **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.

La porción efectiva de los cambios en el valor justo de los instrumentos derivados que se denominan y califican como instrumentos de cobertura de flujos de caja se difiere en el patrimonio, en una reserva de patrimonio neto denominada "cobertura de flujos de caja". La ganancia o pérdida relacionada a la porción inefectiva se reconoce inmediatamente en el estado de resultados integrales y se incluye en la línea ingresos (costos) financieros. Los montos diferidos en el patrimonio se reconocen como ganancias o pérdidas en los mismos períodos en que el ítem cubierto afecte al resultado.

Sin embargo, cuando la transacción prevista que se cubre resulta en el reconocimiento de un activo no financiero o un pasivo no financiero, las ganancias y pérdidas previamente diferidas en el patrimonio se transfieren del patrimonio y se incluyen en la valorización inicial del costo de dicho activo o pasivo.

##### **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.

Las coberturas de una inversión neta en un negocio en el extranjero, incluyendo la cobertura de una partida monetaria que se contabilice como parte de una inversión neta, se contabilizarán de manera similar a las coberturas de flujo de efectivo:

- (i) la parte de la ganancia o pérdida del instrumento de cobertura que se determina que es una cobertura eficaz se reconocerá en otro resultado integral; y
- (ii) la parte ineficaz se reconocerá en el resultado del año.

Al disponerse parcial o totalmente de un negocio en el extranjero, la ganancia o pérdida del instrumento de cobertura relacionado con la parte eficaz de la cobertura que ha sido

reconocida en otro resultado integral, deberá reclasificarse del patrimonio a resultados como un ajuste por reclasificación.

La contabilidad de cobertura se discontinúa cuando se anula la relación de cobertura, cuando el instrumento de cobertura vence o se vende, se finaliza, o ejerce, o ya no califica para la contabilidad de coberturas. Cualquier ganancia o pérdida diferida en el patrimonio en ese momento se mantiene en el patrimonio y se reconoce cuando la transacción prevista finalmente se reconoce en ganancias o pérdidas. Cuando ya no es esperable que una transacción prevista ocurra, la ganancia o pérdida acumulada que fue diferida en el patrimonio se reconoce de manera inmediata en ganancias o pérdidas.

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.

**Derivados implícitos** - La Sociedad ha establecido un procedimiento que permite evaluar la existencia de derivados implícitos en contratos financieros y no financieros. En caso de existir un derivado implícito, y si el contrato principal no es contabilizado a valor razonable, el procedimiento determina si las características y riesgos del mismo no están estrechamente relacionados con el contrato principal, en cuyo caso requiere de una contabilización separada.

El procedimiento consiste en una caracterización inicial de cada contrato que permite distinguir aquellos en los cuales podría existir un derivado implícito. En tal caso, dicho contrato se somete a un análisis de mayor profundidad. Si producto de esta evaluación se determina que el contrato contiene un derivado implícito que requiera su contabilización separada, éste es valorizado y los movimientos en su valor razonable son registrados en la cuenta de resultados integrales de los estados financieros.

A la fecha, los análisis realizados indican que no existen derivados implícitos en los contratos de la Sociedad que requieran ser contabilizados separadamente.

### **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 Inventarios**

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

### **2.15 Otros pasivos no financieros**

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

#### **2.15.1 Ingresos diferidos**

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

En "Otros pasivos No financieros No corrientes", se ha incluido el pago anticipado por contratos de peajes de largo plazo con terceros, por el uso de activos de transmisión zonal, que la Sociedad debe construir. Una vez finalizada la construcción del activo e iniciado el servicio de peajes por el uso del activo, se da comienzo al reconocimiento de respectivo ingreso en los resultados de la Sociedad con

cargo al pasivo registrado como ingreso diferido, en la proporción que corresponda y en el mismo plazo de duración del contrato.

### **2.15.2 Subvenciones estatales**

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

Las subvenciones estatales relacionadas con activos, se deducen del valor 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.

### **2.15.3 Obras en construcción para terceros**

Las otras obras a terceros corresponden a obras eléctricas que construye la entidad y son facturadas y/o cobradas por anticipado a terceros, distintos de subvenciones gubernamentales. Estas generan al inicio un pasivo y una cuenta por cobrar equivalente. En la medida que se avanza en la construcción de la obra se disminuye el pasivo correspondiente hasta el término de la construcción. La utilidad es reconocida en proporción al grado de avance.

### **2.16 Provisiones**

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

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

### **2.17 Beneficios a los empleados**

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

La Sociedad reconoce el importe de los beneficios que ha de pagar por los servicios prestados como un pasivo, el cual es registrado a su valor nominal mediante el método del devengo y presentado bajo el rubro cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar y provisiones corrientes 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 año, 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 4,85% anual, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

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

## **2.18 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.

## **2.19 Impuesto a las ganancias**

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

Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o 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 otras sociedades, 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.

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 Ley N°20.780 del 29 de septiembre de 2014 (conocida como Reforma Tributaria). Esta simplificación obliga a las sociedades con socios o accionistas que sean personas jurídicas a tributar con el "Régimen Parcialmente Integrado", dejando de lado la opción de "Régimen de Renta Atribuida", definido en la Ley N° 20.780. Así la Sociedad tributará con el "Régimen Parcialmente Integrado", el 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.

En virtud de lo anterior, la Sociedad ha contabilizado los efectos de aplicar el Régimen Parcialmente Integrado.

## 2.20 Reconocimiento de ingresos y gastos

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

## 2.21 Dividendos

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

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

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

## 2.22 Estado de flujos de efectivo

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

- **Flujos de efectivo:** Entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiéndose por 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.

## 2.23 Nuevos pronunciamientos contables

### a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2016:

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
<p><b>NIIF 14, Diferimiento de Cuentas Regulatorias</b></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>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</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)</b> - Las enmiendas son una orientación adicional sobre cómo se debe calcular la depreciación y amortización de propiedad, planta y equipo y activos intangibles.</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. 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>
<p><b>Iniciativa de Revelación (enmiendas a NIC 1)</b></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><b>Aplicación de la excepción de Consolidación (enmiendas a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28) Entidades de Inversión.</b></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><b>Mejoras Anuales Ciclo 2012 – 2014 mejoras a cuatro NIIF</b></p> <p><b>NIIF 5 Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuas</b> - 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><b>NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a revelar:</b> (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><b>NIC 19 Beneficios a los empleados</b> - 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><b>NIC 34 Información Financiera Intermedia</b> - 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 julio de 2016</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 vigentes:

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 esta 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>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018</p>
<p>NIIF 15, Ingresos procedentes de contratos con clientes</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>NIIF 16, Arrendamientos</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>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>
<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>
<p>Venta o aportación de activos entre un Inversionista 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>Fecha de vigencia aplazada indefinidamente</p>
<p>Aclaración a la NIIF 15 "Ingresos procedentes de contratos con clientes"</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018</p>
<p>Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones (enmiendas a NIIF 2)</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018</p>
<p>Aplicación NIIF 9 "Instrumentos Financieros" con NIIF 4 "Contratos de Seguro" (enmiendas a NIIF 4)</p>	<p>Enfoque de superposición efectivo cuando se aplica por primera vez la NIIF 9. Enfoque de aplazamiento efectivo para períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018, y sólo están disponibles durante tres años después de esa fecha.</p>
<p>Transferencias de propiedades de Inversión (enmiendas a NIC 40)</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018</p>
<p>Mejoras anuales ciclo 2014-2016 (enmiendas a NIIF 1, NIIF 12 y NIC 28)</p>	<p>Las enmiendas a NIIF 1 y NIC 28 son efectivas para periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018. La enmienda a la NIIF 12 para periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017</p>
Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
<p>CINIIF 22 Operaciones en moneda extranjera y consideración anticipada</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018</p>

La Sociedad se encuentra estudiando el impacto de la NIIF 9, NIIF 15 y NIIF 16. 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.

### 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 periodos 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 20 años. 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 transmisión zonal se incorporan como un cargo adicional del generador a la distribuidora. Por lo tanto, el precio de venta a clientes regulados incorpora componentes de costos de generación, transmisión y de transmisión zonal.

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

Los sistemas de transmisión se clasifican en tres grupos: Transmisión Nacional, Transmisión zonal y Transmisión dedicada, siendo los dos primeros de acceso abierto y con tarifas reguladas.

En el caso de la transmisión dedicada, 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. El peaje puede ser regulado por la Autoridad Regulatoria, determinado en Licitaciones Públicas, o por contratos privados.

### 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.

Cada cuatro años, la Autoridad Regulatoria (CNE) fija el Valor agregado de distribución (VAD), así como sus fórmulas de indexación, en base a un proceso de clasificación de cada una de las empresas en áreas típicas y utilizando 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. 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) Ventas a Clientes Regulados

Las tarifas que las empresas distribuidoras aplican a los clientes regulados se componen de un precio de nudo, cargo por Transmisión Nacional y Zonal y el VAD.

El Precio de Nudo 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%.

Los cargos o peajes de transmisión corresponden a pagos por el uso de los sistemas de Transmisión, cuyos precios están fijados por la Autoridad o por Licitaciones Públicas.

Finalmente la tarifa incluye el VAD, que refleja 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.

#### **b) Venta a Clientes Libres o Cobro de Peajes**

La tarifa cobrada a este tipo de clientes es fijada entre su correspondiente suministrador (que puede ser o no la distribuidora) y el mismo cliente, de acuerdo a condiciones de mercado que incluye el pago por el uso de las redes de distribución a las que se conecten (peaje de distribución o VAD).

#### **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, es decir Ley Corta I y Ley Corta II, y que tuvieron un positivo impacto en el sector incentivando el nivel de inversión y regulando el proceso de obtención de contratos de compra de energía por parte de las distribuidoras para satisfacer el consumo, se han agregado otras modificaciones en diversas materias.

A continuación se describen las normas más importantes emitidas:

#### **3.4.2 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.

#### **3.4.3 Ley Net Metering**

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

#### **3.4.4 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.

#### **3.4.5 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.

### **3.4.6 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.

### **3.4.7 Modificaciones al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad para clientes regulados, y a la LGSE.**

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.

El 29 de enero de 2015 se publicaron unas modificaciones a la LGSE (Ley N°20.085 del Ministerio de Energía) con el fin de perfeccionar el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sometidos a regulaciones de precios.

### **3.4.8 Ley de Transmisión**

El 11 de julio del 2016 se aprobó la nueva ley de transmisión (Ley Número 20.936) que establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.

