



Reporte Anual 2017

Índice

Carta del Presidente del Directorio	3
Visión Corporativa.....	6
Identificación de la Sociedad	7
Antecedentes Relevantes	9
Estructura de Propiedad	10
Propiedad y Control	11
Gobierno Corporativo	12
Responsabilidad Social y Desarrollo Sostenible.....	14
Directorio	17
Administración	18
Estructura Organizativa.....	19
Marcha de la Empresa	20
Reseña Histórica.....	29
Descripción del Sector Eléctrico en Chile.....	31
Actividades de la Sociedad.....	37
Factores de Riesgo	41
Gestión Financiera	45
Hechos Relevantes	48
Declaración de Responsabilidad	49
Estados Financieros Clasificados.....	50

Carta del Presidente del Directorio

“En distribución llevamos energía a 842 mil clientes en 112 comunas del sur del país, a través de 60.000 kilómetros de redes, y en transmisión operamos en las regiones de Atacama, Antofagasta, Los Ríos y Los Lagos.”

Durante 2017 en Grupo Saesa crecimos robusteciendo tanto nuestros resultados operacionales como el desarrollo de nuestras personas, reafirmando nuestra responsabilidad con la sustentabilidad y aportando a la solidez del servicio para mantener un suministro eléctrico continuo.

Estamos comprometidos con el desarrollo de la industria eléctrica en el país, lo que se evidencia en los diversos proyectos que desarrollamos.

En 2017 conectamos al Sistema Eléctrico Nacional el Observatorio Europeo Austral de la ESO, ubicado a 130 kilómetros al sur de Antofagasta. El proyecto consideró una inversión de US\$18 millones, construimos un sistema de transmisión de 66 kV de 50 kilómetros de extensión y 2 nuevas subestaciones. Con ello, el observatorio ESO no solo contará con electricidad permanente para su actual observatorio Paranal y próximamente para el observatorio Armazones, sino que tendrá energía limpia que disminuirá su huella de carbono.

Además, durante este año entró en operación la Subestación Pichirropulli junto con la línea de transmisión de doble circuito Ciruelos-Pichirropulli (220 kV) que se extiende por 71 kilómetros en la región de Los Ríos. Estas obras, que contribuyen a robustecer el sistema eléctrico y satisfacer el aumento de demanda del sur del país, fueron desarrolladas por la empresa Eletrans, sociedad con Chilquinta, y que requirió de US\$86 millones de inversión conjunta.

Reafirmado nuestro compromiso con el medio ambiente y conscientes de la importancia de la implementación de la energía del futuro para ciudades más inteligentes, en 2017: incorporamos 10 automóviles eléctricos a nuestra flota, que son los primeros en circular en el sur del país; construimos el primer proyecto de electrificación rural fotovoltaica del país en Isla Huapi, en la cuenca del Lago Ranco, en asociación con Wireless; iniciamos el proceso de recambio a medidores inteligentes, lo que se traducirá en una mejor calidad de servicio, más rápida y eficiente, robusteciendo el sistema; y estamos explorando la climatización eléctrica como nuevas áreas de trabajo.

Desde el punto de vista financiero, nuestro Ebitda alcanzó los \$99.229 millones, lo que representa un crecimiento del 7,74% respecto al año anterior, lo que refleja el aumento de eficiencia de la compañía. A esto se suman los nuevos ingresos que provienen de la entrada en servicio de nuevos proyectos desarrollados por la empresa, inversiones que el año 2017 alcanzaron los \$106.671 millones, lo que también refleja el esfuerzo y compromiso de los accionistas en respaldar el desarrollo sustentable en nuestro sector.

Compromiso permanente

En Grupo Saesa, ponemos a los clientes al centro de nuestras decisiones. Es por ello, que en un contexto de exigencias crecientes, adquiere mayor importancia la solidez del servicio que entregamos a los más de 842.000 clientes en 8 regiones de operación, en el norte y sur del país.

Hace 5 años, iniciamos un trabajo permanente e intenso en cuanto a labores de roce y poda, destinando casi tres veces más recursos a estas tareas que los montos establecidos en las tarifas. Realizamos cerca de 19.000 kilómetros de roce, aumentamos el número de brigadas e incorporamos el uso de nuevas herramientas tecnológicas, como drones, y maquinaria, para aumentar la productividad de las brigadas.

Adicionalmente, en 2017 nos concentramos en optimizar la experiencia de nuestros usuarios. Para ello, destinamos recursos para mejorar los tiempos de respuesta a requerimientos, para capacitación en servicio y para el mejoramiento de protocolos. La atención entregada en nuestra extensa red de oficinas, el contacto a través de redes sociales y una amigable aplicación móvil, dieron soporte a este objetivo.

Para el Grupo Saesa el eslabón principal de desarrollo son las personas, por lo mismo, realizamos importantes esfuerzos para fortalecer la seguridad, formación y bienestar de nuestros más de 5.000 colaboradores y contratistas.

Para ejecutar nuestros nuevos proyectos y enfrentar los grandes desafíos de la industria, necesitamos crecer: solo durante el 2017 pasamos de 950 a 1.100 colaboradores y 3.000 a 4.000 contratistas. Es tal la necesidad de mano de obra especializada, que creamos la Escuela de Linieros, donde formamos a nuevos ayudantes de linieros, cuyos primeros 70 egresados ya están contribuyendo a un mejor servicio.

En el ámbito de seguridad, cumplimos cuatro años sin accidentes fatales, lo que nos mantiene como referentes en la industria a nivel nacional. Sin embargo, seguimos trabajando para reducir la tasa de accidentabilidad. Para ello, estamos dedicados a implementar nuevas acciones que promuevan el autocuidado. Sin duda las metas que nos imponemos son exigentes, pero se debe a que trabajamos con la primicia de que cuidar a nuestras personas es vital para alcanzar los objetivos comunes.

En Grupo Saesa seguimos creciendo sin descuidar nuestra cultura, valores y buen clima laboral. Reflejo del compromiso con nuestros trabajadores es que en 2017 pasamos del lugar 23° al 13° en el ranking Great Place to Work, fuimos finalistas en el premio Carlos Vial Espantoso -que premia las buenas prácticas laborales-, y la Fundación Generación Empresarial nos reconoció por promover sistemáticamente la ética y las mejores prácticas corporativas.

Exigencias y desafíos

En 2017 los efectos de situaciones climáticas extremas impactaron fuertemente a Chile y, como consecuencia, al principal compromiso de la industria energética: mantener un suministro eléctrico continuo.

En el verano las temperaturas más altas de los últimos 50 años provocaron innumerables incendios forestales, que superaron cualquier estadística previa: más de 500 mil hectáreas, con miles de familias afectadas y hogares destruidos. En el invierno, en tanto, fueron los fuertes temporales e inéditas nevazones los que impactaron al centro y sur del país, dejando a cientos de familias aisladas y a miles sin luz.

En ambas situaciones extremas, nuestro compromiso fue reestablecer la normalidad del suministro eléctrico con la mayor prontitud posible, poniendo a disposición todos los recursos necesarios. Los trabajos para la reconstrucción de las redes y la reposición del servicio fueron extenuantes, pero contamos con un equipo humano comprometido, que logró su objetivo.

Asimismo, estamos viviendo una época de cambios a nivel de regulación, lo que nos invita a pensar en nuestros procesos internos y nuestro aporte a la sociedad.

El anuncio de una nueva Norma Técnica, que redefine los estándares exigidos a las distribuidoras, es parte de nuestro compromiso de reforzar el servicio y la calidad, apuntando a alcanzar un estándar de clase mundial para los usuarios. La implementación de esta nueva reglamentación implicará una importante inversión, el crecimiento de nuestra dotación y la incorporación de nuevas tecnologías.

Nuestro compromiso es a largo plazo. Con la entrada en vigencia de la nueva Ley de Transmisión, la autoridad adjudicó a la compañía un total de 19 proyectos, que representan una inversión de US\$228 millones. Adicionalmente, estamos construyendo otros 10 proyectos en el norte y centro del país por otros US\$271 millones.

En los últimos años logramos un crecimiento sostenible en proyectos, clientes y patrimonios, que solo ha sido posible gracias a nuestra cultura y valores organizacionales con pilares como el diálogo, cuidado al medio ambiente y ser un aporte al crecimiento y bienestar de las comunidades que atendemos.

Queremos agradecer a todos, colaboradores y directores, por su trabajo. Les pedimos redoblar este compromiso, para que así sigamos contribuyendo al robustecimiento de la transmisión en Chile.

Iván Díaz-Molina

Presidente

Visión Corporativa

VISIÓN

La visión del Grupo Saesa es entregar energía confiable, contribuyendo al bienestar y desarrollo del país. Su trabajo se fundamenta en el compromiso con sus clientes, el cuidado del medio ambiente y el desarrollo y seguridad de sus trabajadores. Tiene una visión de largo plazo y busca asegurar la creación de valor para sus accionistas.

MISIÓN

Su misión para el próximo quinquenio es consolidar su operación y redefinir sus capacidades comerciales, con una mentalidad verdaderamente centrada en el cliente.

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

CRECIMIENTO Y VISIÓN 2020

Durante los próximos años, el Grupo Saesa aumentará significativamente su valor económico y ampliará su portafolio de negocios. Para ello, deberá desarrollar una cultura de innovación y anticiparse a los cambios del futuro en esta industria.

VALORES CORPORATIVOS

Para alcanzar sus objetivos, la empresa deberá buscar y cultivar altos estándares de trabajo en todos sus colaboradores e imprimir en su quehacer diario estos siete valores fundamentales:

- Integridad: Hacemos lo correcto.
- Transparencia: Vamos con verdad y honestidad.
- Seguridad: Un intransable.
- Excelencia: Hacemos las cosas de manera impecable.
- Foco en el cliente: El centro de nuestra gestión.
- Eficiencia: Clave en nuestra industria.
- 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

+56 22 414 7500

Fax

+56 22 414 7009

Tipo de Entidad

Sociedad Anónima Cerrada

Inscripción Registro de Valores

N°1.073

Correo Electrónico

infoinversionistas@saesa.cl

Sitio Web

www.gruposaes.cl

Fono Atención Inversionista

+56 64 238 5400

DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS

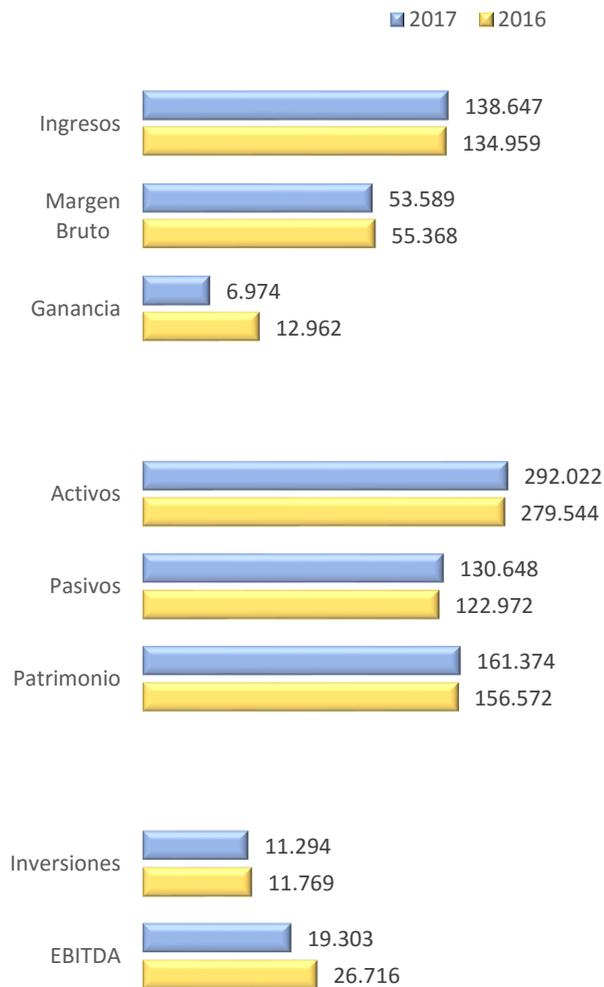
Constituida por escritura pública de fecha 10 de junio de 2008, otorgada en la notaria de Santiago de Don Raúl Undurraga Laso. Extracto autorizado fue inscrito a fojas 26.156 N°17956 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2008 y publicado en el Diario Oficial con Fecha 14 de junio de 2008.

Por escritura Pública de 31 de julio de 2008, otorgada en la notaria de Santiago de Don Raúl Undurraga Laso, se modificó y transformó la sociedad a una sociedad anónima cerrada, Inversiones Eléctricas del Sur S.A. Extracto autorizado fue inscrito a fojas 38.356 N°26.394 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2008 y publicado en el Diario Oficial con Fecha 22 de agosto de 2008.

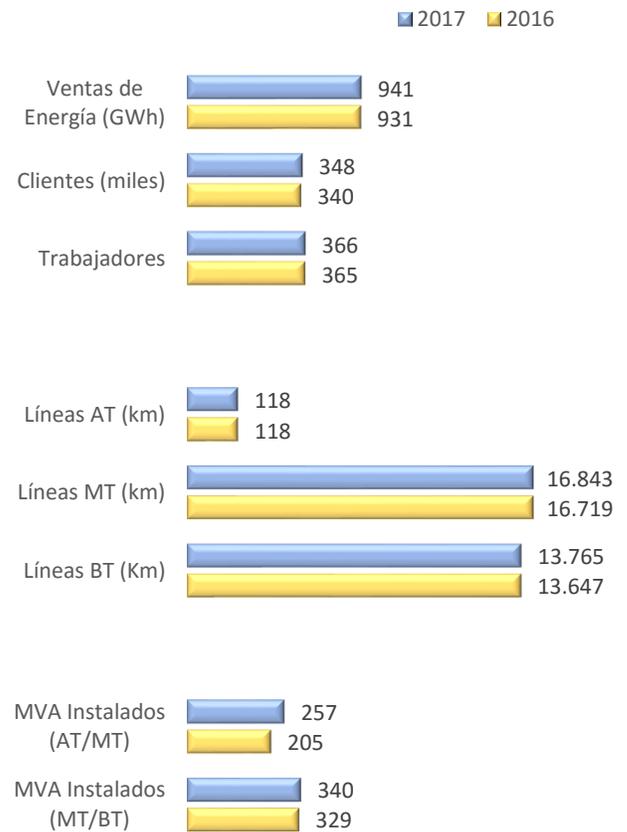
Antecedentes Relevantes

ANTECEDENTES FINANCIEROS

(En MM\$)