Los principales cambios propuestos por esta Ley 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.

Adicionalmente, esta Ley incluyó una extensión del plazo de vigencia del Decreto de Subtransmisión (DS 14-2012) y Troncal (DS 61-2011), desde 2015 hasta fines de 2017.

### **3.4.9 Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local**

El 15 de junio del 2016 se aprobó la Ley de Equidad Tarifaria (Ley número 20.928, establece mecanismos de equidad en las tarifas de servicios eléctricos) cuyo fin es introducir mecanismos de equidad en las tarifas eléctricas, entre otros:

- a) Reconocimiento de la Generación Local (RGL): Se establece un descuento en el componente de energía de todas las tarifas reguladas de las comunas intensivas en generación eléctrica, el que será asumido por aquellos usuarios de comunas que no son consideradas como intensivas en generación. Así se entrega una señal de costos asociados al suministro eléctrico, compatible con el beneficio que prestan las comunas que poseen capacidad instalada de generación.

- b) **Equidad Tarifaria Residencial (ETR):** Se modifica el componente “distribución” de las tarifas residenciales (hoy BT1), para así lograr que la diferencia entre el promedio de las cuentas a nivel nacional y la cuenta más alta no sea superior a un 10% del primero. Esta medida será financiada por todos los clientes sometidos a regulación de precios.

#### **3.4.10 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 transmisión zonal 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.

## **4 Política de Gestión de Riesgos**

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

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

### **4.1 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.

#### **4.1.1 Tipo de cambio**

La Sociedad, que opera en moneda funcional peso, por ser ésta la moneda en que se realizan parte importante de las transacciones y que tiene mayor proporción en la generación de flujos.

Así, la Sociedad 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, por montos y períodos que no generan impactos relevantes a la Sociedad.

Por otro lado, 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. Sin embargo, éste es traspasado a sus clientes y el impacto en los resultados de la Sociedad es menor.

#### 4.1.2 Variación UF

Los ingresos de la Sociedad se liquidan en pesos chilenos y más de un 70% está indexado a variaciones de indicadores internos de la economía como la Unidad de Fomento. Estos ingresos (en su mayoría tarifas reguladas) incluyen además en sus indicadores otros factores de actualización, tales como el IPP (Índice de Precios al Productor) y el tipo de cambio, que tienen menor proporción que la UF. Es decir, parte importante del flujo de efectivo que la Sociedad recibe corresponde a UF.

En consistencia con lo anterior, la Sociedad mantiene deudas en UF y no administra el riesgo de esa variación en su balance. Actualmente, el 84% de la deuda financiera está estructurada en UF.

##### 4.1.2.1 Análisis de Sensibilidad

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 impacto en resultados para el análisis indicado es el siguiente para los años 2016 y 2015:

Tipo de Deuda	Total Deuda Financiera		Variación %	Efecto en Resultado	
	31/12/2016	31/12/2015		31/12/2016	31/12/2015
	(M\$)	(M\$)	Aumento UF	M\$	M\$
Deuda en UF (Bonos)	66.203.146	64.396.830	0,5	329.350	320.364

#### 4.1.3 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.

#### 4.1.4 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 de la Sociedad está estructurada con vencimientos en el largo plazo, con servicio de deudas anuales y/o semestrales que sean inferiores a los flujos proyectados en escenarios conservadores, de forma de no tener riesgos de refinanciamiento en el corto ni en el largo plazo, tal como se muestra en el siguiente cuadro de perfil de vencimientos de capital e interés a diciembre 2016 y diciembre 2015:

Capital e Intereses	Corriente				No Corriente			Totales 31/12/2016
	Hasta 1 año	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	Más de 5 años hasta 10 años	Más de 10 años	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Bonos	6.758.692	11.514.824	11.269.334	11.023.848	5.838.107	8.858.960	24.808.354	80.072.119
Préstamos Bancarios	13.027.300	-	-	-	-	-	-	13.027.300
<b>Totales</b>	<b>19.785.992</b>	<b>11.514.824</b>	<b>11.269.334</b>	<b>11.023.848</b>	<b>5.838.107</b>	<b>8.858.960</b>	<b>24.808.354</b>	<b>93.099.419</b>
Porcentualidad	21%	12%	12%	12%	6%	10%	27%	100%

Capital e Intereses	Corriente				No Corriente			Totales 31/12/2015
	Hasta 1 año	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	Más de 5 años hasta 10 años	Más de 10 años	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Bonos	1.768.830	6.574.284	11.200.648	10.961.856	10.723.073	11.244.937	27.182.603	79.656.231
Porcentualidad	2%	9%	14%	14%	13%	14%	34%	100%

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 2020, con spread máximos acordados.

A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de estas Sociedades, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

La Sociedad, de acuerdo con sus evaluaciones de flujo, puede optar por financiar algunas inversiones de largo plazo con crédito de corto y mediano plazo, principalmente para acceder a condiciones de mercado más favorables, así como mantener deuda relacionadas con la matriz.

#### 4.1.5 Riesgo de Crédito

La Sociedad está expuestas al riesgo de crédito debido a sus actividades operacionales y a sus actividades financieras. Sus políticas tienen como objetivo disminuir el incumplimiento de pago de las contrapartes y adicionalmente mejorar la posición de capital de trabajo.

El riesgo de crédito relacionado con el suministro de energía eléctrica, tal como se menciona en la Nota 7 a) y b) es limitado dadas las herramientas de cobro (corte de suministro y radicación de deuda en la propiedad) que la Ley entrega las empresa que entregan este servicio.

También la Sociedad realiza otro tipo de ventas, que corresponden a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como: a) venta al detalle de productos y servicios y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y b) construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades). Respecto de la letra a), la Política 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.

Mayor información se encuentra en Nota 7 de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar.

En el siguiente cuadro comparativo a diciembre de 2016 y diciembre de 2015 se muestra la relación entre los ingresos totales y el monto de ventas y otras cuentas por cobrar vencidas o deterioradas, en consistencia con el bajo nivel de riesgo de crédito:

Conceptos	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Ingresos operacionales (últimos 12 meses)	134.959.356	126.255.179
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas (últimos 12 meses)	369.808	265.370
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales	0,27%	0,21%

El riesgo de crédito relacionados con los instrumentos financieros (depósitos a plazo, fondos mutuos u otros) tomados con instituciones financieras, se realizan en instrumentos 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 con muy alta calidad crediticia (ver Nota 6B, Efectivo y Equivalentes al Efectivo), 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.

## 5. Juicios y estimaciones de la Administración al aplicar las políticas contables críticas de la entidad.

La Administración necesariamente efectúa juicios y estimaciones que tienen un efecto significativo sobre las cifras presentadas en los estados financieros. Cambios en los juicios y estimaciones podrían tener un impacto significativo en los estados financieros. A continuación, se detallan los juicios y estimaciones críticos usados por la Administración en la preparación de los presentes estados financieros:

- **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 período, 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. También se considera como parte de los ingresos y costos de la explotación, la estimación de determinados montos del Sistema Eléctrico (entre otros, compra y venta de energía y cobro de peajes) que permiten reflejar liquidaciones entre las distintas empresas del Sistema por servicios ya prestados. Estos valores se cancelarán una vez emitidas las liquidaciones definitivas por los Entes Regulatorios responsables, las que a la fecha de los Estados Financieros aún estaban pendientes por salir.
- **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 estimado 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.

A pesar de que estos juicios y estimaciones se realizaron en función a la mejor información disponible sobre los hechos analizados a la fecha de estos estados financieros, es posible que acontecimientos que puedan ocurrir en el futuro obliguen a modificarlos (al alza o a la baja) en próximos ejercicios, lo que se registraría en el momento de conocida la variación, reconociendo los efectos de dichos cambios en los correspondientes estados financieros en las cuentas de resultados o patrimonio según sea el caso.

## 6 Efectivo y Equivalentes al Efectivo

a) El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Efectivo en Caja	985.128	1.373.552
Saldo en Bancos	517.461	485.801
Depósitos a corto plazo	-	5.002.333
Otros instrumentos de renta fija	4.336.328	4.503.186
<b>Totales</b>	<b>5.838.917</b>	<b>11.364.872</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	Clasificación de riesgo	Monto inversión	
				31/12/2016	31/12/2015
				M\$	M\$
Frontel	Banco Santander	Depósitos a corto plazo	Nivel 1+	-	5.002.333
<b>Totales</b>				<b>-</b>	<b>5.002.333</b>

Nombre empresa	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Clasificación de riesgo	Monto inversión	
				31/12/2016	31/12/2015
				M\$	M\$
Frontel	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	AAAfm/M1(cl)	2.144.644	1.137.275
Frontel	Scotia Adm. General de FM S.A. Clipper Serie B	Fondos Mutuos	AA+fm/M2(cl)	2.191.684	785.113
Frontel	Security S.A. Plus Serie E	Fondos Mutuos	AA+fm/M2(cl)	-	2.580.798
<b>Totales</b>				<b>4.336.328</b>	<b>4.503.186</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	31/12/2016	31/12/2015
		M\$	M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	5.838.754	11.328.093
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	163	36.779
<b>Totales</b>		<b>5.838.917</b>	<b>11.364.872</b>

## 7 Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, bruto	31/12/2016		31/12/2015	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto	17.396.111	-	20.167.796	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	9.683.048	4.270.151	9.236.004	3.418.126
<b>Totales</b>	<b>27.079.159</b>	<b>4.270.151</b>	<b>29.403.800</b>	<b>3.418.126</b>

Provisión de deterioro cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	31/12/2016		31/12/2015	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales	826.006	-	588.468	-
Otras cuentas por cobrar	697.451	-	819.631	-
<b>Totales</b>	<b>1.523.457</b>	<b>-</b>	<b>1.408.099</b>	<b>-</b>

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, neto	31/12/2016		31/12/2015	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, neto	16.570.105	-	19.579.328	-
Otras cuentas por cobrar, neto	8.985.597	4.270.151	8.416.373	3.418.126
<b>Totales</b>	<b>25.555.702</b>	<b>4.270.151</b>	<b>27.995.701</b>	<b>3.418.126</b>

El detalle de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes facturados y no facturados o provisionados al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	31/12/2016		31/12/2015	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>Facturados</b>	<b>20.325.781</b>	<b>3.175.722</b>	<b>19.942.041</b>	<b>1.872.870</b>
Energía y peajes	12.376.716	-	12.476.484	-
Anticipos para importaciones y proveedores	62.774	-	434.916	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	210.826	-	1.269.004	-
Convenios de pagos y créditos por energía	631.479	91.252	585.096	97.360
Deudores materiales y servicios	2.219.678	-	913.540	-
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	3.603.068	1.017.809	2.819.037	922.704
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	233.563	2.057.020	454.266	799.493
Otros	987.677	9.641	989.698	53.313
<b>No Facturados o provisionados</b>	<b>5.248.097</b>	<b>-</b>	<b>8.042.972</b>	<b>-</b>
Peajes uso de líneas eléctricas	375.645	-	251.327	-
Diferencias tarifarias por nuevos decretos	(2.190.937)	-	23.953	-
Energía en medidores (*)	6.834.687	-	7.416.032	-
Provisión ingresos por obras	145.782	-	311.450	-
Otros	82.920	-	40.210	-
<b>Otros (Cuenta corriente empleados)</b>	<b>1.505.281</b>	<b>1.094.429</b>	<b>1.418.787</b>	<b>1.545.256</b>
<b>Totales, Bruto</b>	<b>27.079.159</b>	<b>4.270.151</b>	<b>29.403.800</b>	<b>3.418.126</b>
Provisión deterioro	(1.523.457)	-	(1.408.099)	-
<b>Totales, Neto</b>	<b>25.555.702</b>	<b>4.270.151</b>	<b>27.995.701</b>	<b>3.418.126</b>

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

Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar corrientes:

Otras cuentas por cobrar	31/12/2016		31/12/2015	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Convenios de pagos y créditos	631.479	91.252	585.096	97.360
Anticipos para importaciones y proveedores	62.774	-	434.916	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	356.608	-	1.580.454	-
Deudores materiales y servicios	2.219.678	-	913.540	-
Cuenta corriente al personal	1.505.281	1.094.429	1.418.787	1.545.256
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	3.603.068	1.017.809	2.819.037	922.704
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	233.563	2.057.020	454.266	799.493
Otros deudores	1.070.597	9.641	1.029.908	53.313
<b>Totales</b>	<b>9.683.048</b>	<b>4.270.151</b>	<b>9.236.004</b>	<b>3.418.126</b>
Provisión deterioro	(697.451)	-	(819.631)	-
<b>Totales, Neto</b>	<b>8.985.597</b>	<b>4.270.151</b>	<b>8.416.373</b>	<b>3.418.126</b>

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2016 es de M\$29.825.853 y al 31 de diciembre de 2015 es de M\$31.413.827.
- 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 2016 la Sociedad distribuye energía eléctrica a más de 339 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	314.048	49%
Comercial	13.171	17%
Industrial	2.389	19%
Otros	9.627	16%
<b>Total</b>	<b>339.235</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 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 2016 y 2015 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	31/12/2016	31/12/2015
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	9.092.782	9.928.274
Con vencimiento entre tres y seis meses	179.041	237.228
Con vencimiento entre seis y doce meses	54.956	97.198
Con vencimiento mayor a doce meses	9.765	11.889
<b>Totales</b>	<b>9.336.544</b>	<b>10.274.589</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	2%	33%
181 a 270	34%	66%
271 a 360	65%	66%
361 o más	100%	100%

Para algunos clientes importantes, la Sociedad evalúa el riesgo de incobrabilidad en base a su comportamiento histórico y estacionalidad de flujos o condiciones puntuales del mercado, por lo que la provisión podría no resultar en la aplicación directa de los porcentajes indicados.

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.

d) Al 31 de diciembre de 2016 y 2015 la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad no tiene cartera securitizada):

Tramos de morosidad	Saldo al 31/12/2016						Saldo al 31/12/2015					
	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	190.932	17.273.598	1.899	390.522	192.831	17.664.120	170.260	17.507.234	1.815	254.069	172.075	17.761.303
Entre 1 y 30 días	89.265	5.936.787	735	123.697	90.000	6.060.484	97.324	6.317.259	639	138.130	97.963	6.455.389
Entre 31 y 60 días	23.569	2.789.592	265	117.670	23.834	2.907.262	30.565	3.094.480	320	167.273	30.885	3.261.753
Entre 61 y 90 días	2.230	178.586	50	6.466	2.280	185.052	2.211	243.283	46	9.885	2.257	253.168
Entre 91 y 120 días	1.097	81.738	45	4.361	1.142	86.099	1.475	118.533	32	2.943	1.507	121.476
Entre 121 y 150 días	992	72.808	22	3.871	1.014	76.679	926	128.125	27	33.831	953	161.956
Entre 151 y 180 días	698	63.597	26	2.254	724	65.851	876	76.351	28	2.766	904	79.117
Entre 181 y 210 días	716	55.231	16	2.026	732	57.257	676	62.693	14	906	690	63.599
Entre 211 y 250 días	853	63.631	26	3.260	879	66.891	1.038	89.972	16	3.087	1.054	93.059
Más de 250 días	8.837	1.175.058	366	82.123	9.203	1.257.181	6.812	901.718	318	51.770	7.130	953.488
<b>Totales</b>	<b>319.189</b>	<b>27.690.626</b>	<b>3.450</b>	<b>736.250</b>	<b>322.639</b>	<b>28.426.876</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>

e) Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, la cartera en cobranza judicial y protestada es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 31/12/2016		Saldo al 31/12/2015	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	20	9.162	46	32.621
Documentos por cobrar en cobranza judicial	140	443.791	176	322.978
<b>Totales</b>	<b>160</b>	<b>452.953</b>	<b>222</b>	<b>355.599</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 de 2015</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>
Aumentos (disminuciones) del año	369.808
Montos castigados	(254.450)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2016</b>	<b>1.523.457</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 2016 y 2015, es el siguiente:

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Provisión cartera no repactada	497.892	265.214
Provisión cartera repactada	(128.084)	17.524
Castigos del año	(254.450)	(247.888)
Recuperos del año	-	(17.368)
<b>Totales</b>	<b>115.358</b>	<b>17.482</b>

## 8 Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

### 8.1 Accionistas

El detalle de los accionistas más importantes de la Sociedad al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Accionistas	Número de acciones		Total	Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Los Ríos Limitada	305.287.486	7.045.389.148.824	7.045.694.436.310	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 Pérez, 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>

### 8.2 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

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 entidades 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 31).

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	31/12/2016		31/12/2015	
						Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Recuperación gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	246.141	-	-	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	3.282	-	4.527	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	19.723.531	-	-	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	668	-	701	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Venta de Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	3.257	-	-	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.070	-	-	-
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	28.099	-	-	-
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Venta de Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	28.004	-
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	518	-	-	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	USD	308	-	-	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Peajes	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.237	-	1	-
76.067.075-8	Inversiones Los Rios Ltda.	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	76.426	-	73.334	-
76.067.075-8	Inversiones Los Rios Ltda.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	29	-	29	-
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	11	-	-	-
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	10.150	-	-	-
<b>Totales</b>						<b>20.095.727</b>	<b>-</b>	<b>106.596</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	31/12/2016		31/12/2015	
						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\$	5.630	-	6.716	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	5.173	-	5.297	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	29.155	-
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.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	32	-	29	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Servicio Costo Personal	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	678.590	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Compra de Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	100.094	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	4.762	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	9.390	-	28.309	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	8.881	-	-	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Arriendo de grupos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	13.808	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.891	-	2.635	-
76.067.075-8	Inversiones Los Rios Ltda.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	3.861.938	-	3.520.035	-
76.024.762-6	Cóndor Holding SpA	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	107	-	98	-
6.443.633-3	Jorge Lesser Garcia-Huidobro	Remuneraciones Director	Menos de 90 días	Director	UF	-	-	1.912	-
14.655.033-9	Iván Díaz- Molina	Remuneraciones Director	Menos de 90 días	Director	UF	-	-	1.912	-
<b>Totales</b>						<b>3.898.488</b>	<b>-</b>	<b>4.397.798</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	31/12/2016	31/12/2015
					M\$	M\$
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz Común	Compra/Venta de energía	(247.821)	(264.077)
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Matriz Común	Compra/Venta de energía	10.746	(13.140)
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Mantenimiento Sistema de Transmisión	(65.108)	(62.909)
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes	19.808	26.786
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz Común	Servicio Costo Personal	(2.098.541)	(1.928.788)
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	10.183	-
96.701.470-2	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	465.907	-
76.067.075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Chile	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	3.092	1.420
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	-	(81.814)
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	(58.488)	(47.863)

**8.3 Directorio y personal clave de la gerencia**

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

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 26 de abril de 2016, se efectuó la renovación del Directorio de la Sociedad, eligiéndose como Directores por un período de dos años a los señores Iván Díaz - Molina, Ben Hawkins, Jorge Lesser García - Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Dale Burgess, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell y Christopher Powell.

En sesión celebrada con fecha 18 de mayo de 2016, el Directorio de la Sociedad procedió a elegir como Presidente del Directorio y de la Sociedad al señor Jorge Lesser García - Huidobro y como Vicepresidente al señor Iván Díaz - Molina.

Al 31 de diciembre de 2016 el Directorio de la Sociedad está compuesto por los señores: Jorge Lesser García – Huidobro, Iván Díaz - Molina, Ben Wawkins, 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	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Jorge Lesser García - Huidobro		1.912
Iván Díaz - Molina		1.912
<b>Totales</b>	<b>-</b>	<b>3.824</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 2016 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2017.

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 2016 y 2015, son las siguientes:

Director	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Jorge Lesser García - Huidobro	28.021	22.766
Iván Díaz - Molina	28.028	22.766
<b>Totales</b>	<b>56.049</b>	<b>45.532</b>

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

La Sociedad cuenta actualmente con cuatro ejecutivos como empleados directos. La remuneración de estos ejecutivos con cargo a resultados asciende a M\$210.597 al 31 de diciembre de 2016 y tres ejecutivos al 31 de diciembre de 2015 de M\$156.068.

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 2016 y 2015 no existen garantías constituidas a favor del personal clave de la gerencia.

**9 Inventarios**

El detalle de este rubro es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2016:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	3.950.125	3.907.420	42.705
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	985.219	937.005	48.214
<b>Totales</b>	<b>4.935.344</b>	<b>4.844.425</b>	<b>90.919</b>

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>

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\$69.431 para el año 2016 y un cargo de M\$63.584 para el año 2015.

Movimiento Provisión	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Provisión del año	69.431	63.584
Aplicaciones a provisión	(58.185)	(74.531)
<b>Totales</b>	<b>11.246</b>	<b>(10.947)</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 período según gasto	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Materias primas y consumibles utilizados(*)	4.762.336	4.103.116
Otros gastos por naturaleza (**)	1.100.664	1.106.718
<b>Totales</b>	<b>5.863.000</b>	<b>5.209.834</b>

(\*) Ver Nota 22.