ANTECEDENTES OPERACIONALES

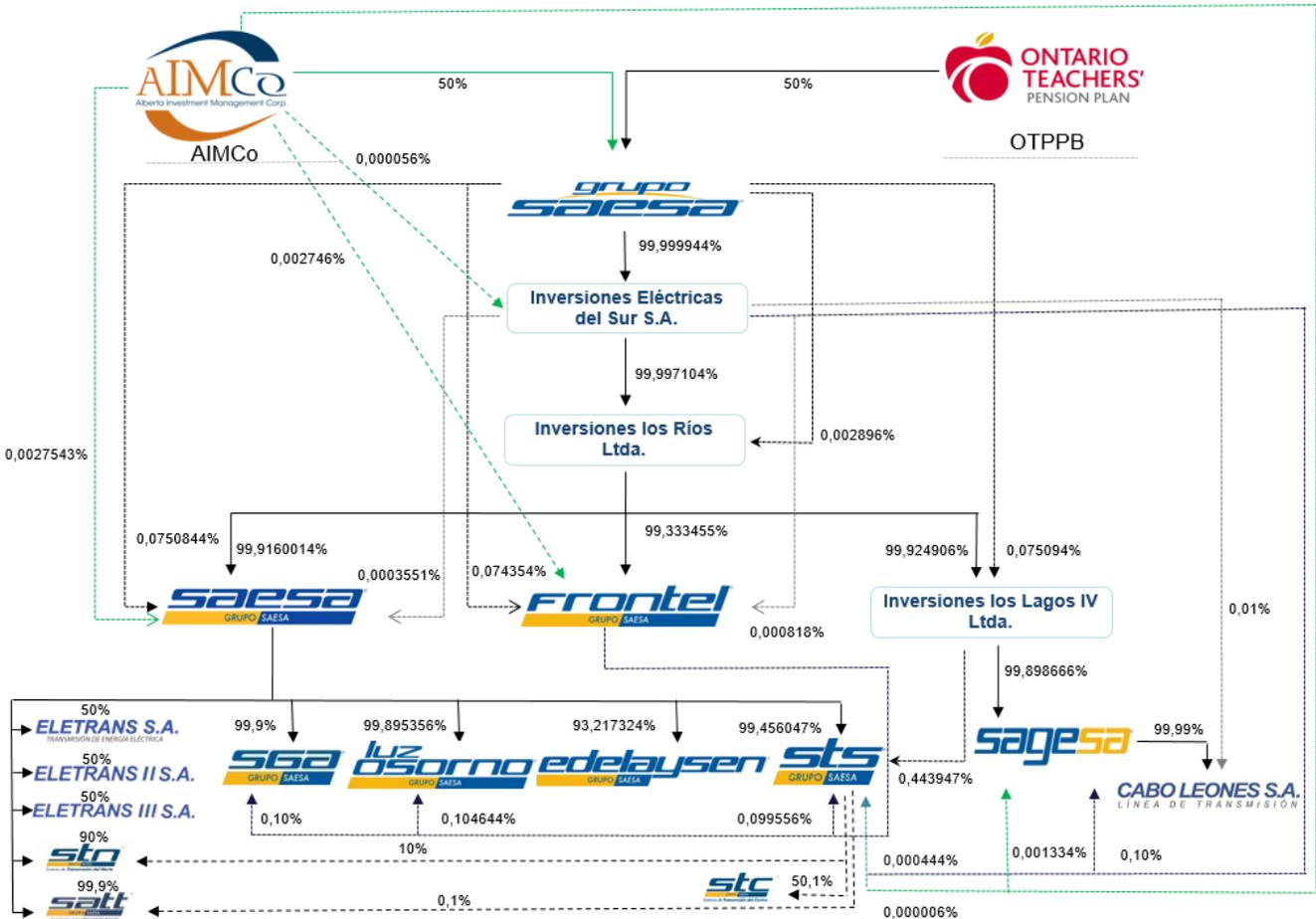


CLASIFICACIÓN DE RIESGO

	Clasificación	Clasificadora
Frontel	AA+	ICR / FELLER

Estructura de Propiedad

La estructura de propiedad al 31 de diciembre de 2017 es la siguiente:



De acuerdo a lo definido en el Título XV de la Ley N°18.045, el controlador de Frontel, Inversiones Los Ríos Ltda., posee un 99,333455% en forma directa.

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

Propiedad y Control

Al 31 de diciembre de 2017, el número de accionistas de Frontel alcanzó los 189, siendo los doce mayores los siguientes:

ACCIONISTAS	ACCIONES SERIE A	ACCIONES SERIE B	TOTAL DE ACCIONES	TOTAL PARTICIPACIÓN
Inversiones Los Ríos Limitada	305.339.515	7.406.949.985.266	7.407.255.324.781	99,333455%
Villiger Klein, Lidia Blanca	904.922	27.146.711.522	27.147.616.444	0,364057%
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	307.869	5.544.231.314	5.544.539.183	0,074354%
Municipalidad de Nueva Imperial	117.700	3.530.868.250	3.530.985.950	0,047352%
Villagrán Correa, Jorge	98.041	2.941.129.501	2.941.227.542	0,039443%
Municipalidad de Freire	93.862	2.815.774.843	2.815.868.705	0,037762%
Instituto de Normalización Previsional	70.580	2.117.322.773	2.117.393.353	0,028395%
Municipalidad de Perquenco	36.519	1.095.544.641	1.095.581.160	0,014692%
Guevara Perez, Carolina	22.508	675.214.710	675.237.218	0,009055%
Fundación Gustavo Mondion Mary	19.071	572.098.931	572.118.002	0,007672%
Municipalidad de los Ángeles	18.861	565.805.480	565.824.341	0,007588%
Sucesión Graciela Pendola Villouta	12.260	367.773.562	367.785.822	0,004932%
Otros Accionistas	204.839.496	2.125.008.046	2.329.847.542	0,031244%
TOTAL	511.881.204	7.456.447.468.839	7.456.959.350.043	100%

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 ésta y su representación judicial y extrajudicial, teniendo todos los deberes y atribuciones a él conferidos por la Ley 18.046 de sociedades anónimas y su reglamento. El Directorio de la Sociedad se reúne en forma ordinaria mensualmente con la finalidad de tratar los diversos temas propios de su competencia, ocasión en la que además son informados por el Gerente General sobre la marcha de la Sociedad. El Directorio también se reúne extraordinariamente en aquellos casos que ello resulte conveniente y/o necesario. Lo anterior, sin perjuicio del derecho de los Directores de ser informados en cualquier momento 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 momento, 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.

MODELO DE PREVENCIÓN DE DELITOS Y POLÍTICA DE COMPLIANCE

Las empresas pertenecientes al Grupo Saesa han internalizado valores y compromisos que buscan fomentar una cultura empresarial que, además de dar cabal cumplimiento a los mandatos legales y reglamentarios que le son aplicables, implique que tanto las compañías como nuestros trabajadores y colaboradores se comporten de manera ética, transparente e íntegra en todos los ámbitos de su actuar.

Esta mentalidad se ha materializado en una serie de instrumentos, políticas internas y capacitaciones, entre las cuales destaca la adopción e implementación de un Modelo de Prevención de Delitos y una Política de Compliance:

Modelo de Prevención de Delitos

El año 2011, el Grupo Saesa adoptó e implementó para todas sus empresas un Modelo de Prevención de Delitos, de conformidad a las directrices de la Ley N°20.393, sobre responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas. Este modelo tiene por finalidad prevenir la comisión de ciertos delitos, a saber: lavado de activos, financiamiento del terrorismo, cohecho a funcionario público nacional y extranjero y receptación.

Para estos efectos, el Directorio de la Sociedad designó un Encargado de Prevención de Delitos, quien es autónomo respecto de la administración y cuenta con los recursos y medios materiales suficientes para su desempeño y reporta, al menos semestralmente, al Directorio respecto del mismo.

El Modelo de Prevención de Delitos del Grupo Saesa ha sido certificado por la Clasificadora Feller – Rate desde el año 2014, renovándose dicha certificación anualmente.

Compliance

Durante el año 2017, el Grupo Saesa comenzó la implementación de un programa de compliance, cuya finalidad es velar por el cumplimiento legal y las buenas prácticas al interior de la organización.

La puesta en marcha contempló la designación de dos ejecutivos altamente competentes en los cargos de Compliance Officer y Encargado de Cumplimiento, y en esta primera etapa se ha enfocado en conocer, controlar y mantener actualizados los requerimientos de cumplimientos legales, normativos y regulatorios, estructurando procesos, evaluación de riesgos y políticas de cumplimiento.

Responsabilidad Social y Desarrollo Sostenible

DIVERSIDAD EN EL DIRECTORIO

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 30	-	-	-
Entre 30 y 40	-	-	-
Entre 41 y 50	4	1	5
Entre 51 y 60	1	-	1
Entre 61 y 70	1	-	1
Mayor a 70	1	-	1
ANTIGUEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3	1	1	2
Entre 3 y 6	5	-	5
Entre 6 y 9	1	-	1
Entre 9 y 12	-	-	-
Mayor a 12	-	-	-
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	4	-	4
EXTRANJERA	3	1	4

DIVERSIDAD EN LA GERENCIA GENERAL Y DEMÁS GERENCIAS

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 30	-	-	-
Entre 30 y 40	1	-	1
Entre 41 y 50	4	-	4
Entre 51 y 60	1	-	1
Entre 61 y 70	-	-	-
Mayor a 70	-	-	-
ANTIGUEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3	-	-	-
Entre 3 y 6	-	-	-
Entre 6 y 9	-	-	-
Entre 9 y 12	-	-	-
Mayor a 12	6	-	6
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	6	-	6
EXTRANJERA	-	-	-

DIVERSIDAD EN LA ORGANIZACIÓN

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 30	37	6	43
Entre 30 y 40	129	42	171
Entre 41 y 50	85	25	110
Entre 51 y 60	21	6	27
Entre 61 y 70	7	1	8
Mayor a 70	-	1	1
ANTIGUEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3	53	13	66
Entre 3 y 6	57	8	65
Entre 6 y 9	32	17	49
Entre 9 y 12	33	19	52
Mayor a 12	104	24	128
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	279	81	360
EXTRANJERA	-	-	-

RESUMEN DIVERSIDAD DEL DIRECTORIO, GERENCIA Y ORGANIZACIÓN

DIVERSIDAD	DIRECTORIO		GERENCIAS		ORGANIZACIÓN		TOTAL		REPRESENTATIVIDAD	
RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menor a 30	-	-	-	-	37	6	37	6	3,4%	0,6%
Entre 30 y 40	-	-	1	-	129	42	130	42	12,1%	3,9%
Entre 41 y 50	4	1	4	-	85	25	93	26	8,6%	2,4%
Entre 51 y 60	1	-	1	-	21	6	23	6	2,1%	0,6%
Entre 61 y 70	1	-	-	-	7	1	8	1	0,7%	0,1%
Mayor a 70	1	-	-	-	-	1	1	1	0,1%	0,1%
ANTIGUEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menor a 3	1	1	-	-	53	13	54	14	5,0%	1,3%
Entre 3 y 6	5	-	-	-	57	8	62	8	5,8%	0,7%
Entre 6 y 9	1	-	-	-	32	17	33	17	3,1%	1,6%
Entre 9 y 12	-	-	-	-	33	19	33	19	3,1%	1,8%
Mayor a 12	-	-	6	-	104	24	110	24	10,2%	2,2%
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
CHILENA	4	-	6	-	279	81	289	81	26,8%	7,5%
EXTRANJERA	3	1	-	-	-	-	3	1	0,3%	0,1%
							78,1%	21,9%		
							374*			

*Incluye Directorio

BRECHA SALARIAL POR GÉNERO

PROMEDIO TOTAL REMUNERACIONES (HABERES FIJOS + BONOS)

FAMILIA DE CARGO	G. FEMENINO	G. MASCULINO	DIFERENCIA
Administrativo	83%	100%	-17%
Enc. Unidad	84%	100%	-16%
Jefes de Área	104%	100%	4%
Linieros	N.A	100%	N.A
Profesionales	86%	100%	-14%
Supervisores	N.A	100%	N.A
Técnicos	108%	100%	8%

Directorio

En el año 2017 el Directorio de Inversiones Eléctricas del Sur S.A y sus empresas Filiales se compone de 8 integrantes, sin contemplar la existencia de miembros suplentes. La duración en sus cargos corresponde a un periodo de dos años, pudiendo ser reelegidos.

Durante los últimos tres años el Directorio ha estado compuesto por los siguientes miembros:



PRESIDENTE

Iván Díaz - Molina
Ingeniero Civil
Rut 14.655.033-9
Fecha designación: 15-05-2017



VICEPRESIDENTE

Jorge Lesser García-Huidobro
Ingeniero Civil
Rut 6.443.633-3
Fecha designación: 15-05-2017



Director
Juan Ignacio Parot
Ingeniero Civil Industrial
Rut 7.011.905-6
Fecha designación: 26-04-2016



Director
Waldo Fortín
Abogado
Rut 4.556.889-K
Fecha designación: 26-04-2016



Director
Ben Hawkins
Maestría en
Administración de
Empresas
Extranjero
Fecha designación: 26-04-2016



Director
Stacey Purcell
Ingeniero Comercial
Extranjera
Fecha designación: 26-04-2016



Director
Christopher Powell
Ingeniero Bachiller
en Ciencias
Extranjero
Fecha designación: 26-04-2016



Director
Dale Burgess
Contador Auditor
Extranjero
Fecha designación: 26-04-2016

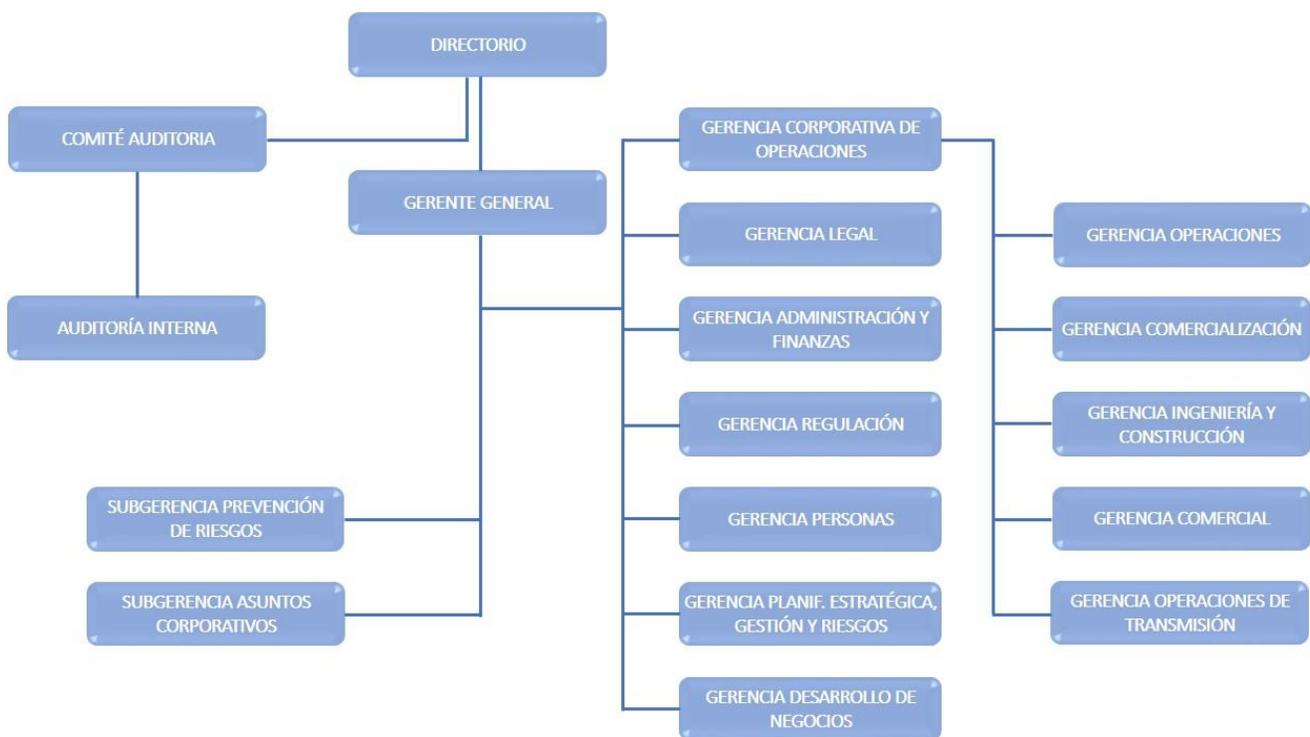
Administración

Gerente General	Francisco Alliende Arriagada / Ingeniero Comercial / Rut 6.379.874-6 Fecha nombramiento 1 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 de Administración y Finanzas	Víctor Vidal Villa / Ingeniero Civil Industrial / Rut 9.987.057-5 Fecha nombramiento 11 de abril de 2012
Gerente Legal	Sebastián Sáez Rees / Abogado / Rut 8.955.392-K Fecha nombramiento 1 de octubre de 2007
Gerente Comercial	Patricio Turén Arévalo / Ingeniero Civil Industrial / Rut 7.256.279-8 Fecha nombramiento 24 de septiembre de 2012
Gerente de Comercialización	Marcelo Bobadilla Morales / Ingeniero Civil Eléctrico / Rut 10.151.086-7 Fecha nombramiento 1 de septiembre de 2009
Gerente de Ingeniería y Construcción	Paolo Rodríguez Pinochet / Ingeniero Eléctrico / Rut 13.199.851-1 Fecha nombramiento 1 de octubre de 2017
Gerente de Regulación	Rodrigo Miranda Díaz / Ingeniero Civil Eléctrico / Rut 10.784.472-4 Fecha nombramiento 10 de septiembre de 2012
Gerente de Personas	María Dolores Labbé Daniel / Ingeniero Comercial / Rut 13.117.638-4 Fecha nombramiento 10 de diciembre de 2013
Gerente de Desarrollo de Negocios	Charles Naylor Del Río / Ingeniero Civil Industrial / Rut 7.667.414-0 Fecha nombramiento 15 de mayo de 2014
Gerente de 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 nombramiento 01 de noviembre de 2015
Gerente de Operaciones	Leonel Martínez Martínez / Ingeniero Eléctrico / Rut 14.556.330-5 Fecha nombramiento 23 de marzo de 2015
Subgerente de Prevención de Riesgos	Patricio Velásquez Soto / Ingeniero en Prevención de Riesgos / Rut 12.540.271-2 Fecha nombramiento 30 de octubre de 2013
Director de Auditoría Interna	Jorge Castillo Quiroz / Contador Auditor / Rut 7.759.917-7 Fecha nombramiento 1 de enero de 2009
Subgerente de Asuntos Corporativos	Lorena Mora Sanhueza / Periodista / Rut 8.750.218-K Fecha nombramiento 1 de julio de 2012
Subgerente de Regulación	Jorge Muñoz Sepúlveda / Ingeniero Civil Electricista / Rut 11.694.983-0 Fecha nombramiento 1 de septiembre de 2009

Estructura Organizativa

El Directorio, el Gerente General y el Comité Ejecutivo, desempeñan los mismos cargos y funciones para la Sociedad y sus filiales, salvo para Línea de Transmisión Cabo Leones S.A. (Cabo Leones), cuyo Directorio está conformado por gerentes de la matriz y para Sistema de Transmisión del Centro S.A. (STC), cuyo Directorio está integrado por 5 miembros, de los cuales cada accionista designa dos, en cuyo caso STS, en calidad de accionista, ha designado a gerentes de la matriz, y hay uno con carácter de independiente.

En el caso del consorcio formado con Chilquinta S.A (Eletrans S.A., Eletrans II S.A. y Eletrans III S.A.), participan directores y gerentes de ambos grupos empresariales.



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 2017 fue un año muy difícil desde el punto de vista climático para la industria eléctrica, la cual se vio afectada por eventos inusuales y de gran extensión, tanto geográfica como de duración, que afectaron principalmente la zona sur del país en la cual el Grupo Saesa tiene concentradas sus operaciones.

Dado lo anterior, los índices de calidad de servicio, específicamente el tiempo promedio de interrupciones por cliente, evaluado por el indicador SAIDI y la frecuencia media de éstas, evaluada por el indicador SAIFI, presentaron un aumento respecto al año anterior afectados por el aumento en la cantidad de fallas y clientes con servicio interrumpido.

SUSTENTABILIDAD

Nuestra misión como compañía es entregar energía confiable contribuyendo al bienestar y desarrollo del país. Por ello, tenemos un compromiso permanente con mejorar la calidad en el servicio y somos conscientes, además, de que para lograrlo nuestra gestión debe ser sustentable, relacionándonos de modo amigable, a través del diálogo y el respeto, con las comunidades y el medioambiente donde operamos.

Constantemente se realizan diferentes iniciativas que han promovido y permitido un acercamiento a las comunidades presentes en las 8 regiones en las que el Grupo Saesa participa.

Programa Somos Vecinos: Durante el año 2017, este programa se realizó en 109 de las 112 comunas en las que el Grupo Saesa tiene presencia mediante la formación de mesas de trabajo con dirigentes vecinales, para efectos de brindar a la comunidad espacios de formación, información, eficiencia energética y la solución a problemáticas como las autorizaciones para ejecutar poda de árboles cercanos al tendido eléctrico o la necesidad de aumento de potencia en algún sector. Esto se ha convertido en un gran espacio de reunión y diálogo con la comunidad que ha permitido lograr avances y beneficios para ambas partes. Para estos efectos, durante 2017 se designaron 7 Ejecutivos de Relacionamiento, nuevo cargo dentro de la Sociedad, con dependencia del Jefe de Servicio al Cliente, cuya finalidad es continuar mejorando la vinculación con la comunidad.

Programa de Conexión de Sedes Sociales: Este programa consiste en la conexión gratuita de la sede social al sistema eléctrico lo que es financiado íntegramente por la Compañía. Lo anterior incluye tanto la instalación interior como la del empalme.

Desde sus inicios en 2013, más de 81 sedes de organizaciones locales han logrado conectarse a la red de abastecimiento eléctrico en el marco de este programa. Hoy más de 4.000 familias pueden usar con mayor comodidad y habilitación de los espacios para su desarrollo, esparcimiento y vida en comunidad. Durante el año 2017 se conectaron 20 nuevas sedes.

Campaña “A la Escuela con Energía”: Esta campaña consiste en la entrega de útiles escolares y equipamiento audiovisual en escuelas de rincones alejados. El año 2017 se beneficiaron 54 establecimientos, con un total de

4.300 alumnos, completándose así 200 establecimientos beneficiados desde los inicios de la campaña en 2011. Este año además se hizo un Concurso de Eficiencia Energética, consistente en impulsar el ahorro energético en las escuelas beneficiadas, por un periodo de 5 meses, en los que cada establecimiento competía para disminuir su consumo en relación al año anterior. Durante esos meses entregamos consejos de ahorro de energía. En 2017 participaron 46 escuelas, resultando 5 ganadores: Escuela 3 Sauces de Cañete; Escuela Rural Pellinada de Pto. Octay; Escuela Las Campanas de Aldachildo de Puqueldón; Escuela San Andrés de Tegualda, Fresia y Escuela Arnoldo Bilbao de Pelchuquín, las que en promedio disminuyeron su consumo en un 24%.

Programa de Liceos Eléctricos: Este programa, con foco en la educación, apoya el proceso formativo de estudiantes de electricidad de tercer y cuarto año de enseñanza media de liceos técnico-profesionales dentro de la zona de operación del Grupo Saesa. Lo anterior, se traduce en clases prácticas y teóricas, entrega de elementos de protección personal y la instalación de un patio de entrenamiento para el establecimiento, así como la visita a subestaciones, desarrollo de habilidades y destrezas, observación de trabajo en terreno, y finalmente la posibilidad de prácticas profesionales para los alumnos destacados.

Durante el año 2017, 9 establecimientos participaron en este programa con un total de 350 alumnos de los cuales 23 realizaron práctica en el Grupo Saesa.

MEDIOAMBIENTE

El programa “RecoPila” busca dar un adecuado manejo y disposición final de pilas en desuso, por medio de la recolección de estos residuos peligrosos, a través de actividades que se desarrollan 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 Bío Bío hasta la Región de Los Lagos. Durante las actividades realizadas en el año 2017, se lograron recolectar y efectuar disposición final de 12,1 toneladas de estos desechos desde escuelas, liceos y distintos lugares habilitados para la recolección de pilas, como centros de pago de la compañía, municipios o bibliotecas municipales, incrementando en un 92% el manejo de estos residuos respecto del año 2016.

En aspectos medioambientales, las labores de roce y poda de árboles cercanos al tendido eléctrico, que busca 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 intervenidas para el desarrollo de estos proyectos. Fue así como en el año 2017, se reforestaron 68 hectáreas de árboles nativos y fueron replantadas más de 14 hectáreas de bosques, lo que consideró la plantación de 113.000 y 23.000 especies arbóreas respectivamente.

NUESTRAS PERSONAS, VALOR COMPARTIDO

Cultura y Clima Organizacional

Promover una cultura alineada con la estrategia del negocio es uno de los desafíos permanentes del Grupo Saesa. Esto implica tener equipos de alto desempeño, que trabajan con excelencia y eficiencia, seguridad, foco en el cliente, y que a su vez se encuentran altamente motivados por trabajar en un grato ambiente de trabajo que les da posibilidad de desarrollo, que promueve buenas relaciones laborales y que cuida de la calidad de vida de sus trabajadores.

Esta cultura se ha ido consolidando en el tiempo. Reflejo de esto son los resultados de la Encuesta de Clima Laboral y el posicionamiento de la empresa en el ranking Great Place to Work. El 2017 con mucho orgullo obtuvo un 87%

de nivel de satisfacción en la Encuesta de Clima y el lugar N°13 entre las Mejores Empresas para Trabajar en Chile según la medición de GPTW.

Además, por primera vez el 2017 se participó en Carlos Vial Espantoso, fundación que promueve y evalúa prácticas laborales de excelencia, y el Grupo Saesa fue desatacado como una de las 8 empresas finalistas. Esto refleja también trabajo permanente en generar relaciones laborales colaborativas al interior de la Sociedad, con sus trabajadores, sindicatos, comités paritarios, etc.

Los buenos resultados en el 2017 son reflejo de las acciones que consecutivamente se han ido desarrollando por parte de la Gerencia de Personas de la Sociedad, alineados a los desafíos estratégicos del negocio.

Promover 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. Además, se desarrollan iniciativas que apuntan a equilibrar la vida laboral y personal como son “Puntos Sonrisas” que consiste en que los trabajadores cuenten con tiempo disponible durante el año para generar experiencias personales positivas o Trabajo Flexible que permite trabajar durante ciertos días a la semana desde fuera de la oficina. El 2017 se lanzó además el Piloto de Programa Vida Sana, en el cual participaron 200 trabajadores y se desarrollaron actividades asociadas a Salud, Deporte y Tiempo Libre que son los pilares del programa.

Desarrollo de personas

Particularmente, durante el 2017 el Grupo Saesa desarrolló 155.000 horas de capacitación orientadas al desarrollo profesional de los más de 2.100 trabajadores que participaron, tanto de empresa como de contratistas. Los focos de estas capacitaciones fueron: Técnica, Seguridad, Foco en el Cliente, Liderazgo y Gestión, Diplomado Mercado Eléctrico, Escuela de Linieros, Formación Liderazgo y Gestión, y Programa Crece que apoya programas de pre y post grado para colaboradores internos, entre otros.

Por segundo año consecutivo se desarrolló la “Escuela de Linieros”, instancia de formación para jóvenes que buscan insertarse en el mundo laboral. Durante el año 2017 la compañía fue premiada dentro de un grupo de 170 empresas por la Cámara Chilena de la Construcción y la Mutual de Seguridad en la categoría Factores humanos y Organizacionales como Buena Práctica “Escuela de Linieros”. Con 2 años de ejecución, al 2017 se han implementado 6 Escuelas de Linieros en distintas localidades de la zona de operación del Grupo, con casi 84 egresados de los cuales el 80% se encuentra trabajando hoy en las empresas contratistas de la empresa.

La Formación Liderazgo y Gestión es parte de un programa que ha implementado el Grupo Saesa para apoyar el desarrollo de sus empresas contratistas, principales colaboradores en su extensa zona de concesión. Este programa considera acciones como evaluación de clima laboral, programas de capacitación en liderazgo y supervisión, participación de empresas contratistas en Programas de Desarrollo de Proveedores que busca mejorar los estándares de gestión empresarial y de gestión de calidad, entre otros. Como hito en el 2017 se realizaron tres Encuentros de Empresas Contratistas, instancia que permitió a los principales ejecutivos del Grupo Saesa compartir los desafíos y visión a futuro de la Compañía a los dueños y ejecutivos de las empresas contratistas.

El Grupo Saesa considera que un factor importante para el desarrollo de sus personas es el aprendizaje continuo desde la perspectiva del cómo se hacen las cosas en el trabajo cotidiano. En ese sentido, durante el 2017 se implementó un nuevo modelo de evaluación de desempeño y recompensa, que se hace cargo de esa necesidad y

que recoge nuevas competencias e incorpora un cambio importante en la forma de evaluar y retroalimentar. Para este importante desafío se capacitó toda la Compañía a través de 56 talleres realizados a lo largo de toda la zona de operación.

Porque los líderes tienen un rol fundamental en movilizar a sus equipos al logro de los desafíos del negocio, durante el 2017 se lanzó a toda la Compañía el Rol del Líder. Esto básicamente recoge una definición simple, clara y alineada con los desafíos del negocio y la cultura, de lo que se espera de los líderes del Grupo Saesa y promueve acciones consecuentes con ese entendimiento común. Por supuesto esto acompañado de programas de formación para los líderes de la empresa (participando 230 trabajadores realizando un total de 10.088 horas).

Así se cierra un 2017 con muy buenos resultados desde la perspectiva de Personas, lo que va consolidando un ambiente de orgullo y motivación entre los colaboradores.

CUIDAMOS A LOS NUESTROS

Para el Grupo Saesa lo más valioso son sus trabajadores, que, a través de sus conocimientos, habilidades y trabajo, día a día colaboran en el desarrollo de una mejor compañía. Es por ello que la vida y el cuidado de los trabajadores es un pilar fundamental y prioritario en cada una de las actividades que se realizan, bajo el concepto “Seguridad, un intransable”.

La seguridad es un valor, un esfuerzo permanente y una cultura que se debe sostener en el tiempo por parte de todos los que conforman la compañía. Para resguardar lo anterior, existe la preocupación de garantizar las condiciones laborales, ambientales, sociales y relacionales necesarias para todos los trabajadores, lo que impacta directamente en mejores resultados en cuanto a seguridad y eficiencia de cada uno de sus procesos.

Durante el año 2017, se desarrollaron actividades enfocadas en cinco grandes pilares que permitieron reforzar estas conductas, tales como:

- Concientización:
 - Jornadas de sensibilización.
 - Curso de Liderazgo visible en seguridad para ejecutivos.
 - Taller de focos críticos.
- Compromiso:
 - Caminata por la seguridad.
 - Jornadas aseguramiento de resultados en seguridad.
- Acercamiento:
 - Feria de la Seguridad.
 - Jornadas ampliadas de Comités Paritarios.
- Cultura:
 - Jornadas lúdicas con representaciones teatrales.
 - Campaña posicionamiento de una cultura de seguridad “Estoy Seguro”.
 - Modelo de capacitación “Escuela de Linieros”.
- Condiciones de trabajo:
 - Auditorías a empresas contratistas y cumplimiento del marco legal.
 - Desarrollo e implementación de estándares en equipamiento, infraestructura y vehículos.

Finalmente, el esfuerzo realizado, ha llevado a cumplir con creces los desafíos en materia de seguridad en los últimos años, logrando desempeños destacados en la industria eléctrica nacional, donde el compromiso y la perseverancia de los más de 4.300 trabajadores propios y de sus empresas colaboradoras han aportado un granito de arena en la construcción de esta cultura de seguridad. La dispersión geográfica no ha sido impedimento para alcanzar los objetivos, más bien ha puesto las exigencias para estar presente desde la Región de Antofagasta hasta la Región de Aysén con la misma fuerza y perseverancia que caracteriza a sus trabajadores. En el Grupo Saesa existe orgullo por lo alcanzado y se desafía a ir por mayor seguridad en los siguientes años.

GRANDES OBRAS

NUEVA SUBESTACIÓN SANTA BÁRBARA 66/13,2 kV 5 MVA (VIII REGIÓN)

En el mes de mayo de 2017 entró en servicio la Subestación Santa Bárbara. El proyecto consideró la construcción de esta nueva subestación, la cual se conectó en derivación a la línea 1x66 kV Duqueco – Faenas Pangué. El proyecto incluyó la instalación de un nuevo equipo de transformación 66/13,2 kV de 5 MVA, la construcción de los respectivos patios y la construcción de los paños A.T. y M.T. para la conexión del transformador. Adicionalmente, el proyecto incorporó todas las obras civiles y tareas necesarias para la su ejecución y puesta en servicio.