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

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2016 ascienden a M\$3.843.798 (M\$5.549.166 en 2015) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2016 ascienden a M\$868.684 (M\$763.269 en 2015).

## 10 Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Activos por Impuesto Corriente	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Impuesto renta por recuperar	1.142.129	-
IVA Crédito fiscal por recuperar (*)	1.337.928	1.337.928
Crédito Sence	65.717	-
Crédito Activo Fijo	23.092	-
Impuesto por recuperar año anterior	318.584	309.641
<b>Totales</b>	<b>2.887.450</b>	<b>1.647.569</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 2016 y 2015, es el siguiente:

Pasivos por Impuesto Corriente	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Impuesto a la renta	-	1.428.362
Iva Débito fiscal	1.334.439	1.199.769
Otros	17.116	13.422
<b>Totales</b>	<b>1.351.555</b>	<b>2.641.553</b>

## 11 Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Activos Intangibles Neto	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$
<b>Activos Intangibles Identificables Neto</b>	<b>7.499.801</b>	<b>7.425.684</b>
Servidumbres	7.469.143	7.423.881
Software	30.658	1.803
Activos Intangibles Bruto	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$
<b>Activos Intangibles Identificables Bruto</b>	<b>7.594.689</b>	<b>7.549.427</b>
Servidumbres	7.469.143	7.423.881
Software	125.546	125.546

Amortización Activos Intangibles	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
<b>Activos Intangibles Identificables</b>	<b>(94.888)</b>	<b>(123.743)</b>
Software	(94.888)	(123.743)

El detalle y movimientos del activo intangible al 31 de diciembre de 2016 y 2015 son los siguientes:

Movimiento año 2016		Servidumbre Neto M\$	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2016</b>		<b>7.423.881</b>	<b>1.803</b>	<b>7.425.684</b>
Movimientos	Retiros y Traspaso Amortización Acumulada	-	50.496	50.496
	Otros (Activación Obras en Curso)	45.262	-	45.262
	Gastos por amortización	-	(21.641)	(21.641)
	<b>Total movimientos</b>	<b>45.262</b>	<b>28.855</b>	<b>74.117</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2016</b>		<b>7.469.143</b>	<b>30.658</b>	<b>7.499.801</b>

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	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>

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.

## 12 Plusvalía Comprada

El detalle de la plusvalía comprada al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Rut	Empresa	31/12/2016	31/12/2015
		M\$	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.

### 13 Propiedades, Planta y Equipo

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

Clases de Propiedades,Planta y Equipo, Neto	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$
<b>Propiedades, Planta y Equipos</b>	<b>149.747.153</b>	<b>145.300.749</b>
Terrenos	2.020.635	1.692.072
Edificios	1.742.541	1.741.921
Planta y Equipo	136.443.243	126.789.396
Equipamiento de Tecnologías de la Información	762.013	625.479
Instalaciones Fijas y Accesorios	410.547	408.812
Vehículos de Motor	1.185.898	1.300.055
Construcciones en Curso	4.963.034	10.871.441
Otras Propiedades, Planta y Equipo	2.219.242	1.871.573

Clases de Propiedades,Planta y Equipo, Bruto	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Bruto</b>	<b>200.291.419</b>	<b>193.382.256</b>
Terrenos	2.020.635	1.692.072
Edificios	2.751.370	2.652.176
Planta y Equipo	183.649.503	172.031.470
Equipamiento de Tecnologías de la Información	1.444.422	1.058.188
Instalaciones Fijas y Accesorios	820.570	739.936
Vehículos de Motor	1.713.621	1.763.151
Construcciones en Curso	4.963.034	10.871.441
Otras Propiedades, Planta y Equipo	2.928.264	2.573.822

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$
<b>Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo</b>	<b>(50.544.266)</b>	<b>(48.081.507)</b>
Edificios	(1.008.829)	(910.255)
Planta y Equipo	(47.206.260)	(45.242.074)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(682.409)	(432.709)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(410.023)	(331.124)
Vehículos de Motor	(527.723)	(463.096)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(709.022)	(702.249)

El movimiento del rubro propiedades, planta y equipo durante los años 2016 y 2015, es el siguiente:

Movimiento año 2016	Terrenos	Edificios, Neto	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\$
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2016</b>	<b>1.692.072</b>	<b>1.741.921</b>	<b>126.789.396</b>	<b>625.479</b>	<b>408.812</b>	<b>1.300.055</b>	<b>10.871.441</b>	<b>1.871.573</b>	<b>145.300.749</b>
Adiciones	558	30.330	5.780.367	171.824	895	4.095	6.382.773	268.981	12.639.823
Retiros Valor Bruto	-	-	(5.236.134)	(50.188)	-	(201.904)	-	(242.434)	(5.730.660)
Retiros y Traspaso Depreciación Acumulada	-	-	4.152.076	(6.513)	-	133.100	-	212.600	4.491.263
Otros (Activación Obras en Curso)	328.005	30.241	8.851.646	44.896	14.325	69.687	(9.513.133)	174.333	-
Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo	-	38.623	2.222.154	219.702	65.414	78.592	(2.778.047)	153.562	-
Gastos por depreciación	-	(98.574)	(6.116.262)	(243.187)	(78.899)	(197.727)	-	(219.373)	(6.954.022)
<b>Total movimientos</b>	<b>328.563</b>	<b>620</b>	<b>9.653.847</b>	<b>136.534</b>	<b>1.735</b>	<b>(114.157)</b>	<b>(5.908.407)</b>	<b>347.669</b>	<b>4.446.404</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2016</b>	<b>2.020.635</b>	<b>1.742.541</b>	<b>136.443.243</b>	<b>762.013</b>	<b>410.547</b>	<b>1.185.898</b>	<b>4.963.034</b>	<b>2.219.242</b>	<b>149.747.153</b>

Movimiento año 2015	Terrenos	Edificios, Neto	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	338.468	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)
<b>Total movimientos</b>	<b>161.410</b>	<b>15.767</b>	<b>3.935.729</b>	<b>(62.069)</b>	<b>237.453</b>	<b>192.389</b>	<b>(3.437.079)</b>	<b>364.212</b>	<b>1.407.812</b>
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

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

### Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo

- La depreciación de los bienes de propiedades, planta y equipo se presenta en la cuenta "Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación".
- La Sociedad cuenta con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (subestaciones, construcciones, contenido y existencias), con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.
- Los costos de personal relacionados directamente con obras en curso fueron de M\$1.000.906 al 31 de diciembre de 2016 y de M\$871.375 al 31 de diciembre de 2015 (ver nota 23). Los activos en construcción, según se explica en nota 2.10, incluyen activación de costos financieros según el siguiente detalle:

Costos por préstamos capitalizados	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados (ver nota 26)	83.472	56.651
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización	3,03%	2,91%

- El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2016 y 2015 no es significativo. La Sociedad no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.

## 14 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

### 14.1 Impuesto a la renta

- El gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados Integrales correspondiente a los ejercicios 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Gasto por Impuestos a las Ganancias	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Gasto por impuesto corriente	1.430.248	2.801.825
Ajustes por impuestos corrientes de años anteriores	27.417	932
<b>Gasto por impuestos corriente, neto, total</b>	<b>1.457.665</b>	<b>2.802.757</b>
Gasto por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	2.393.250	137.461
<b>Gasto por impuestos diferidos, neto, total</b>	<b>2.393.250</b>	<b>137.461</b>
<b>Gasto por impuesto a las ganancias, operaciones continuadas</b>	<b>3.850.915</b>	<b>2.940.218</b>

Impuestos a las ganancias relacionado con otro resultado integral	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(28.178)	(16.585)
<b>Impuestos a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral</b>	<b>(28.178)</b>	<b>(16.585)</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 2016 y 2015, es la siguiente:

Conciliación de la ganancia contable multiplicada por las ganancias impositivas aplicables	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Ganancia antes de Impuesto	16.813.154	14.754.890
<b>Total de (gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (24% en 2016-22,5% en 2015)</b>	<b>(4.035.157)</b>	<b>(3.319.850)</b>
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	214.155	80.525
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la pérdida tributable	(387.052)	(320.523)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	(13.687)	(932)
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	370.826	620.562
<b>Total ajustes al ingreso por impuestos utilizando la tasa legal</b>	<b>184.242</b>	<b>379.632</b>
<b>Gasto por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva</b>	<b>(3.850.915)</b>	<b>(2.940.218)</b>
Tasa impositiva efectiva	22,90%	19,93%

Con fecha 29 de septiembre de 2014, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 20.780 "Reforma Tributaria que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario", entre ellos un alza progresiva de tasas correspondientes al Impuesto de Primera Categoría a la Renta, cuya variación de tasas se confirman con la promulgación de la Ley N° 20.899 de fecha 1 de febrero de 2016, en la que además se indica que la Sociedad debe tributar con el sistema parcialmente integrado, según las características de sus accionistas. De acuerdo con lo indicado en Nota 2.19 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.

## 14.2 Impuesto diferido

- a) El detalle de saldos de los impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Diferencias temporarias	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a propiedades, planta y equipo	-	-	5.396.211	2.756.584
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	91.103	101.155	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión cuentas incobrables	403.716	359.066	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	107.332	95.025	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión obsolescencia	23.184	19.121	-	-
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	429.748	272.259	-	-
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	90.787	105.261	-	-
Impuestos diferidos relativos a gastos financieros	-	-	64.310	74.799
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	249.054	226.307	-	-
Impuestos diferidos otras provisiones	2.350	18.161	134.858	198.005
<b>Total Impuestos Diferidos</b>	<b>1.397.274</b>	<b>1.196.355</b>	<b>5.595.379</b>	<b>3.029.388</b>

- b) El movimiento de los rubros de Impuestos Diferidos de los estados de situación financiera al 31 diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
<b>Saldo al 01 de enero de 2015</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 de 2015</b>	<b>1.196.355</b>	<b>3.029.388</b>
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	172.741	2.565.991
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	28.178	-
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2016</b>	<b>1.397.274</b>	<b>5.595.379</b>

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.