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, ubicados en diversas localidades y comunas desde el norte al sur de Chile.

Durante el año 2017 se finalizaron obras de distribución e instalaciones interiores para 59 Proyectos de Electrificación Rural ubicados en sectores rurales pertenecientes a 27 comunas dentro las regiones del Bío Bío, La Araucanía, Los Ríos y Los Lagos

La finalización y puesta en servicio de estos proyectos cumplen con el objetivo de brindar suministro eléctrico a 2.610 familias de sectores rurales, considerando obras que abarcan una extensión de redes de 278 km de línea de media tensión, 208 km de línea de baja tensión en postación individual, 61 km de línea de baja tensión en postación común y 705 transformadores de distribución entre Adicionalmente se encuentran en etapa de Servidumbres y construcción un total de 31 proyectos con el objetivo de brindar suministro eléctrico a 1599 familias de sectores rurales, considerando obras que abarcan 259 Km de líneas de media tensión, 122 Km de líneas de baja tensión en postación individual, 43 Km de líneas de baja tensión en postación común y 390 transformadores de distribución.

Adicionalmente se firmaron contratos para 61 nuevos proyectos distribuidos en 29 comunas ubicadas entre las regiones del Bío Bío y Los Lagos, actualmente en etapas de ingeniería que consideran 1300 familias.

Además, Grupo Saesa se adjudicó el proyecto “Electrificación fotovoltaica de escuelas y postas de la región de Tarapacá” iniciativa que se enmarca dentro del programa de acceso y equidad energética del Ministerio de Energía, que tiene como fin proveer de energía a todas las escuelas y postas rurales de Chile a través de Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Los beneficiados serán 9 escuelas unidocentes, hasta sexto básico, de las localidades de: Laonzana, Soga, Sotoca, Enquelga, Pisiga Choque, Chiapa, Macaya, Mauque, Jaiña incluyendo además las casas de los profesores; y 4 postas de Cancosa, Sibaya, Parca y Macaya. El diseño contempla la instalación de dos tipos de sistemas fotovoltaicos de 1,6 kW y 3,18 kW, además de almacenamiento de energía con baterías (para suministrar energía durante la noche). Estas localidades cuentan con energía proveniente de generadores diésel que abastecen sólo entre 2 a 4 horas al día, el objetivo de éste es dotar de energía eléctrica a estos 13 establecimientos durante las 24 horas del día.

GESTIÓN COMERCIAL

La actividad comercial del año se orientó con gran énfasis y prioridad a gestionar dos aspectos de relevancia, la relación con los clientes y el desarrollo de nuevas líneas de servicios y productos. A la par se continuó la mejora de procesos internos de modo de minimizar los efectos de fallas o interrupción de suministro, gestionar la información de estos eventos y responder a los desafíos de clientes empoderados en una industria en proceso de cambios tecnológicos acelerados con la irrupción de las Energías Renovables no Convencionales (ERNC), la eficiencia energética y los sistemas inteligentes.

FOCO EN EL CLIENTE

La Compañía ha puesto como una de sus estrategias centrales la relación con el cliente, por la vía de generar propuestas de valor relevantes a sus intereses y expectativas. De este modo, durante el 2017 se puso en marcha una segmentación de clientes empresa (receptores de factura), basada en cinco ámbitos de agregación de valor:

1. La atención técnica ante fallas o interrupciones individuales o territoriales.
2. El ciclo de facturación, la relación contractual con la Compañía, las tarifas y las funcionalidades del pago a través de medios digitales.
3. Las necesidades de información técnica, de precios y de mercado.
4. La demanda por productos y servicios que permitan mejorar la eficiencia del consumo energético y su costo.
5. El acceso a tarifas no reguladas de suministro para clientes con demandas de potencia medias y altas.

Cada segmento de clientes es caracterizado por sus necesidades de servicio y atención en estos distintos ámbitos, lo que permite gestionar la propuesta de valor de la Compañía priorizando la asignación de sus recursos y gestionando sus brechas. A la fecha se trabaja en la implementación de este modelo, precisando roles y responsabilidades en la estructura, ejecutando planes de contacto y visitas a los distintos segmentos, adaptando los sistemas y definiendo los Indicadores que dan cuenta de la efectividad de la estrategia y permiten la asignación de metas e incentivos.

Paralelamente, durante 2017 se abrieron y continuaron un gran número de iniciativas con foco en la mejora de la experiencia del cliente, la que se verifica en la atención de necesidades y requerimientos en los canales presenciales (oficinas, Contact Center y brigadas de operaciones), atendidas a través del Call Center o por medios digitales como página web y aplicación móvil. Entre otras se destacan:

- Desarrollo y difusión de nuevos protocolos de atención para personal de oficinas, Contact Center y brigadas de operaciones, acompañado de capacitaciones que integraron gran número de colaboradores.
- Levantamiento de información y estructura de reporte en los procesos de atención de fallas que ocasionan interrupciones de suministro, de modo entregar al cliente sin servicio antecedentes más precisos respecto de causas, contingencias y tiempos de reposición de las fallas que los afectan. Este tema se levanta como uno de los de mayor relevancia en las mediciones de índices de satisfacción de clientes.

- En el Call Center se puso en marcha a un servicio de contingencia para absorber desborde de llamados durante fallas o interrupciones masivas y ya opera en régimen el Call Back, funcionalidad que nos permite devolver llamados a los clientes que no logran acceder a la plataforma de ejecutivos.
- Refuerzos de los procesos del ciclo de facturación para mejorar la efectividad. Cambio del Certificador Tributario lo que permite automatizar el despacho de facturas y boletas por medios digitales a lo cual se añade el embolsado de documentos.
- Nuevas versiones de la página web y aplicación móvil, con funcionalidades ampliadas a la recepción de reclamos por interrupción de suministro y notificaciones asociadas a esos eventos y al estado de pago de facturas y boletas. Mejoras en la efectividad de los botones de pago de ambos canales.
- Plan de visitas y atención de requerimientos relacionados con la opción de suscribir contratos de suministro de energía a precios no regulados, pagando peajes por las redes de distribución. Esta opción disponible para clientes mayores de 500 kW de potencia instalada está siendo explorada con gran interés por estos clientes, en virtud de la tendencia a la disminución de precios que muestra el mercado de energía de grandes bloques.

La Compañía continúa midiendo la satisfacción de los clientes a través de encuestas internas y externas contratadas, verificándose mejoras en la percepción hasta la ocurrencia de los eventos climáticos que afectaron varias regiones durante el invierno 2017. La inusual severidad de estos eventos afectó la continuidad del servicio mayormente en zonas rurales donde la nieve y la caída de árboles dificultaron el acceso de las brigadas y se prolongaron los tiempos de reposición de servicio. Ante esto los indicadores de satisfacción retrocedieron a niveles comparables al período de reliquidaciones tarifarias masivas del año 2014-2015.

GESTIÓN DE NUEVOS SERVICIOS Y PROYECTOS.

El año 2017 fue particularmente exitoso en la gestión de proyectos, la adjudicación y ejecución de obras y servicios no regulados que se relacionan al ámbito de la energía. En efecto, mientras la Compañía en sus diferentes zonas alcanzó cifras superiores a los 12 millones de dólares en ventas de proyectos y materiales a clientes particulares, la gestión comercial centralizada continuó ejecutando proyectos de recambio de alumbrado público adjudicados por licitaciones de la Agencia Chilena de Eficiencia Energética, más otros proyectos que permitieron cerrar ventas por un valor superior a los 8 millones de dólares durante el año. La importancia radica en que alrededor del 50% de esa cifra se relaciona con soluciones para dotar de energía a comunidades y organizaciones mediante medios no convencionales como paneles fotovoltaicos. Destaca la provisión, instalación y puesta en marcha de soluciones de energía en escuelas y postas de la I Región y un proyecto pionero en la Compañía adjudicado por el Gobierno Regional de Los Ríos, como lo es la instalación de 145 soluciones individuales de paneles solares con baterías en la comunidad residente en la Isla Huapi del Lago Ranco, lo que permite a cada familia disponer de un servicio continuo de energía supliendo la necesidad de generar con grupos a petróleo durante muy pocas horas diarias.

A este proyecto se suman iniciativas como la dotación de calefacción eficiente en escuelas de la comuna de San Juan de la Costa, Región de Los Lagos y el refuerzo del sistema eléctrico de Puerto Edén adjudicado por el Gobierno Regional de la XII Región. Además de estar presente en las regiones extremas del país fuera de la zona de concesión, la Compañía va adquiriendo un *know-how* que la convierte en un actor competitivo en un mercado de grandes oportunidades impulsado por los cambios tecnológicos.

Hacia fines de 2017 se ha iniciado el trabajo relacionado a la implantación de la nueva Norma Técnica, desafío que sin duda permitirá reforzar la seguridad del servicio y el contacto con el cliente. Para ello la Compañía se prepara con un importante proyecto técnico de modernización de sus redes, un proyecto para gestionar la operación con información en línea proveniente de medidores inteligentes en la red y en los servicios de los clientes, más un proyecto de modernización de sus sistemas de información comercial.

PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDOS (PMGD)

Durante el año 2017, se incorporaron al sistema de distribución del Grupo Saesa tres nuevas plantas de generación renovable que suman 1,7 MW, llegando a un total de 46 centrales conectadas e inyectando un total de 122 MW.

Los proyectos que formaron parte de este período son:

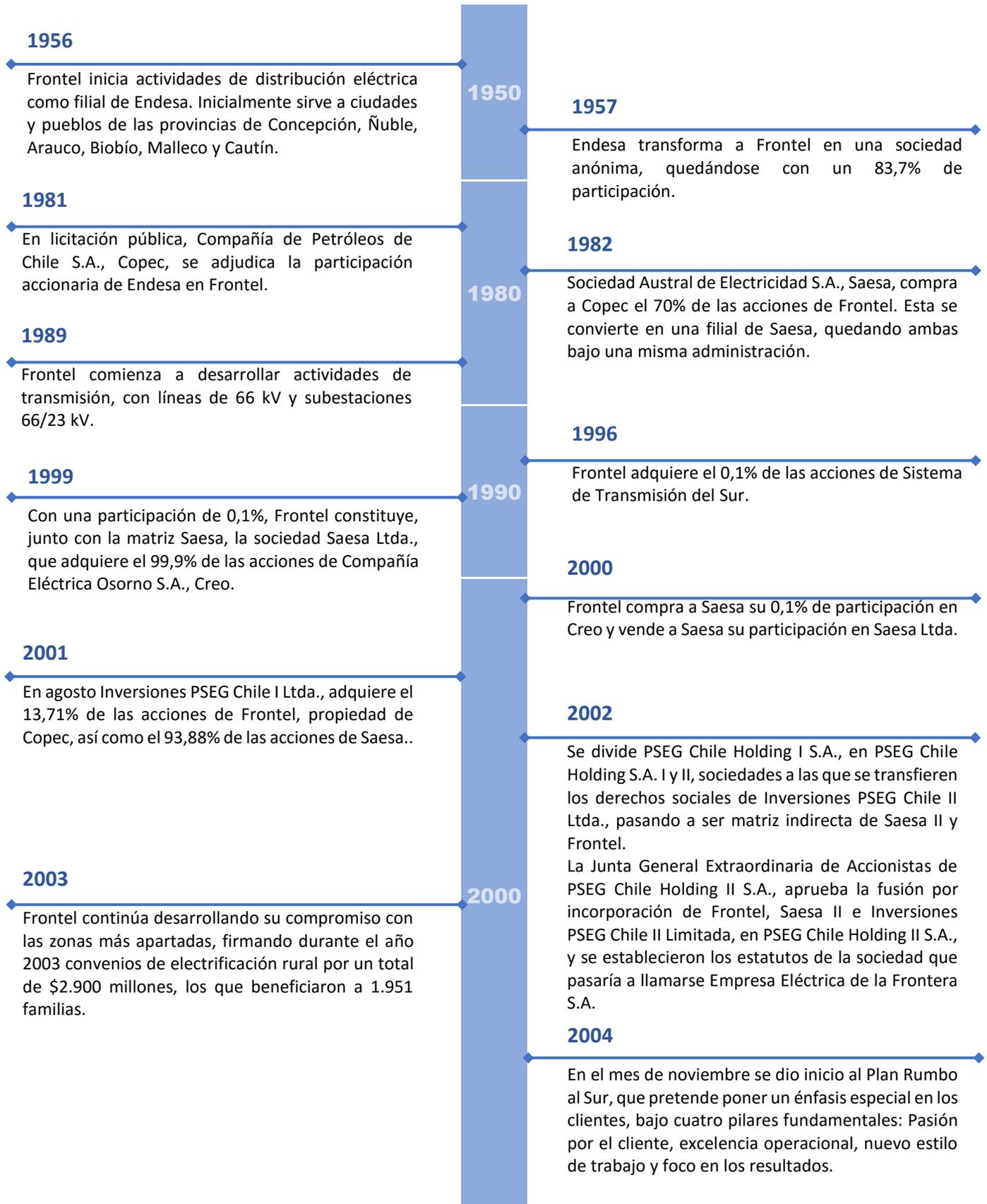
Las Viñas:

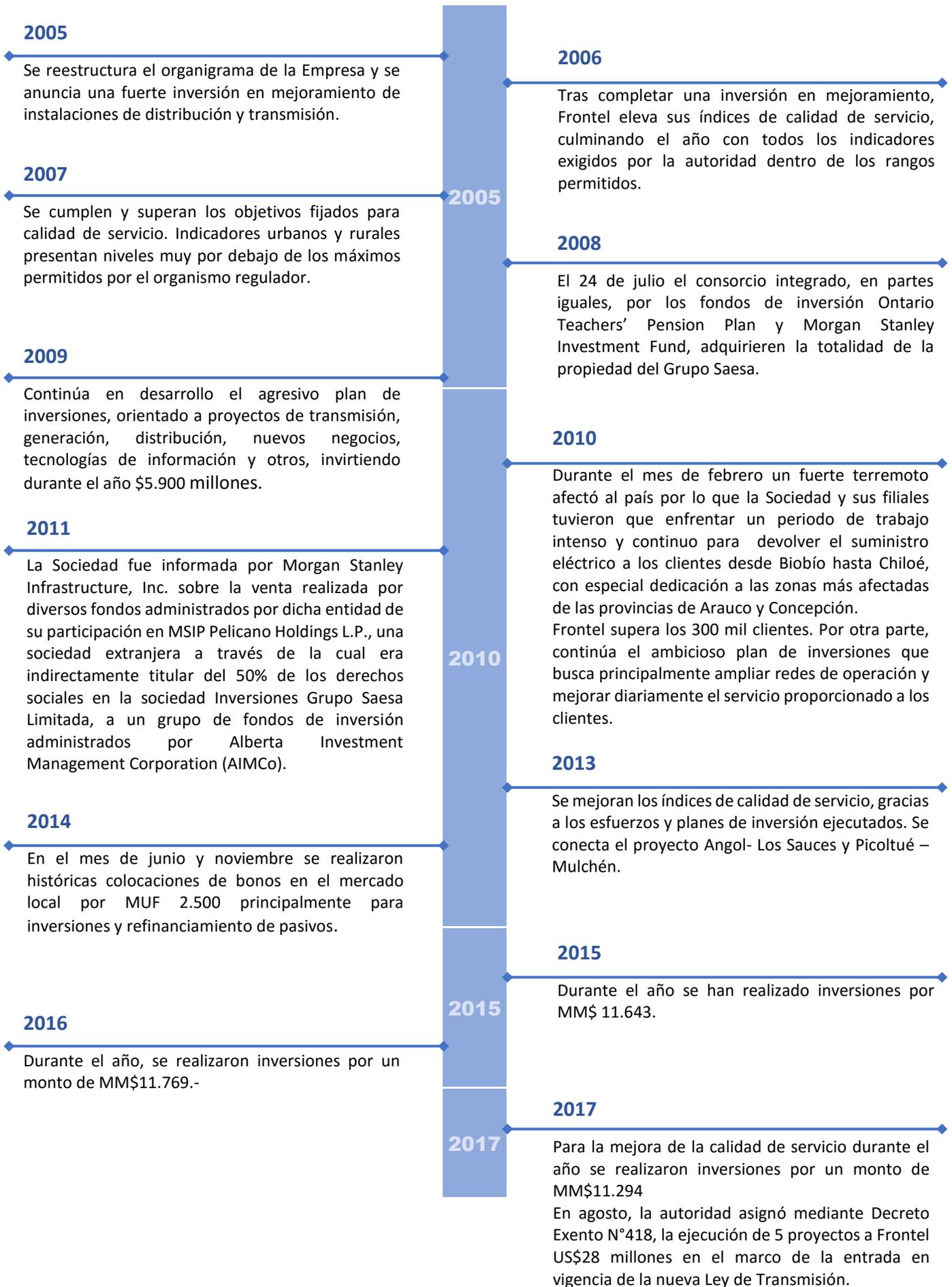
Esta Central de pasada de 0,552 MW se conectó a la red de media tensión del alimentador Mulchén que nace de la subestación Picoltué, en la localidad de Mulchén en el Fundo Quitralman s/n, Mulchén. Recoge las aguas del canal de regantes del Río Bío Bío, fue calificado según la nueva NTCO (Norma Técnica de Conexión y Operación) como de Impacto No Significativo (INS), lo que quiere decir que no requiere de obras adicionales para su conexión. El Propietario es la empresa Hidro Minilque SPA y su puesta en servicio fue 19 de mayo de 2017.