## 15 Otros Pasivos Financieros Corrientes y No Corrientes

- a) El detalle corriente y no corriente de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	31/12/2016		31/12/2015	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos bancarios	13.018.200	-	-	-
Bonos	5.273.442	60.685.228	324.105	63.817.292
<b>Totales</b>	<b>18.291.642</b>	<b>60.685.228</b>	<b>324.105</b>	<b>63.817.292</b>

- b) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con Instituciones Bancarias al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de diciembre de 2016									
						Corriente			No Corriente						
						Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	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	Más de 5 años	Total No Corriente	
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,35%	Mensual	-	13.018.200	13.018.200	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totales</b>						-	13.018.200	13.018.200	-	-	-	-	-	-	-

- c) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa nominal	Garantía	31 de diciembre de 2016									
					Corriente			No Corriente						
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	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	Más de 5 años	Total No Corriente	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	UF	Semestral	3,2%	SIN	208.301	-	208.301	-	-	-	-	-	26.106.383	26.106.383
Chile	UF	Semestral	2,5%	SIN	124.895	4.940.246	5.065.141	9.879.637	9.879.735	9.879.660	4.939.813	-	34.578.845	
<b>Totales</b>					333.196	4.940.246	5.273.442	9.879.637	9.879.735	9.879.660	4.939.813	26.106.383	60.685.228	

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa nominal	Garantía	31 de diciembre de 2015									
					Corriente			No Corriente						
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	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	Más de 5 años	Total No Corriente	
					M\$	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>					324.105	-	324.105	4.803.655	9.610.181	9.610.408	9.610.641	30.182.407	63.817.292	

d) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

31 de diciembre de 2016													
Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	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
								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\$	M\$	M\$		
FRONTEL	BONO SERIE G/ N°663	UF	3,2%	SIN	208.301	-	208.301	-	-	-	-	26.106.383	26.106.383
FRONTEL	BONO SERIE C/ N°662	UF	2,5%	SIN	124.895	4.940.246	5.065.141	9.879.637	9.879.735	9.879.660	4.939.813	-	34.578.845
<b>Totales</b>					<b>333.196</b>	<b>4.940.246</b>	<b>5.273.442</b>	<b>9.879.637</b>	<b>9.879.735</b>	<b>9.879.660</b>	<b>4.939.813</b>	<b>26.106.383</b>	<b>60.685.228</b>

31 de diciembre de 2015													
Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	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
								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\$	M\$	M\$		
FRONTEL	BONO SERIE G/ N°663	UF	3,2%	SIN	202.617	-	202.617	-	-	-	-	25.377.031	25.377.031
FRONTEL	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>

e) A continuación se describe el detalle con la principal información de la emisión y colocación de las líneas de Bonos de la Sociedad:

Sociedad	Contrato de Bonos / N° de Registro	Representante de los Tenedores de Bonos	Fecha Escritura	Fecha última modificación	Notaría	Fecha Colocación	Monto Colocado UF
Frontel	Emisión de Línea Serie C / N°662	Banco de Chile	11/02/2011	12/05/2014	José Musalem Saffie	04/06/2014	1.500.000
Frontel	Emisión de Línea Serie G / N°663	Banco de Chile	11/02/2011	15/09/2014	José Musalem Saffie	27/11/2014	1.000.000

## 16 Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Cuentas por pagar comerciales	15.193.912	14.613.014
Otras cuentas por pagar	2.069.010	1.556.658
<b>Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar</b>	<b>17.262.922</b>	<b>16.169.672</b>

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Proveedores por compra de energía	11.352.216	11.841.662
Cuentas por pagar bienes y servicios	3.841.696	2.771.352
Dividendos por pagar (minoritarios)	38.154	34.905
Cuentas por pagar instituciones fiscales	127.240	126.479
Otras cuentas por pagar	1.903.616	1.395.274
<b>Totales acreedores comerciales y otras cuentas por pagar</b>	<b>17.262.922</b>	<b>16.169.672</b>

El detalle de cuentas por pagar comerciales al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Proveedores con pago al día	Saldo al 31/12/2016				Saldo al 31/12/2015			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	1.031.105	13.501.746	661.061	15.193.912	792.862	12.934.464	885.688	14.613.014
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totales</b>	<b>1.031.105</b>	<b>13.501.746</b>	<b>661.061</b>	<b>15.193.912</b>	<b>792.862</b>	<b>12.934.464</b>	<b>885.688</b>	<b>14.613.014</b>

## 17 Instrumentos financieros

### 17.1 Instrumentos financieros por categoría

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

#### a) Activos Financieros

Al 31 de diciembre de 2016	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Totales
	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	29.825.853	-	29.825.853
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	20.095.727	-	20.095.727
Efectivo y equivalentes al efectivo	1.502.589	4.336.328	5.838.917
<b>Totales</b>	<b>51.424.169</b>	<b>4.336.328</b>	<b>55.760.497</b>

Al 31 de diciembre de 2015	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Totales
	M\$	M\$	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	6.861.686	4.503.186	11.364.872
<b>Totales</b>	<b>38.382.109</b>	<b>4.503.186</b>	<b>42.885.295</b>

#### b) Pasivos Financieros

Al 31 de diciembre de 2016	Préstamos y cuentas por pagar	Totales
	M\$	M\$
Otros Pasivos Financieros corrientes y no corrientes (préstamos que devengan intereses)	78.976.870	78.976.870
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	17.262.922	17.262.922
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	3.898.488	3.898.488
<b>Totales</b>	<b>100.138.280</b>	<b>100.138.280</b>

Al 31 de diciembre de 2015	Préstamos y cuentas por pagar	Totales
	M\$	M\$
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>

## 17.2 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 31/12/2016	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
<b>Inversiones mantenidas al costo amortizado:</b>		
Efectivo en caja	985.128	985.128
Saldo en Bancos	517.461	517.461
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	25.555.702	25.555.702
Pasivos Financieros - al 31/12/2016	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
<b>Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:</b>		
Deuda Bancaria	13.018.200	13.018.200
Bonos	65.958.670	68.830.036
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	17.262.922	17.262.922

### 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 y Deuda Bancaria, 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.

## 18 Provisiones

### 18.1 Provisiones corrientes por beneficios a los empleados

a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corriente	
	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	420.909	395.937
Provisión por beneficios anuales	1.481.647	1.418.973
<b>Totales</b>	<b>1.902.556</b>	<b>1.814.910</b>

b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Provisiones	Por vacaciones del personal M\$	Por beneficios anuales M\$	Totales M\$
<b>Saldo inicial al 01 de enero de 2016</b>	<b>395.937</b>	<b>1.418.973</b>	<b>1.814.910</b>
<b>Movimientos en provisiones</b>			
Incremento (decremento) en provisiones existentes	213.078	1.504.526	1.717.604
Provisión utilizada	(188.106)	(1.441.852)	(1.629.958)
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>24.972</b>	<b>62.674</b>	<b>87.646</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2016</b>	<b>420.909</b>	<b>1.481.647</b>	<b>1.902.556</b>

Provisiones	Por vacaciones del personal M\$	Por beneficios anuales M\$	Totales 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>

### 18.2 Otras provisiones corrientes

a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Otras Provisiones corrientes	Corriente	
	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Otras provisiones (Multas)	470.096	612.787
<b>Totales</b>	<b>470.096</b>	<b>612.787</b>

b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Provisiones	Por reclamaciones legales M\$
<b>Saldo inicial al 01 de enero de 2016</b>	<b>612.787</b>
<b>Movimientos en provisiones</b>	
Incremento (decremento) en provisiones existentes	24.531
Provisión utilizada	(167.222)
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>(142.691)</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2016</b>	<b>470.096</b>

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>

### 18.3 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 2016 y 2015, es el siguiente:

Provisiones no corrientes, Indemnización por años de servicio	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Indemnización por años de servicio	2.846.080	2.437.845
<b>Totales</b>	<b>2.846.080</b>	<b>2.437.845</b>

#### b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante los años 2016 y 2015, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2016</b>	<b>2.437.845</b>
Costo por intereses	119.508
Costo del servicio del año	235.553
Pagos en el año	(51.077)
Variación actuarial por cambio de tasa	68.933
Variación actuarial por experiencia	35.318
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2016</b>	<b>2.846.080</b>
<b>Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios</b>	<b>M\$</b>
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2015</b>	<b>2.244.031</b>
Costo por intereses	158.092
Costo del servicio del año	208.064
Pagos en el año	(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>

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

Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Costo por intereses	119.508	158.092
Costo del servicio del año	235.553	208.064
<b>Total Gasto reconocido en el estado de resultados</b>	<b>355.061</b>	<b>366.156</b>
Pérdida actuarial neta plan de beneficios definidos	104.251	61.424
<b>Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales</b>	<b>459.312</b>	<b>427.580</b>

d) Hipótesis actuariales utilizadas al 31 de diciembre de 2016.

Tasa de descuento (nominal)	4,85%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	4,5%
Tablas de mortalidad	CB H 2014 / RVM2014
Tasa de rotación	2,0%
Edad de retiro	65 H / 60 M

e) Sensibilizaciones

Sensibilización de tasa de descuento

Al 31 de diciembre de 2016, 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	322.546	(268.067)

Sensibilización de tasa esperada de incremento salarial

Al 31 de diciembre de 2016, 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	(271.463)	319.606

## 18.4 Juicios y multas

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

### 18.4.1 Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad son los siguientes:

Empresa	Tribunal	Nº Rol	Origen	Etapa Procesal	Monto M\$
FRONTEL	4º Juzgado Civil de Santiago	37020-2010	Indemnización de perjuicios (CELCO con FRONTEL)	Pendiente en segunda instancia	2.903.336
FRONTEL	Primer Juzgado Civil de Temuco	5829-2013	Cobro de pesos (Fisco con FRONTEL)	Causa archivada	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)	Causa archivada	26.348
FRONTEL	Primer Juzgado de Letras de Angol	747-2013	Indemnización de perjuicios (Serv. Inmobiliaria con Frontel)	Pendiente en primera instancia	652.979
FRONTEL	Juzgado Civil de Angol	C- 479-2014	Impugnación de tasación en indemnización Serv. (Sierra Nevada con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	64.891
FRONTEL	Juzgado Letras de Sta. Bárbara	C-151-2014	Azamiento de gravamen de hecho (Rikli con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
FRONTEL	1º Juzgado Civil de Temuco	C-1184-2013	Cobro de pesos (Fisco con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	18.000
FRONTEL	1º Juzgado de Letras de Ososmo	C-20-2016	Cobro de Pesos (Recursos Humanos con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	6.373
FRONTEL	Juzgado de Letras de Yungay	C-384-2016	Indemnización de Perjuicios (Quintana con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	54.416
FRONTEL	1º Juzgado Civil de Temuco	C-1535-2016	Vérgara Pamela con Frontel (indemnización de perjuicios/contractual)	Pendiente en primera instancia	50.250
FRONTEL	10º Juzgado Civil de Santiago	C-6537-2016	Medida Prejudicial (Lopez y otro con Frontel)	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
FRONTEL	1º Juzgado Civil de Temuco	C-3256-2016	Indemnización perjuicios (Pincheira con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	26.348
FRONTEL	2º Juzgado Civil de Temuco	4580-2016	Cobro de pesos (Fisco con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	9.539
FRONTEL	Juzgado de Letras de Santa Juana	65-2016	Indemnización de perjuicios, tala de árboles (Burgos con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	30.800
FRONTEL	3º Juzgado Civil de Temuco	4588-2016	Cobro de pesos (Fisco con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	8.471
FRONTEL	Juzgado de Letras de Cañete	365-2016	Indemnización perjuicios, ley indígena, servidumbre (Lopez con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	90.400
FRONTEL	2º Juzgado Civil de Osorno	2344-2016	Medida Prejudicial Exhibición Documentos (Seguel y otro con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
FRONTEL	Juzgado de Letras y Garantía de Nacimiento	C-287-2016	Servidumbre (Gaete con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	10.000
FRONTEL	3º Juzgado Policía Local de Temuco	27720	Demanda por Ley del consumidor (Gonzalez con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	3.300
FRONTEL	Juzgado Tributario y Aduanero de Los Lagos	GR-12-00081-2013	Reclamación de resolución Tributaria (FRONTEL con SII)	Recurso de Casación en el Fondo, estado "en tabla" en la Corte Suprema, para alegatos y fallo definitivo.	110.523

Al 31 de diciembre de 2016, 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.

### 18.4.2 Multas

Al 31 de diciembre de 2016, las multas cursadas a la Sociedad y aún pendientes de resolución, son las siguientes:

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
<b>Multas pendientes de resolución de años anteriores</b>					
FRONTEL	Res. Ex. 1288 de fecha 11.09.2007	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Pendiente Recurso de Reposición - Decaimiento AA	8.313
FRONTEL	REX11751 de fecha 29.12.2015	SEC	Índices	Pendiente Recurso de Reposición	305.085

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 valorización de la misma.

En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad han estimado 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.

## 19. Otros Pasivos no Financieros

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Otros pasivos No Financieros	Corriente		No corriente	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	8.200.725	7.933.255	-	-
Otras obras de terceros	2.146.307	1.437.684	-	-
Ingreso anticipado por ventas de peajes	15.667	-	285.918	313.335
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	19.335	16.916
<b>Totales</b>	<b>10.362.699</b>	<b>9.370.939</b>	<b>305.253</b>	<b>330.251</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 2.15.2.

## 20. Patrimonio

### 20.1 Patrimonio neto de la Sociedad

#### 20.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015 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).

#### 20.1.2 Dividendos

Con fecha 26 de abril de 2016 en Junta Ordinaria de Accionistas se aprobó el pago de un dividendo final de \$0,0015843819 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015.

Lo anterior significó un pago total de M\$11.814.672 por este concepto. Los dividendos señalados, fueron pagados a partir del día 24 de mayo de 2016, a los Accionistas que figuraban inscritos en el Registro de Accionistas al quinto día hábil anterior a la fecha de pago.

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.

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.

### 20.1.3 Reservas por diferencias de conversión

El detalle de las sociedades que presentan diferencias de conversión, netas de impuestos, al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	(75)	828
Sociedad Generadora Austral S.A.	1.577	1.922
<b>Totales</b>	<b>1.502</b>	<b>2.750</b>

La reserva de conversión, proviene de las diferencias de cambio que se originan en la conversión de la asociada SGA y de STC (filial de la asociada STS) que tienen moneda funcional dólar.

### 20.1.4 Otras reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Otras reservas al 31 de diciembre de 2016 y 2015 son los siguientes:

Saldos al 31 de diciembre de 2016:

	Saldo al 01 de enero de 2016	Reservas por diferencias de conversión a diciembre de 2016	Reservas de cobertura	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales	Saldo al 31 de diciembre de 2016
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	2.750	(1.248)	-	-	1.502
Reservas de cobertura netas de impuestos diferidos	(424)	-	407	-	(17)
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales netas de impuestos diferidos	(111.338)	-	-	(76.213)	(187.551)
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>12.479.458</b>	<b>(1.248)</b>	<b>407</b>	<b>(76.213)</b>	<b>12.402.404</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 2015:

	Saldo al 01 de enero de 2015	Reservas por diferencias de conversión a diciembre de 2015	Reservas de cobertura	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales	Saldo al 31 de diciembre de 2015
	M\$	M\$	M\$	M\$	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>

### 20.1.5 Ganancias Acumuladas

Los saldos de Ganancias Acumuladas al 31 de diciembre de 2016 y 2015 son los siguientes:

Saldos al 31 de diciembre de 2016:

	Utilidad líquida distributable acumulada	Ajustes de primera adopción no realizados	Ganancia acumulada
	M\$	M\$	M\$
<b>Saldo Inicial al 01/01/2016</b>	<b>9.396.895</b>	<b>231.773</b>	<b>9.628.668</b>
Ganancia atribuibles a los propietarios de la controladora	12.962.239	-	12.962.239
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(8.270.270)	-	(8.270.270)
Provisión dividendo mínimo del año	(3.888.672)	-	(3.888.672)
<b>Saldo final al 31/12/2016</b>	<b>10.200.192</b>	<b>231.773</b>	<b>10.431.965</b>

La utilidad distributable del período enero-diciembre 2016, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2016, esto es M\$12.962.239.

Saldos al 31 de diciembre de 2015:

	Utilidad líquida distributable acumulada	Ajustes de primera adopción no realizados	Ganancia acumulada
	M\$	M\$	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 año	(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.

### 20.2 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.

### 20.3 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 32.

### 21. Ingresos

El detalle de este rubro en las Cuentas de Resultados al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Ingresos Ordinarios	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
<b>Venta de Energía</b>	<b>118.607.325</b>	<b>113.394.397</b>
Ventas de energía	118.607.325	113.394.397
<b>Otras Prestaciones y Servicios</b>	<b>2.899.127</b>	<b>2.330.930</b>
Apoyos	91.995	71.826
Arriendo de medidores	373.047	364.355
Cortes y reposición	696.996	557.858
Pagos fuera de plazo	1.513.704	1.156.671
Otros	223.385	180.220
<b>Totales Ingresos Ordinarios</b>	<b>121.506.452</b>	<b>115.725.327</b>

Otros Ingresos, por naturaleza	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Construcción de obras y trabajos a terceros	5.313.971	3.774.652
Venta de materiales y equipos	1.959.850	1.673.578
Arrendamientos	420.764	411.940
Intereses créditos y préstamos	176.786	121.667
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	4.544.103	3.812.207
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	435.233	333.733
Otros ingresos	602.197	402.075
<b>Totales Otros ingresos, por naturaleza</b>	<b>13.452.904</b>	<b>10.529.852</b>

### 22. Consumo de Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Compras de energía y peajes	74.828.762	70.002.663
Compra de materiales	4.762.336	4.103.116
<b>Totales</b>	<b>79.591.098</b>	<b>74.105.779</b>

### 23. Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	10.612.861	9.781.800
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	1.040.070	860.556
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	481.508	645.071
Activación costo de personal	(1.000.906)	(871.375)
<b>Totales</b>	<b>11.133.533</b>	<b>10.416.052</b>

## 24. Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Depreciación y Amortización	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Depreciaciones	6.954.022	7.363.913
Amortizaciones de intangibles	21.641	21.796
<b>Totales</b>	<b>6.975.663</b>	<b>7.385.709</b>

## 25. Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Operación y mantención sistema eléctrico	5.751.899	6.007.215
Mantención medidores, ciclo comercial	3.541.675	3.229.442
Operación vehículos, viajes y viáticos	448.315	461.677
Arriendo Maquinarias, Equipos e Instalaciones	149.761	90.879
Provisiones y castigos	347.053	276.101
Gastos de administración	2.254.585	1.878.237
Egresos por construcción de obras a terceros	4.122.267	3.135.971
Otros gastos por naturaleza	903.603	754.826
<b>Total Otros Gastos por Naturaleza</b>	<b>17.519.158</b>	<b>15.834.348</b>

## 26. Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Ingresos Financieros	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	402.047	586.940
Otros ingresos financieros	479.181	2.922
<b>Total Ingresos Financieros</b>	<b>881.228</b>	<b>589.862</b>

Costos Financieros	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Gastos por préstamos bancarios	(228.885)	-
Gastos por bonos	(1.797.894)	(1.729.377)
Otros gastos financieros	(151.880)	(304.984)
Activación gastos financieros	83.472	56.651
<b>Total Costos Financieros</b>	<b>(2.095.187)</b>	<b>(1.977.710)</b>

<b>Resultado por unidades de reajuste</b>	<b>(1.725.441)</b>	<b>(2.494.991)</b>
<b>Diferencias de cambio</b>	<b>(941)</b>	<b>21.451</b>
Positivas	37	21.451
Negativas	(978)	-
<b>Total Costo Financiero</b>	<b>(3.821.569)</b>	<b>(4.451.250)</b>
<b>Total Resultado Financiero</b>	<b>(2.940.341)</b>	<b>(3.861.388)</b>

## 27. 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.

## 28. Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales incurridos al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/12/2016	31/12/2015
		M\$	M\$
Evaluación plan de manejo	Inversión	17.927	4.344
Asesorías medioambientales	Costo	603	7.623
Gestión de residuos	Costo	819	4.303
Reforestaciones	Inversión	18.432	-
Otros gastos medioambientales	Costo	1.007	974
Proyectos de inversión	Inversión	51.816	86.390
<b>Totales</b>		<b>90.604</b>	<b>103.634</b>

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

## 29. 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 2016 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 de Garantía	2017	2018	2019
Gobierno Regional de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.411.016	3.449.321	95.426	866.269
Gobierno Regional del Bío Bío	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.132.829	1.971.114	2.161.715	-
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	7.641	7.641	-	-
Director Regional de Vialidad Región de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	111.817	111.817	-	-
Director Regional de Vialidad Región del Bío Bío	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	80.280	80.280	-	-
Ilustre Municipalidad de Lota	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	61.131	61.131	-	-
<b>Totales</b>					<b>8.830.210</b>	<b>5.681.304</b>	<b>2.282.637</b>	<b>866.269</b>

## 30. Caucciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2016, 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\$408.578 (M\$461.318 en 2015).