La Bifurcada:

Esta Central de pasada de 0,244 MW se conectó a la red de media tensión del alimentador Mulchén que nace de la Subestación Picoltué, en la localidad de Mulchén Ruta 615 s/n. Recoge las aguas del canal de regantes del Río Bío Bío, fue calificado según la nueva NTCO como de Impacto No Significativo (INS), lo que quiere decir que no requiere de obras adicionales para su conexión. Propietario: Hidro Munilque SPA.

Reseña Histórica





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 del Coordinador Eléctrico Nacional (Coordinador o CEN), con las siguientes funciones:

- Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.
- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.
- Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad con la Ley.

En noviembre de 2017 se interconectaron los 2 principales sistemas eléctricos de Chile, 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; constituyéndose de esta manera el nuevo Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Adicionalmente, existen varios sistemas medianos (SSMM), cuya capacidad instalada de generación es superior a los 1.500 KW e inferior a los 200 MW, que atienden el consumo en regiones como las de Los Lagos, Aisén del General Carlos Ibáñez del Campo y la de Magallanes y Antártica Chilena, y que son operados generalmente por empresas integradas verticalmente, es decir, son responsables de la generación, transporte y distribución de electricidad (entre ellas la filial EDELAYSEN).

GENERACIÓN ELÉCTRICA

La generación eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es una actividad caracterizada por la libre participación y no obligatoriedad de obtener concesiones, salvo para la construcción y operación de centrales hidroeléctricas.

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

b) Mercado de Clientes Libres: Corresponde a aquellos clientes con potencia instalada superior a 5 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Además, aquellos clientes con potencia entre 0,5 MW y 5 MW pueden optar por ser tratados como clientes libres. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos cuatro años.

c) Mercado de Clientes Regulados: 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 las que actualmente se establecen habitualmente por un período de 20 años. Cabe señalar que los precios de compraventa de electricidad de las licitaciones se establecen a nivel de barras nacionales (transmisión nacional). En forma posterior, los cargos por el uso de los sistemas zonales se incorporan como un cargo adicional del generador a la distribuidora.

Independiente del mercado final al que abastezca un generador, las transferencias que se hacen entre generadores (excedentario a deficitario) participantes del SEN, se realizan al valor de costo marginal horario de éste. El organismo encargado de realizar estos cálculos es el Departamento de Peajes del Coordinador.

En cuanto a los Sistemas Medianos, existen una serie de condiciones que los diferencia de los anteriores, razón por la cual en estos sistemas eléctricos los costos de generación y transmisión son determinados en base a un estudio tarifario específico realizado cada cuatro años.

En el caso de los SSMM de Aysén, Palena y General Carrera, ellos son operados por una misma empresa que administra tanto las instalaciones de generación como las de transmisión y distribución (integradas verticalmente como es el caso de la filial Edelayen) y que tiene la función de coordinar la operación del sistema de la forma más eficiente y segura posible. Diferente es el caso del sistema Cochamó, en el cual los activos de generación y transmisión son de propiedad de una empresa (Sagesa) distinta a la empresa distribuidora que entrega el suministro al cliente final (Saesa). Por su parte, en el sistema Hornopirén los activos de generación y transmisión son de propiedad de dos empresas distintas (Cuchildeo y Sagesa), distintas a la empresa distribuidora que entrega el suministro al cliente final (Saesa).

TRANSMISIÓN

A partir de la publicación de la Ley N°20.936 en el año 2016, los sistemas de transmisión se clasifican en tres grupos: Transmisión Nacional, Zonal y Dedicada, todos de acceso abierto y los dos primeros con tarifas reguladas.

En el caso de la transmisión dedicada, los cargos por transporte se rigen por contratos privados entre las partes y su uso para suministro destinado a clientes regulados implica un cálculo de tarifa regulada por parte de la autoridad.

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, que de acuerdo a la nueva Ley migrará en el tiempo para que sea toda de cargo de los usuarios finales. Este peaje permite a las compañías propietarias de las instalaciones de transmisión recuperar y remunerar sus inversiones en activos de transmisión y recaudar los costos asociados a la operación de dichos activos.

SISTEMA DE TRANSMISIÓN	COBRO DE PEAJE
NACIONAL	100% cobrado a usuarios finales en base a retiros esperados. Peajes fijados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) cada 4 años en base a costos eficientes de inversión, operación, mantención y administración de las instalaciones existentes o a valores resultantes de procesos de licitación de obras nuevas.

ZONAL	Peajes fijados por la CNE cada 4 años en base a costos eficientes de inversión, operación, mantención y administración de las instalaciones existentes y cobrado 100% a usuarios finales en base a retiros esperados.
DEDICADA	Peajes negociados libremente entre el propietario de las instalaciones de transmisión y usuarios. Tarifa regulada por el uso de instalaciones para el suministro a clientes regulados.

DISTRIBUCIÓN

De acuerdo a la legislación, se considera distribución a toda la oferta de electricidad con un voltaje máximo de 23 kV.

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 debido a las fuertes economías de densidad, las empresas distribuidoras operan con características de monopolio natural. Si bien la autoridad puede otorgar concesiones superpuestas, en la práctica no se incentiva que coexistan en un mismo territorio instalaciones pertenecientes a distintas distribuidoras, ya que las señales tarifarias impuestas por la autoridad regulatoria apuntan a un óptimo técnico-económico, vale decir, no financian instalaciones de distribución que ésta considere redundantes o innecesarias para cumplir con las exigencias impuestas a este servicio.

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

a) Clientes Regulados

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

- Precio de Nudo Promedio: Este componente refleja el costo medio de compra de energía y potencia, 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 enero y julio de cada año.
- Pago de la Transmisión: Corresponde al pago de los sistemas de transmisión nacional, zonal y dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios.
- Cargo por Servicio Público: Componente que financia el presupuesto del Coordinador, del Panel de Expertos y el estudio de franja.
- Valor Agregado de Distribución (VAD): Componente del precio que incluye el costo de capital de los activos de distribución y los costos de administración, el mantenimiento y la operación de los sistemas, los costos por facturación y atención de clientes y las pérdidas medias en las que se ha incurrido por concepto de distribución. Los valores por los conceptos mencionados corresponden a los de un modelo de empresa eficiente. Adicionalmente, con ocasión del proceso de fijación de tarifas de suministro de distribución, éstas podrán considerar algunos de los servicios asociados al suministro eléctrico, que hayan sido previamente objeto de fijación de precios, dentro del valor agregado de distribución.

La tarifa que corresponde a cada empresa de distribución es fijada por la CNE, en base a un proceso de clasificación de cada una de ellas en áreas típicas, para lo cual se toman en cuenta criterios económicos, tales como densidad

de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simulan varias empresas modelo, una en cada área típica, considerando fundamentalmente estándares constructivos y operacionales que permitan el abastecimiento de la demanda de una empresa real, según sus características de distribución espacial, categoría de clientes y otras restricciones que enfrenta en su zona de concesión la empresa real denominada “empresa de referencia”. La tarifa es fijada finalmente buscando una tasa interna de retorno de 10% para cada empresa modelo, sobre sus activos modelados. Para validar las tarifas determinadas, se debe comprobar que la rentabilidad del conjunto de todas las distribuidoras operando, consideradas como una sola entidad, se encuentra dentro de la banda del 4% en torno al 10% teórico (entre 6% y 14%).

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

b) Clientes Libres

Estos clientes, siendo o no de la distribuidora, deben pagar por el uso de las redes de distribución a las que se conecten, a través del pago de un peaje de distribución, que corresponde al VAD de cada empresa más las pérdidas tarifarias de energía y potencia. Las tarifas por este servicio son fijadas cada 4 años, y se determinan con ocasión de cada nuevo proceso tarifario de VAD.

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

Adicionalmente, las empresas distribuidoras reciben ingresos por los servicios asociados (SSAA) al suministro de electricidad o que se presten en mérito de la calidad de concesionario de servicio público, 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, y se determinan con ocasión de cada nuevo proceso tarifario de VAD.

MARCO REGULATORIO

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:

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.

Ley Net Metering

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

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.

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.

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.

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.

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.

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 Biobío, y Cautín, Región de la Araucanía.

Participa, además, en el segmento de transmisión y subtransmisión, cuenta con líneas de mediana y alta tensión, éstas en conjunto logran 111 km y 257 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.

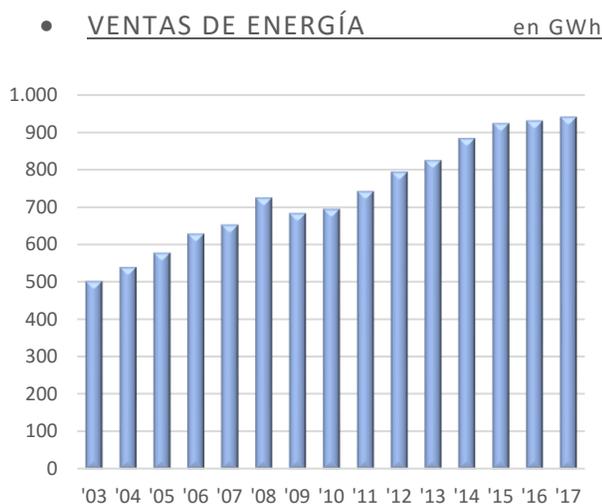
Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro Endesa, Colbun, Enel, Caren, ERNC, El Morado, Chungungo, SPV P4, San Juan, Pelumpen, Santiago Solar, Aela, Abengoa, Ibereolica, SCBII y Amunche Solar. Sin embargo, en el corto plazo, se incorporarán los últimos actores que se adjudicaron la última licitación de suministro.

Frontel representa un 26,38% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A (dueña indirecta).

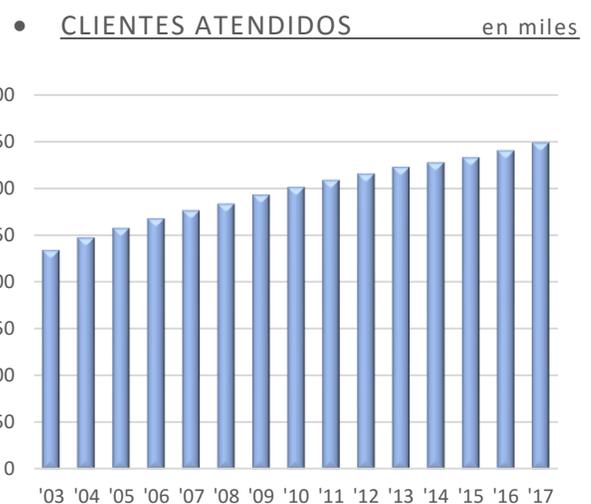
TRANSACCIONES CON LAS PARTES RELACIONADAS

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 el 2017 alcanzaron 941 GWh.



Frontel al cierre del ejercicio 2017 atendía a más de 348 mil clientes, lo que representa un aumento de 2,4% respecto al año 2016.

- COMPOSICIÓN DE CLIENTES



CONCESIONES

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

La titularidad de concesiones de distribución da al concesionario el derecho a establecer, operar y explotar, dentro de la zona de concesión fijada en el decreto respectivo, instalaciones de distribución de energía eléctrica aéreas y subterráneas, y a prestar, a través de ellas, el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales que se ubiquen 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 servidumbres voluntarias o 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, con el carácter de indefinidas.

Al 31 de diciembre de 2017 Frontel tiene 126 decretos y 19.143 km² de superficie asociadas a su zona de concesión.

PROVEDORES Y CLIENTES PRINCIPALES

Durante el ejercicio 2017, los proveedores Endesa y Colbún constituyen prácticamente el 90% del suministro distribuido (compras de energía y peaje de subtransmisión), cada uno con más del 10% de representatividad en la distribuidora.

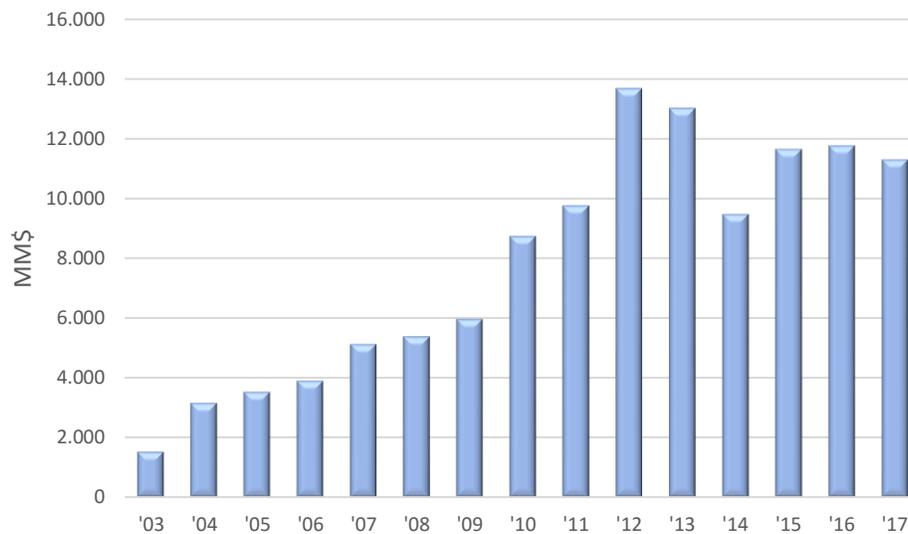
Por otro lado, ningún cliente concentra por sí solo, al menos el 10% total de los ingresos de las empresas distribuidoras de la Compañía

INVERSIONES

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\$14.000, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa.

La inversión total del año 2017 fue de MM\$ 11.294



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	CARACTERÍSTICAS
Frontel	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores	Localidades de las Provincias de Arauco, Concepción, Biobío, Ñuble, Cautín y Malleco.	111 Líneas AT (km) 16.843 Líneas MT (Km) 13.765 Líneas BT (Km) 340 MVA (MT/BT)

CALIDAD DEL 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.

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:

	2017	2016
Líneas AT (km)	118	118
Líneas MT (km)	16.843	16.719
Líneas BT (Km)	13.765	13.647
MVA Instalados (AT/MT)	257	205
MVA Instalados (MT/BT)	340	329

SISTEMAS AISLADOS

Frontel cuenta con un sistema aislado de generación en la Isla Santa María

SISTEMAS AISLADOS	VENTAS ENERGÍA (MWh)	CLIENTES
Santa María	876	646

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 (la Nota 4. Política de Riesgo de los Estados Financieros y el punto V del Análisis de Riesgo de la Sociedad son complementarios a este punto):

RIESGO REGULATORIO

El mercado eléctrico es una industria regulada, en donde la actividad debe sujetarse a normas y estándares dictados por la autoridad y además existen procesos de fijación tarifaria para la distribución y transmisión de energía.