### 31. Compromisos y Restricciones

Los contratos de emisión de bonos suscritos por la Sociedad, imponen a la Compañía diversas obligaciones adicionales a las de pago, incluyendo indicadores financieros de variada índole durante la vigencia de dichos contratos, usuales para este tipo de financiamiento.

La Sociedad debe informar trimestralmente el cumplimiento de estas obligaciones. Al 31 de diciembre de 2016 la Sociedad está en cumplimiento con todos los indicadores financieros exigidos en dichos contratos.

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

- 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 2016 este indicador es de 2,70.

- 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 2016 este indicador es de 20,59.

Al 31 de diciembre de 2016 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

#### Bono Serie G

- 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 2016 este indicador es de 2,70.

- 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 2016 este indicador es de 20,59.

Al 31 de diciembre de 2016 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 las 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 las 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 2016 este indicador es de 0,78.
- 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 2016, la Sociedad distribuyeron 928 GWh. En el año calendario 2015, la Sociedad distribuyeron 924 GWh. Adicionalmente, en 2016 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre 2016, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

### 32. 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 31/12/2016 %	Saldo al	Resultado	Dividendos	Reserva patrimonio	Subtotal	Utilidad	Total
			01/01/2016	del ejercicio				no realizada	
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	241.941.817	0,09956%	120.074	10.939	(3.282)	22.367	150.098	-	150.098
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	8	0,10460%	16.667	2.228	(669)	(1.637)	16.589	-	16.589
Sociedad Generadora Austral S.A.	142.740	0,10000%	5.174	1.076	(308)	(345)	5.597	-	5.597
<b>Totales</b>			<b>141.915</b>	<b>14.243</b>	<b>(4.259)</b>	<b>20.385</b>	<b>172.284</b>	<b>-</b>	<b>172.284</b>

Nombre	Número de acciones	Porcentaje participación 31/12/2015 %	Saldo al	Resultado	Dividendos	Reserva patrimonio	Subtotal	Utilidad	Total
			01/01/2015	del ejercicio				no realizada	
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	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>

### 33. Información Adicional Sobre Deuda Financiera

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

#### a) Préstamos Bancarios

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total corriente al 31/12/2016	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total no corriente al 31/12/2016
						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\$	
Chile	CLP	0,35%	-	13.027.300	13.027.300	-	-	-	-	-	-
<b>Totales</b>			<b>-</b>	<b>13.027.300</b>	<b>13.027.300</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Intérés Efectiva	Tasa de Intérés Nominal	Corriente			No Corriente					
								Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total corriente al 31/12/2016	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total no corriente al 31/12/2016
											M\$	M\$	M\$	M\$		
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Sotobank	Chile	CLP	0,35%	0,35%	-	13.027.300	13.027.300	-	-	-	-	-	-
<b>Totales</b>								<b>-</b>	<b>13.027.300</b>	<b>13.027.300</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

#### b) Bonos

- Resumen de Bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total corriente al 31/12/2016	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total no corriente al 31/12/2016
						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\$	
Chile	UF	2,50%	-	5.922.196	5.922.196	10.678.328	10.432.838	10.187.352	5.001.611	-	36.300.129
Chile	UF	3,20%	418.248	418.248	836.496	836.496	836.496	836.496	836.496	33.667.314	37.013.298
<b>Totales</b>			<b>418.248</b>	<b>6.340.444</b>	<b>6.758.692</b>	<b>11.514.824</b>	<b>11.269.334</b>	<b>11.023.848</b>	<b>5.838.107</b>	<b>33.667.314</b>	<b>73.313.427</b>

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total corriente al 31/12/2016	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total no corriente al 31/12/2016
						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\$	
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>

- Individualización de bonos

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Intérés Efectiva	Tasa de Intérés Nominal	Corriente			No Corriente						
								Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total corriente al 31/12/2016	Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total no corriente al 31/12/2016	
											M\$	M\$	M\$	M\$			M\$
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	BONO SERIE C/N°662	Chile	UF	2,39%	2,50%	-	5.922.196	5.922.196	10.678.328	10.432.838	10.187.352	5.001.611	-	36.300.129	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	BONO SERIE G/N°663	Chile	UF	3,24%	3,20%	418.248	418.248	836.496	836.496	836.496	836.496	836.496	836.496	33.667.314	37.013.298
<b>Totales</b>								<b>418.248</b>	<b>6.340.444</b>	<b>6.758.692</b>	<b>11.514.824</b>	<b>11.269.334</b>	<b>11.023.848</b>	<b>5.838.107</b>	<b>33.667.314</b>	<b>73.313.427</b>	

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Intérés Efectiva	Tasa de Intérés Nominal	Corriente			No Corriente					
								Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total corriente al 31/12/2015	Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total no corriente al 31/12/2015
											M\$	M\$	M\$	M\$		
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	BONO SERIE C/N°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 G/N°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>

### 34. Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2016	31/12/2015
			M\$	M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Dólar	Peso chileno	163	36.779
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	U.F.	Peso chileno	357.145	611.262
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Dólar	Peso chileno	308	-
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>			<b>357.616</b>	<b>648.041</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTE</b>				
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	Peso chileno	2.638.335	1.304.432
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>			<b>2.638.335</b>	<b>1.304.432</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>			<b>2.995.951</b>	<b>1.952.473</b>
<b>PASIVOS</b>				
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>				
Otros Pasivos Financieros Corrientes	U.F.	Peso chileno	5.273.442	324.105
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	U.F.	Peso chileno	-	3.824
<b>TOTAL PASIVOS CORRIENTES</b>			<b>5.273.442</b>	<b>327.929</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>				
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	U.F.	Peso chileno	60.685.228	63.817.292
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>			<b>60.685.228</b>	<b>63.817.292</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>			<b>65.958.670</b>	<b>64.145.221</b>

### 35. Hechos Posteriores

En el período comprendido entre el 1 de enero de 2017 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros, no han ocurrido hechos significativos que afecten a los mismos.

**Análisis Razonado**  
**Estados Financieros – Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.**  
**Al 31 de diciembre de 2016**

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

	<b>dic-16</b> <b>MM\$</b>	<b>dic-15</b> <b>MM\$</b>	<b>Diferencia</b> <b>MM\$</b>	<b>Variación</b> <b>%</b>
Activos corrientes	59.428	46.280	13.148	28%
Activos no corrientes	220.116	214.512	5.604	3%
<b>Total activos</b>	<b>279.544</b>	<b>260.792</b>	<b>18.752</b>	<b>7%</b>
Pasivos corrientes	53.540	35.332	18.208	52%
Pasivos no corrientes	69.432	69.615	(183)	(0%)
Patrimonio	156.572	155.845	727	0%
<b>Total pasivos y patrimonio</b>	<b>279.544</b>	<b>260.792</b>	<b>18.752</b>	<b>7%</b>

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM\$18.752 respecto de diciembre de 2015, explicado por un aumento en los Activos corrientes de MM\$13.148 y en los Activos No Corrientes de MM\$5.604.

La variación positiva de los Activos corrientes es originada principalmente por aumento en Cuentas por cobrar a entidades relacionadas (MM\$19.723), por mayor préstamo en cuenta corriente a Sistema de Transmisión del Sur S.A.

Lo anterior, compensado parcialmente con:

- a) Disminución en Efectivo y equivalentes al efectivo (MM\$5.526), principalmente por préstamos otorgados a empresas relacionadas, inversión en activos fijos, y pago de dividendos; disminuido en parte por ingresos operacionales netos y deuda financiera a corto plazo.
- b) Disminución en Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar (MM\$2.440), por reliquidaciones y cobros de diferencias de precios de compra de energía entre empresas del sistema interconectado (de años anteriores) y recepción de pagos por aplicación de decretos tarifarios emitidos en 2015, que instruyeron cobros retroactivos en la tarifa del cliente final en forma diferida.

La variación positiva del ítem de Activos no corrientes, se explica por un aumento en Propiedades, planta y equipo (MM\$4.446) 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\$18.025 respecto de diciembre de 2015, explicado principalmente por un aumento en los Pasivos corrientes de MM\$18.208.

La variación positiva de los Pasivos corrientes se explica por:

- a) Aumento en Otros pasivos financieros (MM\$17.968), por préstamo bancario a corto plazo obtenido en el mes de diciembre por la Sociedad y por traspaso de capital de bonos serie C al corto plazo.
- b) Aumento en Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar (MM\$1.093), debido a facturas por pagar de proveedores que no terminaron el ciclo de compra.

Compensado parcialmente con disminución en Pasivos por impuestos corrientes (MM\$1.290), por pago de renta AT 2016 y PPM (Pago Provisional Mensual) por recuperar.

## 3) Patrimonio

Este rubro presenta un aumento de MM\$727 respecto de diciembre de 2015, principalmente por el resultado del periodo (MM\$12.962); compensado parcialmente por provisión de dividendo mínimo (MM\$3.889) y pago de dividendo 2016 neto de provisión (MM\$8.270).

## Principales Indicadores:

		Unidad	dic-16	dic-15	Var. %
Liquidez	Liquidez corriente (1)	Veces	1,1	1,3	(15,3%)
	Razón ácida (2)	Veces	1,0	1,2	(12,8%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio neto (3)	Veces	0,8	0,7	16,6%
	Cobertura gastos financieros (4)	Veces	12,8	13,1	-2,6%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda total (5)	%	43,5%	33,7%	29,3%
	Deuda LP / Deuda total (6)	%	56,5%	66,3%	(14,9%)
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM\$	11.769	11.005	6,9%
	Rotación de inventarios (7)	Veces	2,4	2,3	1,7%
	Permanencia de inventarios (8)	Días	153	156	(1,9%)
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	58,2	67,1	(13,2%)
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (10)	MM\$	26.715	25.899	3,2%
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio (anualizado) (11)	%	8,30%	7,60%	9,2%
	Rentabilidad del activo (anualizado) (12)	%	4,80%	4,57%	5,0%
	Rendimiento activos operacionales (anualizado) (13)	%	13,38%	12,80%	4,5%
	Utilidad por acción (14)	\$	0,0017	0,0016	9,7%

### 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:**

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

(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):**

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

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

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

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

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

PPE= Propiedades, Planta y Equipos (neto)

(14) **Utilidad por acción:**

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

## II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida)

	dic-16 MM\$	dic-15 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Ingresos de explotación	134.959	126.255	8.704	7%
Materias primas y consumibles utilizados	(79.591)	(74.106)	(5.485)	7%
<b>Margen de contribución</b>	<b>55.368</b>	<b>52.149</b>	<b>3.219</b>	<b>6%</b>
Gasto por beneficio a los empleados	(11.134)	(10.416)	(718)	7%
Otros gastos por naturaleza	(17.519)	(15.834)	(1.685)	11%
<b>Resultado bruto de explotación</b>	<b>26.715</b>	<b>25.899</b>	<b>816</b>	<b>3%</b>
Gasto por depreciación y amortización	(6.975)	(7.386)	411	(6%)
<b>Resultado de explotación</b>	<b>19.740</b>	<b>18.513</b>	<b>1.227</b>	<b>7%</b>
Resultado financiero	(2.940)	(3.861)	921	(24%)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de la participación	14	17	(3)	(15%)
Otras ganancias (pérdidas)	(1)	86	(87)	(101%)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	16.813	14.755	2.058	14%
Gasto por impuestos a las ganancias	(3.851)	(2.940)	(911)	31%
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>12.962</b>	<b>11.815</b>	<b>1.147</b>	<b>10%</b>
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	12.962	11.815	1.147	10%

### 1) Resultado de Explotación

El Resultado de explotación aumentó respecto del mismo periodo del año anterior en MM\$1.227, lo que se explica por:

a) Mayor Margen de contribución por MM\$3.219 debido a :

- Mayor Margen de distribución (MM\$1.774) por reliquidaciones de años anteriores (MM\$345), incremento en venta de energía de clientes residenciales, lo que mejora la estructura de venta aumentando el margen e incremento en la tarifa y reajuste de tarifas por indexadores macroeconómicos del período.
- Menores ingresos en Transmisión Zonal y Dedicada (MM\$1.387), debido a reliquidación de tarifas de Subtransmisión de años anteriores (MM\$1.894) contabilizada a septiembre del año 2015, generando un mayor ingreso en

ese año; compensado con mayores ingresos asociados a la puesta en servicio de nuevas instalaciones.

- Mayores otros ingresos (MM\$2.925), principalmente por mayores ingresos en construcción de obras de terceros, ventas al detalle de productos y servicios y venta de materiales y equipos.
- b) Mayores Gastos del personal (MM\$718), principalmente por indexación por IPC e incremento en la dotación promedio.
- c) Mayores Otros gastos por naturaleza (MM\$1.685), asociado principalmente a mayores costos en:
- Contratistas que participan en las actividades comerciales de distribución (lectura de medidores, reparto de boletas, corte y reposición de suministro y otros).
  - Otros gastos por naturaleza, producto de mayores gastos en construcción de obras de terceros (en comparación con el año anterior) que está relacionado con mayores ingresos.
- 2) Resultado Financiero

El Resultado financiero tuvo una variación positiva de MM\$921 (menor pérdida) con respecto al año anterior, principalmente por menor unidades de reajuste de MM\$769, originado por una menor variación del valor de la UF en el periodo enero-diciembre 2016 (2,8%) versus periodo enero-diciembre 2015 (4,0%) que afecta a las deudas indexadas a este tipo de moneda (bonos).

- 3) Mayor Gasto por impuesto a las ganancias (MM\$911), por mayor utilidad respecto al año anterior y mayor tasa de impuestos a la renta (24% en 2016 versus 22,5% en 2015).

4) Resultado del periodo

La Sociedad obtuvo utilidades por MM\$12.962 lo que implicó un aumento de MM\$1.147 respecto al año anterior.

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

Flujo de Efectivo	dic-16 MM\$	dic-15 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
de la Operación	27.354	19.581	7.773	40%
de la Inversión	(33.093)	(12.488)	(20.605)	165%
de Financiación	38	(13.649)	13.687	(100%)
<b>Flujo neto del período</b>	<b>(5.701)</b>	<b>(6.556)</b>	<b>855</b>	<b>(13%)</b>
Variación en la tasa de cambio	175	21	154	733%
<b>Incremento (disminución)</b>	<b>(5.526)</b>	<b>(6.535)</b>	<b>1.009</b>	<b>(15%)</b>
Saldo Inicial	11.365	17.900	(6.535)	(37%)
<b>Saldo Final</b>	<b>5.839</b>	<b>11.365</b>	<b>(5.526)</b>	<b>(49%)</b>

El saldo de Efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM\$5.839.

El aumento del flujo neto respecto al año anterior, se explica por:

- 1) Mayor flujo positivo (variación positiva) de efectivo en Actividades de operación, principalmente por desembolso realizado en el primer trimestre del 2015 por reliquidaciones de decretos tarifarios de años anteriores en favor de los clientes (lo que disminuyó el flujo en el año anterior) recuperación de reliquidación de años anteriores de precio de nudo cobrado de forma diferida a los clientes finales y recuperación de diferencias positivas de precio de nudo promedio que se realizan entre empresas del sistema interconectado, también correspondientes a años anteriores, sumado a los mejores ingresos operacionales.
- 2) Mayor flujo negativo (variación negativa) de efectivo por Actividades de inversión, originado principalmente por mayores préstamos a entidades relacionadas.
- 3) Menor flujo negativo (variación positiva) de efectivo en Actividades de financiación, originado principalmente por obtención de préstamos en cuenta corriente de empresas relacionadas y financieros a corto plazo; compensado parcialmente con mayor pago de dividendos.

#### **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.

También, pero en menor medida desarrolla el negocio de Transmisión Zonal, que corresponde principalmente al transporte de energía desde las generadoras con contrato de suministro a empresas distribuidoras de las regiones del Bío Bío y Araucanía.

#### **V. Principales Riesgos**

Los principales riesgos a los que la Sociedad se ve expuesta están relacionados con cambios en su marco Regulatorio, suministro de energía, así como los riesgos financieros que se explican en la Nota 4. Política de Gestión de Riesgo de los Estados Financieros de la Sociedad.

##### **1) Riesgo Regulatorio**

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria liderados por la Comisión Nacional de Energía (la Autoridad), tanto para distribución, transmisión de energía, así como la generación en los sistemas medianos.

En estos procesos, la Autoridad fija las tarifas y dicta las normas de calidad de producto y operación, derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios.

La Autoridad busca el óptimo económico, de operación e inversión en cada sistema, cuya tarifa permita la recuperación de la inversión inicial, además de 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. La Autoridad puede impulsar cambios en la Regulación, así como en cada fijación tarifaria que podrían afectar los ingresos actuales de la Sociedad.

A continuación una descripción de cada uno de ellos:

##### **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.

Hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica (ver nota N°3 punto 3.4 Marco Regulatorio de los Estados Financieros).

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

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

#### **b) Fijación de tarifas de distribución**

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, índice de precios al productor (IPP), el tipo de cambio y el precio del cobre.

Actualmente se encuentra pendiente de emitir el decreto que regirá para el periodo noviembre 2016 - noviembre 2020. Se espera que el decreto se publique durante el primer semestre de 2017. La Sociedad estima que no habrá efectos negativos en sus ingresos por los efectos de esta fijación.

Respecto de la fijación de tarifa de SSAA (servicios asociados), 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, hoy vigente. Actualmente se encuentra en proceso el cálculo de tarifas para los siguientes 4 años. Se espera que el decreto correspondiente se emita a fines del tercer trimestre de 2017.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de Distribución 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 sus filiales y rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la Reglamentación vigente, esto es, envío de observaciones a la CNE, discrepancias ante el Honorable Panel de Expertos o presentaciones ante la Contraloría General de la República, según sea el caso.

#### **c) Fijación de tarifas de Transmisión Zonal**

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.

El 9 de abril de 2013 se publicó el Decreto Supremo N° 14 que fijó las tarifas para los años 2011 a 2014 (aplicándose de manera retroactiva, desde el 1° de enero del 2011 los valores fijados). Según lo 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. La nueva Ley de transmisión extendió nuevamente su vigencia para los años 2016 y 2017.

La nueva Ley de Transmisión establece que las tarifas para los años 2018 y 2019 serán definidas basándose en el proceso de tarificación iniciado el año 2014. Este proceso contempla un informe técnico por parte de la CNE con el cuál las empresas pueden acudir al Panel de Expertos en caso de tener discrepancias, de no ser atendidas las observaciones presentadas a la Comisión.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de Transmisión Zonal 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, envío de observaciones a la CNE, discrepancias ante el Honorable Panel de Expertos o presentaciones ante la Contraloría General de la República, según sea el caso.

## **2) Contratos de suministro**

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deberán disponer permanentemente del suministro de energía que les permita satisfacer el total del consumo de sus clientes sometidos a regulación de precios.

Producto de la entrada en vigencia de la Ley N°20.085, los procesos de licitaciones de suministro son gestionados por la CNE, la que a través de proyecciones de demanda de clientes regulados de las Distribuidoras, ajustados por ella misma emite un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Esto ha mejorado y acelerado los procesos de licitación y adjudicación en favor de lo requerido por la Ley a las Empresas Distribuidoras.

Actualmente el suministro está respaldado principalmente por contratos de suministro con Endesa, Colbún, Empresa Eléctrica Panguipulli, Chungungo S.A., ERNC Spa, El Morado S.A. SPVP4 S.A., Caren S.A. Sin embargo, en el corto plazo, se incorporarán los últimos actores que se adjudicaron la última licitación de suministro.

Es importante mencionar que la quiebra de un suministrador no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados (según dispuso oportunamente la SEC en su Resolución Exenta N° 2288 de 2011). Así, el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debía ser abastecido por los demás integrantes del Sistema a prorrata de su energía firme y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa quebrada.

Los últimos resultados de las licitaciones de suministros para el abastecimiento de las empresas distribuidoras, con la gestión de la CNE, han viabilizado el desarrollo de nuevos proyectos destinados al suministro de éstas, incluyendo el desarrollo de

proyectos de energía renovable, que permiten disponer de energía para cubrir los requerimientos futuros de los clientes sometidos a regulación de precio de las distribuidoras.

### **3) 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 modificaciones introducidas en su momento por las Leyes Cortas mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.
- Las acciones del regulador, tendientes por un lado a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento 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.
- La nueva Ley de Transmisión, incorporará una planificación energética y expansión de la transmisión de largo plazo, considerando una visión estratégica de suministro eléctrico, intereses de la sociedad, cuidado del medio ambiente, uso del territorio, mejoras en calidad de servicio, participación del Estado como garante del bien común, con la finalidad de favorecer el desarrollo de un mercado de generación más competitivo.

Aun así, la Sociedad y sus filiales realizan 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.