En los procesos de fijación tarifaria, la autoridad fija las tarifas en base a normas dictadas de calidad de producto y operación, derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios. Ésta 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.

El riesgo de este ítem está asociado principalmente a los cambios que puede impulsar la autoridad 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.

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 requieran.

b) Fijación de tarifas de Distribución

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 24 de agosto de 2017 se publicó el nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que rige desde noviembre de 2016 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2020.

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 (IPC), inflación de Estados Unidos (CPI) y el tipo de cambio. Esta fijación implicó una disminución en los ingresos de actividades ordinarias de la Sociedad de aproximadamente un 0,5% para el año 2017 (comparado con los ingresos de ese mismo año sin cambio de tarifa).

Respecto de la fijación de tarifa de Servicios Asociados al Suministro Eléctrico (SSAA), que se realiza cada cuatro años con ocasión del Proceso de fijación de VAD, se esperan nuevas tarifas para el transcurso del año 2018, mediante la publicación del Decreto respectivo. Actualmente está vigente el decreto del proceso anterior, publicado el 14 de marzo de 2014.

Cabe mencionar que en diciembre 2017 se publicó la norma técnica de calidad de servicio en distribución, la que establece estándares más exigentes de duración y frecuencia de las interrupciones de suministro, niveles de calidad comercial, de calidad de producto y sistemas de medición y monitoreo. No obstante, gran parte de estos estándares serán exigibles una vez su costo de implementación se refleje en las tarifas de distribución. Durante el año 2018 se espera una nueva fijación tarifaria que permita a las empresas costear estas nuevas exigencias.

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 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.

d) Fijación de tarifas de Transmisión Zonal (ex-subtransmisión)

De acuerdo con 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.

Mediante la Ley N°20.805 publicada el año 2015, se extendió la aplicación del DS N°14 que fijaba las tarifas de transmisión zonal para el período 2011-2014 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 el servicio de Transmisión, principalmente Zonal. En especial, se estableció un régimen tarifario para el período 2018-2019, que permite establecer la valorización del catastro de instalaciones existentes y cuyo proceso de cálculo se inició hacia fines del 2016 y respecto del cual se espera que el respectivo decreto tarifario sea publicado a principios del 2018. La misma Ley establece un régimen de revisión cuatrienal para establecer la valorización de instalaciones que sean calificadas como Zonal, aplicable desde el año 2020 en adelante.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de la 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, ante la CNE, el Honorable Panel de Expertos o la Contraloría General de la República, según sea el caso.

RIESGO CONTRATO DE SUMINISTRO Y ABASTECIMIENTO

a) Contratos de suministro a clientes regulados

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 abastecimiento está respaldado por estos contratos como resultado de las últimas licitaciones de suministro realizadas coordinadamente entre todas las distribuidoras, según las Bases Técnicas publicadas por CNE.

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 que permiten el traspaso de excedentes entre distribuidoras.

Producto de la entrada en vigor 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 estos antecedentes, más ajustes de la proyección por parte de la Comisión, esta autoridad emite un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó el proceso de licitación 2017/01 (enero 2024 – diciembre 2043), cuya adjudicación se realizó en octubre 2017, 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, incluyendo el desarrollo de proyectos de energía renovable, que permitirán disponer de energía para cubrir los requerimientos futuros de los clientes sometidos a regulación de precio.

b) Abastecimiento de energía

La seguridad de abastecimiento de energía para todo el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) 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 o retraso de construcción de proyectos de generación.

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

- Los cambios legislativos mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.
- A través de las licitaciones de suministro y licitaciones de obras de transmisión el regulador aumentó la matriz energética disponible.

Aun así, la Sociedad realiza estimaciones ante 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

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

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

El detalle de la administración de los riesgos financieros relacionados con el financiamiento, los activos financieros, los plazos de recuperación de estos, así como el costo y la variabilidad de los fondos, es decir riesgo de crédito, de liquidez y de mercado, se encuentra en la Nota 4. Política de Riesgo de los Estados Financieros.

Gestión Financiera

UTILIDAD LIQUIDA 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 distribuable 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°1.945 de fecha 29 de septiembre de 2009 de la Superintendencia de Valores y Seguros.

En razón a lo anterior, la utilidad líquida distribuable por el ejercicio 2017 asciende a M\$6.974.222.-

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	27-05-2015	0,00042574	2014
Final N°8	27-05-2015	0,00084823	2014
Final N°9	24-05-2016	0,00158438	2015
Final N°10	27-05-2017	0,00052148	2016

DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la junta de Accionistas la distribución de un dividendo final N°11 de \$0,000280579 con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017. Este dividendo representa un 30% de la utilidad y significa un pago total de M\$ 2.092.267.-

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

CAPITAL SOCIAL

El capital suscrito y pagado de la sociedad al 31 de diciembre de 2017 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 2017 sería la siguiente:

	M\$
Capital emitido	133.737.399
Ganancias (perdidas) acumuladas	15.313.920
Otras reservas	12.322.453
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	161.373.772

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:

REMUNERACIONES DIRECTORES (M\$)

	2017	2016
Iván Díaz Molina	26.444	28.028
Jorge Lesser García Huidobro	26.444	28.021
TOTAL	52.888	56.049

Durante el año 2017, la Sociedad no ha realizado pagos a empresas relacionadas con Directores.

En 2017 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:

REMUNERACIONES COMITÉ EJECUTIVO (MM\$)

	2017	2016
REMUNERACIONES FIJAS	268	206
INCENTIVOS VARIABLES	111	84
Total	379	290

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 2017 y 2016 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 2017 la Sociedad cuenta con la siguiente dotación de personal:

	2017
GERENCIA Y EJECUTIVOS PRINCIPALES	6
PROFESIONALES Y TÉCNICOS	237
ADMINISTRATIVOS Y ELECTRICISTAS	123
TOTAL	366

INFORMACIÓN FINANCIERA

POLÍTICAS DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO

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

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

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

POLÍTICA DE DIVIDENDOS

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

PROPIEDADES Y SEGUROS

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

Hechos Relevantes

Durante el año 2017, la información esencial de la Sociedad fue la siguiente:

1. En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 27 de abril de 2017, se acordó el pago de un dividendo final de \$0,0005214822 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016. Este dividendo se pagó a partir del día 27 de mayo de 2017, 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\$3.888.672 por este concepto.
2. En sesión celebrada con fecha 15 de mayo de 2017, el Directorio de la Sociedad, procedió a elegir como Presidente del Directorio y de la Sociedad al señor Iván Díaz-Molina y como Vicepresidente al señor Jorge Lesser García-Huidobro.

Declaración de Responsabilidad

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



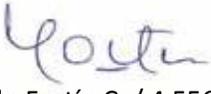
Iván Díaz-Molina / 14.655.033-9
PRESIDENTE



Jorge Lesser García-Huidobro / 6.443.633-3
VICEPRESIDENTE



Juan Ignacio Parot B. / 7.011.905-6
DIRECTOR TITULAR



Waldo Fortín C. / 4.556.889-K
DIRECTOR TITULAR



Ben Hawkins / Extranjero
DIRECTOR TITULAR



Stacey Purcell / Extranjera
DIRECTOR TITULAR



Christopher Powell / Extranjero
DIRECTOR TITULAR



Dale Burgess / Extranjero
DIRECTOR TITULAR



Francisco Alliende Arriagada / 6.379.874-6

GERENTE GENERAL

Estados Financieros Clasificados

Estados Financieros Clasificados

**Por los años terminados al
31 de diciembre de 2017 y 2016**

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

En miles de pesos – M\$



Chacabuco 485, Piso 7
Concepción,
Chile
Fono: (56-41) 291 4055
Fax: (56-41) 291 4066
e-mail: concepcionchile@deloitte.com

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

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 2017 y 2016 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.

Deloitte® se refiere a Deloitte Touche Tohmatsu Limited una compañía privada limitada por garantía, de Reino Unido, y a su red de firmas miembro, cada una de las cuales es una entidad legal separada e independiente. Por favor, vea en www.deloitte.com/cl acerca de la descripción detallada de la estructura legal de Deloitte Touche Tohmatsu Limited y sus firmas miembro.

Deloitte Touche Tohmatsu Limited es una compañía privada limitada por garantía constituida en Inglaterra & Gales bajo el número 07271800, y su domicilio registrado: Hill House, 1 Little New Street, London, EC4A 3TR, Reino Unido.

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 2017 y 2016 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 21, 2018



Raúl Aguirre G.
RUT: 7.572.405-5

EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Estados de Situación Financiera, Clasificados
 Al 31 de diciembre de 2017 y 2016.
 (En miles de pesos - M\$)

ACTIVOS	Nota	31/12/2017 M\$	31/12/2016 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	5.521.333	5.838.917
Otros activos no financieros corrientes		113.125	205.322
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	7	34.328.154	25.555.702
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	8	17.464.993	20.095.727
Inventarios corrientes	9	4.862.783	4.844.425
Activos por impuestos corrientes, corriente	10	4.985.879	2.887.450
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		67.276.267	59.427.543
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		67.276.267	59.427.543
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Cuentas por cobrar no corrientes	7	4.067.041	4.270.151
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	32	170.676	172.284
Activos intangibles distinto de la plusvalía	11	7.506.660	7.499.801
Plusvalía	12	57.029.460	57.029.460
Propiedades, planta y equipo	13	153.871.504	149.747.153
Activos por impuestos diferidos	14	2.100.460	1.397.274
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		224.745.801	220.116.123
TOTAL ACTIVOS		292.022.068	279.543.666

EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Estados de Situación Financiera, Clasificados
 Al 31 de diciembre de 2017 y 2016.
 (En miles de pesos - M\$)

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31/12/2017	31/12/2016
		M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	15	10.372.313	18.291.642
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	16	26.055.004	17.262.922
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	8	13.431.870	3.898.488
Otras provisiones corrientes	18	1.521.189	470.096
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	10	842.329	1.351.555
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	18	2.077.822	1.902.556
Otros pasivos no financieros corrientes	19	12.703.746	10.362.699
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		67.004.273	53.539.958
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		67.004.273	53.539.958
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	15	51.694.794	60.685.228
Pasivos por impuestos diferidos	14	8.697.155	5.595.379
Otros pasivos no financieros no corrientes	19	291.566	305.253
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	18	2.960.508	2.846.080
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		63.644.023	69.431.940
TOTAL PASIVOS		130.648.296	122.971.898
PATRIMONIO			
Capital emitido	20	133.737.399	133.737.399
Ganancias acumuladas	20	15.313.920	10.431.965
Otras reservas	20	12.322.453	12.402.404
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		161.373.772	156.571.768
Participaciones no controladoras			
TOTAL PATRIMONIO		161.373.772	156.571.768
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		292.022.068	279.543.666

EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Estados de Resultados Integrales, por Naturaleza
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016.
 (En miles de pesos - M\$)

Estado de Resultados Integrales Ganancia	Nota	01/01/2017 al 31/12/2017 M\$	01/01/2016 al 31/12/2016 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	21	126.634.394	121.838.973
Otros ingresos	21	12.012.859	13.120.383
Materias primas y consumibles utilizados	22	(85.058.377)	(79.591.098)
Gastos por beneficios a los empleados	23	(12.058.402)	(11.133.533)
Gasto por depreciación y amortización	24	(7.204.699)	(6.975.663)
Otros gastos, por naturaleza	25	(22.227.255)	(17.519.158)
Otras ganancias (pérdidas)		43.226	(652)
Ingresos financieros	26	997.257	881.228
Costos financieros	26	(2.301.527)	(2.095.187)
Participación en las ganancias de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	32	19.221	14.243
Diferencias de cambio	26	5.991	(941)
Resultados por unidades de reajuste	26	(1.018.541)	(1.725.441)
Ganancia antes de impuesto		9.844.147	16.813.154
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	14	(2.869.925)	(3.850.915)
Ganancia procedente de operaciones continuadas		6.974.222	12.962.239
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas			
Ganancia		6.974.222	12.962.239
Ganancia, atribuible a			
Los Propietarios de la controladora	20	6.974.222	12.962.239
Participaciones no controladoras		-	-
Ganancia		6.974.222	12.962.239

EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Estados de Otros Resultados Integrales
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016.
 (En miles de pesos - M\$)

Estado del Resultado Integral	Nota	01/01/2017 al 31/12/2017 M\$	01/01/2016 al 31/12/2016 M\$
Ganancia		6.974.222	12.962.239
Otro resultado integral			
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos	18	(109.922)	(104.251)
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		(55)	(140)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		(109.977)	(104.391)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	20	(1.619)	(1.248)
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencias de cambio por conversión		(1.619)	(1.248)
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	20	17	407
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos		(1.602)	(841)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(111.579)	(105.232)
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período			
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	14	31.628	28.178
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		31.628	28.178
Otro Resultado Integral		(79.951)	(77.054)
Resultado Integral Total		6.894.271	12.885.185
Resultado integral atribuible a			
Los propietarios de la Controladora		6.894.271	12.885.185
Participaciones No Controladoras		-	-

EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Estados de Cambios en el Patrimonio Neto
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016.
 (En miles de pesos - M\$)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Cambio en otras reservas													Patrimonio atribuible a		Participaciones no controladoras	Patrimonio total				
	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Superavit de Revaluación	Reservas por diferencias de conversión	Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos			Reservas de ganancias y pérdidas en nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta		Otras reservas	Garancias acumuladas	los propietarios de la controladora							
							M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				M\$			M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2017	133.737.399	-	-	-	1.502	(17)	(187.551)	-	-	12.588.470	12.402.404	10.431.965	156.571.768	-	156.571.768						
Ajustes de Periodos Anteriores																					
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-						
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-						
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-						
Saldo Inicial Reexpresado	133.737.399	-	-	-	1.502	(17)	(187.551)	-	-	12.588.470	12.402.404	10.431.965	156.571.768	-	156.571.768						
Cambios en patrimonio																					
Resultado Integral																					
Ganancia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.974.222	6.974.222	-	6.974.222						
Otro resultado integral	-	-	-	-	(1.619)	17	(78.349)	-	-	(79.951)	-	-	(79.951)	-	(79.951)						
Resultado integral	-	-	-	-	(1.619)	17	(78.349)	-	-	(79.951)	-	-	(79.951)	-	(79.951)						
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.092.267)	(2.092.267)	-	(2.092.267)						
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	-	-	-	-	(1.619)	17	(78.349)	-	-	(79.951)	-	4.881.955	4.802.004	-	4.802.004						
Saldo Final al 31/12/2017	133.737.399	-	-	-	(117)	-	(265.900)	-	-	12.588.470	12.322.453	15.313.920	161.373.772	-	161.373.772						

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Cambio en otras reservas													Patrimonio atribuible a		Participaciones no controladoras	Patrimonio total				
	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Superavit de Revaluación	Reservas por diferencias de conversión	Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos			Reservas de ganancias y pérdidas en nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta		Otras reservas	Garancias acumuladas	los propietarios de la controladora							
							M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				M\$			M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2016	133.737.399	-	-	-	2.750	(424)	(111.338)	-	-	12.588.470	12.479.458	9.628.668	155.845.525	-	155.845.525						
Ajustes de Periodos Anteriores																					
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-						
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-						
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-						
Saldo Inicial Reexpresado	133.737.399	-	-	-	2.750	(424)	(111.338)	-	-	12.588.470	12.479.458	9.628.668	155.845.525	-	155.845.525						
Cambios en patrimonio																					
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	-	-	-	-	(1.248)	407	(76.213)	-	-	(77.054)	-	-	(77.054)	-	(77.054)						
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						
Saldo Final al 31/12/2016	133.737.399	-	-	-	1.502	(17)	(187.551)	-	-	12.588.470	12.402.404	10.431.965	156.571.768	-	156.571.768						

EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Estados de Flujos de Efectivo Método Directo
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016.
 (En miles de pesos - M\$)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01/01/2017 al 31/12/2017 M\$	01/01/2016 al 31/12/2016 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación		158.860.441	170.041.388
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		158.829.749	169.996.499
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		-	551
Otros cobros por actividades de operación		30.692	44.338
Clases de pagos		(132.042.810)	(137.761.752)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(121.784.009)	(125.738.856)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(8.623.138)	(7.272.804)
Otros pagos por actividades de operación		(1.635.663)	(4.750.092)
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(1.946.212)	(4.006.108)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		24.871.419	28.273.528
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Otros cobros por la venta de participaciones en negocios conjuntos, clasificados como actividades de inversión		-	(18.359)
Préstamos a entidades relacionadas		(17.123.000)	(23.336.000)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		26.000	-
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(13.520.117)	(14.053.672)
Cobros a entidades relacionadas		19.797.269	3.690.000
Dividendos recibidos, clasificados como actividades de inversión		17.705	2.337
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		1.077.285	623.416
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(9.724.858)	(33.092.278)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos, clasificados como actividades de financiación		26.000.000	33.000.000
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		26.000.000	33.000.000
Préstamos de entidades relacionadas		13.854.231	2.733.449
Reembolsos de préstamos, clasificados como actividades de financiación		(43.997.117)	(20.000.000)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(5.112.843)	(2.754.276)
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación		(3.890.468)	(11.813.582)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación		(2.315.941)	(2.047.814)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(15.462.138)	(882.223)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(315.577)	(5.700.973)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(2.007)	175.018
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(2.007)	175.018
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(317.584)	(5.525.955)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del año		5.838.917	11.364.872
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año	6	5.521.333	5.838.917

EMPRESA ELECTRICA 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.....	19
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	20
2.19	Impuesto a las ganancias	21
2.20	Reconocimiento de ingresos y gastos	21
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.....	25
3.1	Generación eléctrica	25
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	28
3.4.7	Modificaciones al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad para clientes regulados, y a la LGSE.	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.....	30
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	Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar.....	35
8	Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas	39
8.1	Accionistas.....	39
8.2	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	39
8.3	Directorio y personal clave de la gerencia	40
9	Inventarios.....	42
10	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	43
11	Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía.....	43
12	Plusvalía Comprada	44
13	Propiedades, Planta y Equipo	45
14	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos.....	47
14.1	Impuesto a la renta	47
14.2	Impuesto diferido	48
15	Otros Pasivos Financieros Corrientes y No Corrientes	48
16	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar.....	50
17	Instrumentos financieros	51
17.1	Instrumentos financieros por categoría.....	51
17.2	Valor Justo de instrumentos financieros	52
18	Provisiones.....	53
18.1	Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	53
18.2	Otras provisiones corrientes	53
18.3	Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados.....	54
18.4	Juicios y multas.....	56
18.4.1	Juicios.....	56
18.4.2	Multas	57
19	Otros Pasivos no Financieros.....	57
20	Patrimonio	58
20.1	Patrimonio neto de la Sociedad	58
20.1.1	Capital suscrito y pagado	58
20.1.2	Dividendos.....	58
20.1.3	Reservas por diferencias de conversión.....	58
20.1.4	Otras reservas	59
20.1.5	Ganancias Acumuladas.....	60
20.2	Gestión de capital	60
20.3	Restricciones a la disposición de fondos	60
21	Ingresos.....	61
22	Consumo de Materias Primas y Consumibles Utilizados	61
23	Gastos por Beneficios a los Empleados.....	62
24	Gastos por Depreciación y Amortización.....	62
25	Otros Gastos por Naturaleza.....	62
26	Resultado Financiero	63
27	Información por Segmento	63
28	Medio Ambiente	64
29	Garantías Comprometidas con Terceros.....	64
30	Cauciones Obtenidas de Terceros	65
31	Compromisos y Restricciones	65
32	Sociedades Asociadas	67
33	Información Adicional Sobre Deuda Financiera	67
34	Moneda Extranjera	69
35	Sanciones	69
36	Hechos Posteriores.....	69

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Notas a los Estados Financieros

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016.

(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 Comisión para el Mercado Financiero (CMF), ex 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 2017, 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 21 de marzo de 2018. Para estos fines, las IFRS comprenden las normas emitidas por el Consejo Internacional de Normas de Contabilidad (International Accounting Standards 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 presentes Estados Financieros, requiere el uso de estimaciones y supuestos por parte de la Administración. Estas estimaciones están basadas en el mejor saber de la Administración sobre los montos reportados, eventos o acciones a la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros. Sin embargo, es posible que acontecimientos en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja) en próximos períodos, lo que se haría, conforme a lo establecido en NIC 8, de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de estimación en los correspondientes Estados Financieros futuros. El detalle de las estimaciones y criterios contables significativos se detallan en la Nota 5.

2.3 Período cubierto

Los presentes Estados Financieros comprenden lo siguiente:

- Estados de Situación Financiera Clasificados al 31 de diciembre de 2017 y 2016.
- Estados de Resultados Integrales por Naturaleza por los años terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016.
- Estados de Cambios en el Patrimonio Neto por los años terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016.
- Estados de Flujos de Efectivo Método Directo por los años terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016.

2.4 Bases de preparación

Los Estados Financieros de la Sociedad al 31 de diciembre de 2017 y 2016 han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB").

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 2017 el valor de la participación en estas tres sociedades es de M\$170.676 y al 31 de diciembre de 2016 de M\$172.284. (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 en 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 año, las diferencias entre el tipo de cambio contabilizado y el que está vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integral.

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

Los activos y pasivos en moneda extranjera y en moneda reajutable (UF), son traducidos a los tipos de cambio o valores vigentes a la fecha de cierre de los Estados Financieros, según el siguiente detalle:

	31.12.2017	31.12.2016
	\$	\$
Dólar Estadounidense	614,75	669,47
Unidad de Fomento (UF)	26.798,14	26.347,98

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 son los siguientes:

Costos por préstamos capitalizados	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados (ver nota 26)	58.348	83.472
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización	3,17%	3,03%

- Costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$955.261 por el año terminado al 31 de diciembre de 2017 y de M\$1.000.906 por el año terminado al 31 de diciembre de 2016 (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 traspan 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 incurren.

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

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

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

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

	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificio	40-80
Plantas y equipos:	
Líneas y redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	20-40
Subestaciones	20-60
Equipo de tecnología de la información:	
Hardware	5
Instalaciones fijas y accesorios:	
Muebles y equipos de Oficina	10
Vehículos	7
Otros equipos y herramientas:	10

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

2.11 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 la nota 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 ha 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 se ha 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 deudores comerciales y otras cuentas por cobrar en el estado de situación financiera. Los superiores a 12 meses se clasifican en cuentas por cobrar no corrientes.

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 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 de haberlos, 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.

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 período; 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 período. 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 el rubro "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 o al costo.

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 5,16% 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 contabiliza 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 distribuible la Sociedad no aplicará ajustes al ítem "Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora" del Estado de Resultados Integrales. Dado lo anterior se tomarán como base los valores de dicho ítem, menos las pérdidas acumuladas, si existieran, y sobre este resultado se deducirán los dividendos distribuidos y que se distribuyan con cargo al ejercicio. Los ajustes de primera adopción a IFRS, no formarán 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 2017:

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"> - 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. - El valor libros de un activo no limita la estimación de las probables ganancias tributarias futuras. - Las estimaciones de utilidades tributarias futuras excluye las deducciones tributarias resultantes del reverso de diferencias temporarias deducibles. - Una entidad evalúa un activo por impuestos diferidos en combinación con otros activos por impuestos diferidos. Cuando las leyes tributarias restrinjan la utilización de pérdidas tributarias, una entidad debería evaluar un activo por impuestos diferidos en combinación con otros activos por impuestos diferidos del mismo tipo. 	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017
<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>	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017
Mejoras anuales ciclo 2014-2016 (NIIF 12)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017.

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"> - Clasificación y medición: Los activos financieros se clasifican sobre la base del modelo de negocio en el que se mantienen y de las características de sus flujos de efectivo contractuales. - Deterioro: Introduce un modelo de "pérdida de crédito esperada" para la medición del deterioro de los activos financieros. - Contabilidad de cobertura: Introduce un nuevo modelo que 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. - Baja en cuentas: Los requisitos para la baja en cuentas de activos y pasivos financieros se mantienen los requerimientos existentes de la NIC39 "Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición". 	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
<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.</p>
<p>NIIF 17, Contratos de Seguros</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2021</p>
Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
<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"> - Requiere el pleno reconocimiento en los estados financieros del inversor de las ganancias y pérdidas que surjan de la venta o aportación de activos que constituyen un negocio (tal como se define en la NIIF 3 Combinaciones de negocios) - Requiere el reconocimiento parcial de las ganancias y pérdidas donde los activos no constituyen un negocio, es decir, una ganancia o pérdida es reconocida sólo en la medida de los intereses de los inversores no relacionados a dicha asociada o negocio conjunto. <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 periodos 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 y NIC 28)</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018.</p>
<p>Características de prepago con compensación negativa (enmiendas a NIIF 9)</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019.</p>
<p>Participaciones de largo plazo en Asociadas y Negocios Conjuntos (enmiendas a NIC 28)</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019.</p>
<p>Mejoras anuales ciclo 2015-2017 (enmiendas a NIIF 3, NIIF 11, NIC 12 y NIC 23)</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019.</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>
<p>CINIIF 23 Incertidumbre sobre tratamiento de impuesto a las ganancias</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019</p>

Respecto de NIIF 15, la Sociedad planea adoptar la nueva norma en la fecha requerida de aplicación obligatoria, el 1 de enero de 2018 aplicando la adopción modificada de forma prospectiva. NIIF 15 es un nuevo estándar de ingresos que reemplazará todos los requisitos actuales de reconocimiento de ingresos según NIIF, la Sociedad ha realizado un trabajo de diagnóstico de los potenciales impactos en sus principales transacciones que generan ingresos, no detectando impactos significativos en los estados financieros, sin embargo, podrían afectar la contabilización de futuras transacciones o acuerdos.

En relación con NIIF 9, la Sociedad adoptará la nueva norma en la fecha requerida de aplicación obligatoria, el 1 de enero de 2018 aplicando la adopción modificada de forma prospectiva. Durante 2017 y comienzos de 2018, la Sociedad está realizando una evaluación de impacto de los tres aspectos relevantes de esta norma. Hasta la fecha en lo relacionado con a) clasificación y medición y b) contabilidad de cobertura no se prevén impactos significativos. En lo correspondiente a registro de pérdidas crediticias, la Sociedad está evaluando el impacto con los antecedentes al cierre de 2017. Debido a que la Sociedad aplicará el enfoque de transición modificado (no re-exresar la información comparativa), reconocerá cualquier efecto acumulado de la aplicación inicial de la norma como un ajuste al saldo inicial en rubro resultados acumulados en el Patrimonio.

La Sociedad se encuentra estudiando el impacto de la NIIF 16. En relación con las otras normas y enmiendas mencionadas, la Sociedad estima que no tendrán 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 del Coordinador Eléctrico Nacional, ("CEN"), quien reemplaza a los Centros 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 existían 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. Con fecha 21.11.17 se produjo la interconexión de ambos sistemas, generando el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Por otro lado, existen varios sistemas medianos (SSMM) operados por empresas integradas verticalmente, (entre ellas la relacionada Edelayesen), 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 SEN 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 CEN.

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 SEN existen tres mercados principales que se diferencian, tanto en el tipo de clientes como en el tipo de tarifa aplicable a cada uno.

- d) **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.
- e) **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.
- f) **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 Coordinador Eléctrico Nacional.

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 entre las partes.

3.3 Distribución

De acuerdo a la legislación, se considera distribución a toda la oferta de electricidad con un voltaje máximo de 23 kV.

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.

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

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

4.1.2 Variación UF

De los ingresos de la Sociedad, más de un 70% corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía (IPC). Las tarifas de ventas también incluyen otros factores de actualización, tales como el tipo de cambio y el IPC de los Estados Unidos (CPI).

Principalmente, la Sociedad mantiene deudas en UF, y no administra el riesgo de esa variación en su estado de situación financiera. El 83% de la deuda financiera está estructurada a largo plazo mediante bonos, y se encuentra denominada 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 2017 y 2016:

Tipo de Deuda	Total Deuda Financiera		Variación %	Efecto en Resultado	
	31/12/2017	31/12/2016		31/12/2017	31/12/2016
	(M\$)	(M\$)	Aumento UF	(M\$)	(M\$)
Deuda en UF (Bonos)	62.293.709	66.203.146	0,5	334.436	329.350

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 83% de la deuda financiera 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 2017 y diciembre 2016:

Capital e Intereses	Corriente				No Corriente			Totales 31/12/2017
	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\$	M\$
Bonos	11.711.556	11.461.874	11.212.193	5.937.860	850.788	11.272.490	22.119.250	74.566.011
Totales	11.711.556	11.461.874	11.212.193	5.937.860	850.788	11.272.490	22.119.250	74.566.011
Porcentualidad	16%	15%	15%	8%	1%	15%	30%	100%

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\$	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
Totales	19.785.992	11.514.824	11.269.334	11.023.848	5.838.107	8.858.960	24.808.354	93.099.419
Porcentualidad	21%	12%	12%	12%	6%	10%	27%	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 500.000, 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 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 gestionado a través de las herramientas de cobro (corte de suministro y radicación de deuda en la propiedad) que la Ley entrega a las empresas que dan 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 Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

En el siguiente cuadro comparativo a diciembre de 2017 y diciembre de 2016 se muestra la relación entre los ingresos totales y el monto de ventas y otras cuentas por cobrar vencidas o deterioradas:

Conceptos	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Ingresos operacionales (últimos 12 meses)	138.647.253	134.959.356
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas (últimos 12 meses)	1.303.830	369.808
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales	0,94%	0,27%

El aumento del año 2017 se debe principalmente a la quiebra de algunos clientes importantes del rubro forestal, que representan el 41% del valor en deterioro.

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 período.

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 2017 y 2016, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Efectivo en Caja	1.399.924	985.128
Saldo en Bancos	308.056	517.461
Otros instrumentos de renta fija	3.813.353	4.336.328
Totales	5.521.333	5.838.917

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 Otros instrumentos de renta fija es el siguiente:

Nombre empresa	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Clasificación de riesgo	Monto inversión	
				31/12/2017	31/12/2016
				M\$	M\$
Frontel	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	AAAfm/M1(cl)	-	2.144.644
Frontel	Banco Estado S.A. AGF	Fondos Mutuos	AA+fm/M1(cl)	667.155	-
Frontel	Scotia Adm. General de FMS.A. Clipper Serie B	Fondos Mutuos	AA+fm/M2(cl)	-	2.191.684
Frontel	Security S.A. AGF	Fondos Mutuos	AA+fm/M2(cl)	3.146.198	-
Totales				3.813.353	4.336.328

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

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31/12/2017	31/12/2016
		M\$	M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	5.521.184	5.838.754
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	149	163
Totales		5.521.333	5.838.917

d) La siguiente tabla detalla los cambios en los pasivos que se originan de actividades de financiamiento de la Sociedad, incluyendo aquellos cambios que representan flujos de efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo al 31 de diciembre de 2017.

	Flujos de efectivo					Cambios distintos de efectivo				31/12/2017
	31/12/2016	Reembolso de préstamos	Intereses pagados	Préstamos	Préstamos entidades relacionadas	Devengo intereses	Ajuste UF	Ajuste TC	Amortización	
Préstamos a corto plazo	13.018.200	(39.000.000)	(443.976)	26.000.000	-	425.776	-	-	-	-
Bonos	65.958.670	(4.997.117)	(1.835.772)	-	-	1.819.028	-	1.104.056	18.242	62.067.107
Préstamos en cuenta corriente	-	(5.112.843)	(36.193)	-	13.854.231	36.595	(1.275)	-	-	8.740.516
Totales	78.976.870	(49.109.960)	(2.315.941)	26.000.000	13.854.231	2.281.399	(1.275)	1.104.056	18.242	70.807.623

7 Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes, bruto	31/12/2017		31/12/2016	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto	23.309.049	-	17.396.111	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	13.516.844	4.067.041	9.683.048	4.270.151
Totales	36.825.893	4.067.041	27.079.159	4.270.151

Provisión de deterioro deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	31/12/2017		31/12/2016	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales	1.130.170	-	826.006	-
Otras cuentas por cobrar	1.367.569	-	697.451	-
Totales	2.497.739	-	1.523.457	-

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes, neto	31/12/2017		31/12/2016	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, neto	22.178.879	-	16.570.105	-
Otras cuentas por cobrar, neto	12.149.275	4.067.041	8.985.597	4.270.151
Totales	34.328.154	4.067.041	25.555.702	4.270.151

El detalle de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes facturados y no facturados o provisionados al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	31/12/2017		31/12/2016	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Facturados	20.631.140	3.428.812	20.325.781	3.175.722
Energía y peajes	9.162.629	-	12.376.716	-
Anticipos para importaciones y proveedores	234.849	-	62.774	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	-	-	210.826	-
Convenios de pagos y créditos por energía	760.076	219.525	631.479	91.252
Deudores materiales y servicios	4.530.047	-	2.219.678	-
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	4.247.972	1.328.426	3.603.068	1.017.809
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	231.620	1.871.501	233.563	2.057.020
Otros	1.463.947	9.360	987.677	9.641
No Facturados o provisionados	14.663.136	-	5.248.097	-
Energía y peajes uso de líneas eléctricas	(161.248)	-	375.645	-
Diferencias a reliquidar por nuevos decretos	7.275.010	-	(2.190.937)	-
Energía en medidores (*)	7.032.658	-	6.834.687	-
Provisión ingresos por obras	356.222	-	145.782	-
Otros	160.494	-	82.920	-
Otros (Cuenta corriente empleados)	1.531.617	638.229	1.505.281	1.094.429
Totales, Bruto	36.825.893	4.067.041	27.079.159	4.270.151
Provisión deterioro	(2.497.739)	-	(1.523.457)	-
Totales, Neto	34.328.154	4.067.041	25.555.702	4.270.151

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

Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar corrientes:

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2017 es de M\$38.395.195 y al 31 de diciembre de 2016 es de M\$29.825.853.

Otras cuentas por cobrar	31/12/2017		31/12/2016	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Convenios de pagos y créditos	760.076	219.525	631.479	91.252
Anticipos para importaciones y proveedores	234.849	-	62.774	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	356.222	-	356.608	-
Deudores materiales y servicios	4.530.047	-	2.219.678	-
Cuenta corriente al personal	1.531.617	638.229	1.505.281	1.094.429
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	4.247.972	1.328.426	3.603.068	1.017.809
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	231.620	1.871.501	233.563	2.057.020
Otros deudores	1.624.441	9.360	1.070.597	9.641
Totales	13.516.844	4.067.041	9.683.048	4.270.151
Provisión deterioro	(1.367.569)	-	(697.451)	-
Totales, Neto	12.149.275	4.067.041	8.985.597	4.270.151

- 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 2017 la Sociedad distribuye energía eléctrica a más de 348 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	322.828	48%
Comercial	13.456	18%
Industrial	2.198	12%
Otros	9.991	23%
Total	348.473	100%

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 2017 y 2016 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	31/12/2017	31/12/2016
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	7.243.702	9.092.782
Con vencimiento entre tres y seis meses	344.606	179.041
Con vencimiento entre seis y doce meses	138.982	54.956
Con vencimiento mayor a doce meses	7.051	9.765
Totales	7.734.341	9.336.544

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	33%	66%
271 a 360	63%	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 administrado a través de herramientas de cobro que establece la normativa vigente. Entre ellas, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago. 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 2017 y 2016 la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad no tiene cartera securitizada):

Tramos de morosidad	Saldo al 31/12/2017						Saldo al 31/12/2016					
	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	206.322	27.451.820	1.934	505.100	208.256	27.956.920	190.932	17.273.598	1.899	390.522	192.831	17.664.120
Entre 1 y 30 días	73.921	4.457.971	613	137.022	74.534	4.594.993	89.265	5.936.787	735	123.697	90.000	6.060.484
Entre 31 y 60 días	23.666	2.354.578	310	68.966	23.976	2.423.544	23.569	2.789.592	265	117.670	23.834	2.907.262
Entre 61 y 90 días	3.894	268.148	72	14.750	3.966	282.898	2.230	178.586	50	6.466	2.280	185.052
Entre 91 y 120 días	2.046	237.313	46	4.898	2.092	242.211	1.097	81.738	45	4.361	1.142	86.099
Entre 121 y 150 días	1.371	117.103	26	2.102	1.397	119.205	992	72.808	22	3.871	1.014	76.679
Entre 151 y 180 días	1.068	64.822	28	4.129	1.096	68.951	698	63.597	26	2.254	724	65.851
Entre 181 y 210 días	690	107.041	23	6.590	713	113.631	716	55.231	16	2.026	732	57.257
Entre 211 y 250 días	987	250.705	35	219.934	1.022	470.639	853	63.631	26	3.260	879	66.891
Más de 250 días	8.115	1.751.475	216	56.042	8.331	1.807.517	8.837	1.175.058	366	82.123	9.203	1.257.181
Totales	322.080	37.060.976	3.303	1.019.533	325.383	38.080.509	319.189	27.690.626	3.450	736.250	322.639	28.426.876

e) Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, la cartera en cobranza judicial y protestada es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 31/12/2017		Saldo al 31/12/2016	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	7	4.869	20	9.162
Documentos por cobrar en cobranza judicial	134	900.687	140	443.791
Totales	141	905.556	160	452.953

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\$
Saldo al 01 de enero de 2016	1.408.099
Aumentos (disminuciones) del año	369.808
Montos castigados	(254.450)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	1.523.457
Aumentos (disminuciones) del año	1.303.830
Montos castigados	(329.548)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	2.497.739

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 2017 y 2016, es el siguiente:

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31/12/2017 M\$	31/12/2016 M\$
Provisión cartera no repactada	1.123.352	497.892
Provisión cartera repactada	180.478	(128.084)
Castigos del año	(329.548)	(254.450)
Totales	974.282	115.358

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 2017, es el siguiente:

Accionistas	Número de acciones		Total	Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Los Ríos Limitada	305.339.515	7.406.949.985.266	7.407.255.324.781	99,3200%
Villiger Klein, Lidia Blanca	904.922	27.146.711.522	27.147.616.444	0,3600%
Inversiones Grupo Saesa Limitada	307.869	5.544.231.314	5.544.539.183	0,0700%
Municipalidad de Nueva Imperial	117.700	3.530.868.250	3.530.985.950	0,0500%
Villagran Correa, Jorge	98.041	2.941.129.501	2.941.227.542	0,0400%
Municipalidad de Freire	93.862	2.815.774.843	2.815.868.705	0,0400%
Instituto de Normalización Previsional	70.580	2.117.322.773	2.117.393.353	0,0300%
Municipalidad de Perquenco	36.519	1.095.544.641	1.095.581.160	0,0100%
Guevara Perez, Carolina	22.508	675.214.710	675.237.218	0,0100%
Fundación Gustavo Mondion Mary	19.071	572.098.931	572.118.002	0,0100%
Municipalidad de Los Angeles	18.861	565.805.480	565.824.341	0,0100%
Sucesión Graciela Pendola Villouta	12.260	367.773.562	367.785.822	0,0100%
Otros minoritarios	204.839.496	2.125.008.046	2.329.847.542	0,0400%
Totales	511.881.204	7.456.447.468.839	7.456.959.350.043	100%

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	31/12/2017		31/12/2016	
						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\$	4.440	-	3.282	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Recuperación gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	281.500	-	-	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	5.504.202	-	-	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	11.536.440	-	19.723.531	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	890	-	668	-
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\$	19.794	-	1.070	-
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	85.285	-	28.099	-
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	591	-	518	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	USD	397	-	308	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Peajes	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	6.630	-	2.237	-
76.067.075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	-	-	76.426	-
76.067.075-8	Inversiones Los Ríos 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\$	16	-	11	-
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	24.779	-	10.150	-
Totales						17.464.993	-	20.095.727	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2017		31/12/2016	
						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	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	5.173	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	4.420.313	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	4.446	-	4.446	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	4.320.203	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	17	-	32	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Materiales y Costo Personas	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.557.448	-	-	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	28.877	-	9.390	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	16.886	-	8.881	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	1.556	-	2.891	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz	UF	-	-	-	-
76.067.075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.078.073	-	3.861.938	-
76.024.762-6	Cóndor Holding SpA.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	57	-	107	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Remuneraciones Director	Menos de 90 días	Director	UF	1.997	-	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz-Molina	Remuneraciones Director	Menos de 90 días	Director	UF	1.997	-	-	-
Totales						13.431.870	-	3.898.488	-

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

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31-12-2017	31-12-2016
					M\$	M\$
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz Común	Compra/Venta de energía	(274.425)	(247.821)
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Matriz Común	Compra/Venta de energía	-	10.746
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Mantenimiento Sistema de Transmisión	(62.407)	(65.108)
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes	30.362	19.808
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz Común	Servicio Costo Personal	(2.301.782)	(2.098.541)
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	105.374	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	36.425	10.183
96.701.470-2	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	680.634	465.907
76.067.075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Chile	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	1.281	3.092
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	(7.001)	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	(22.156)	(58.488)

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 15 de mayo de 2017, el Directorio de la Sociedad procedió a elegir como Presidente del Directorio y de la Sociedad al señor Iván Díaz - Molina y como Vicepresidente al señor Jorge Lesser García - Huidobro.

Al 31 de diciembre de 2017 el Directorio de la Sociedad está compuesto por los señores: Jorge Lesser García – Huidobro, Iván Díaz - Molina, Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, 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	31/12/2017 M\$	31/12/2016 M\$
Jorge Lesser García-Huidobro	1.997	-
Iván Díaz - Molina	1.997	-
Totales	3.994	-

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 2017 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2018.

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 2017 y 2016, son las siguientes:

Director	31/12/2017 M\$	31/12/2016 M\$
Jorge Lesser García-Huidobro	24.225	28.021
Iván Díaz - Molina	24.225	28.028
Totales	48.450	56.049

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

La Sociedad cuenta actualmente con cinco ejecutivos como empleados directos. La remuneración de estos ejecutivos con cargo a resultados asciende a M\$252.486 al 31 de diciembre de 2017 y cuatro ejecutivos al 31 de diciembre de 2016 con cargo a resultados por M\$210.597.

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 semestre del año siguiente. El cargo a resultados del plan de incentivo asciende a M\$101.598 al 31 de diciembre de 2017 y M\$92.081 al 31 de diciembre de 2016.

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

Al 31 de diciembre de 2017 y al 31 de diciembre de 2016 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 2017:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	3.551.505	3.515.205	36.300
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	1.391.085	1.347.578	43.507
Totales	4.942.590	4.862.783	79.807

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
Totales	4.935.344	4.844.425	90.919

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\$37.121 para el año 2017 y un cargo de M\$69.431 para el año 2016.

Movimiento Provisión	31/12/2017 M\$	31/12/2016 M\$
Provisión del año	37.121	69.431
Aplicaciones a provisión	(48.233)	(58.185)
Totales	(11.112)	11.246

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	31/12/2017 M\$	31/12/2016 M\$
Materias primas y consumibles utilizados(*)	4.911.281	4.762.336
Otros gastos por naturaleza (**)	1.547.399	1.100.664
Totales	6.458.680	5.863.000

(*) 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 2017 ascienden a M\$4.324.478 (M\$3.843.798 en 2016) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2017 ascienden a M\$238.317 (M\$868.684 en 2016).

10 Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2017 y al 31 de diciembre de 2016, es el siguiente:

Activos por Impuesto Corriente	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Impuesto renta por recuperar	1.685.261	1.142.129
IVA Crédito fiscal por recuperar (*)	1.337.928	1.337.928
Crédito Sence	64.610	65.717
Crédito Activo Fijo	23.486	23.092
Impuesto por recuperar año anterior	1.874.594	318.584
Totales	4.985.879	2.887.450

(*) 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 2017 y al 31 de diciembre de 2016, es el siguiente:

Pasivos por Impuestos Corriente	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Iva Débito fiscal	817.135	1.334.439
Otros	25.194	17.116
Totales	842.329	1.351.555

11 Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y al 31 de diciembre de 2016, es el siguiente:

Activos Intangibles Neto	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Activos Intangibles Identificables Neto	7.506.660	7.499.801
Servidumbres	7.497.642	7.469.143
Software	9.018	30.658

Activos Intangibles Bruto	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Activos Intangibles Identificables Bruto	7.623.188	7.594.689
Servidumbres	7.497.642	7.469.143
Software	125.546	125.546

Amortización Activos Intangibles	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Activos Intangibles Identificables	(116.528)	(94.888)
Servidumbres	-	-
Software	(116.528)	(94.888)

El detalle y movimientos del activo intangible al 31 de diciembre de 2017 y al 31 de diciembre de 2016 son los siguientes:

Movimiento período 2017		Servidumbre Neto M\$	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2017		7.469.143	30.658	7.499.801
Movimientos	Otros (Activación Obras en Curso)	28.499	-	28.499
	Gastos por amortización	-	(21.640)	(21.640)
	Total movimientos	28.499	(21.640)	6.859
Saldo final al 31 de diciembre de 2017		7.497.642	9.018	7.506.660

Movimiento año 2016		Servidumbre Neto M\$	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2016		7.423.881	1.803	7.425.684
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)
Total movimientos		45.262	28.855	74.117
Saldo final al 31 de diciembre de 2016		7.469.143	30.658	7.499.801

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 2017 y al 31 de diciembre de 2016, es el siguiente:

Rut	Empresa	31/12/2017 M\$	31/12/2016 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
Totales		57.029.460	57.029.460

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 2017 y al 31 de diciembre de 2016.

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo	153.871.504	149.747.153
Terrenos	2.009.872	2.020.635
Edificios	1.704.924	1.742.541
Planta y Equipo	137.545.590	136.443.243
Equipamiento de Tecnologías de la Información	521.621	762.013
Instalaciones Fijas y Accesorios	358.931	410.547
Vehículos de Motor	1.579.790	1.185.898
Construcción en Curso	8.018.663	4.963.034
Otras Propiedades, Planta y Equipo	2.132.113	2.219.242

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	210.729.057	200.291.419
Terrenos	2.009.872	2.020.635
Edificios	2.814.471	2.751.370
Planta y Equipo	190.185.039	183.649.503
Equipamiento de Tecnologías de la Información	1.477.619	1.444.422
Instalaciones Fijas y Accesorios	859.174	820.570
Vehículos de Motor	2.294.216	1.713.621
Construcción en Curso	8.018.663	4.963.034
Otras Propiedades, Planta y Equipo	3.070.003	2.928.264

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(56.857.553)	(50.544.266)
Edificios	(1.109.547)	(1.008.829)
Planta y Equipo	(52.639.449)	(47.206.260)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(955.998)	(682.409)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(500.243)	(410.023)
Vehículos de Motor	(714.426)	(527.723)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(937.890)	(709.022)

El movimiento del rubro propiedades, planta y equipo durante los años 2017 y año 2016, es el siguiente:

Movimiento período 2017	Terrenos	Edificios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la	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 2017	2.020.635	1.742.541	136.443.243	762.013	410.547	1.185.898	4.963.034	2.219.242	149.747.153
Adiciones	-	-	1.678.835	-	-	-	9.393.803	172.202	11.244.840
Retiros Valor Bruto	(10.763)	-	(736.672)	(6.020)	(1.431)	(51.853)	-	(463)	(807.202)
Retiros y Traspaso Depreciación Acumulada	-	-	820.972	6.020	1.431	40.886	-	463	869.772
Otros (Activación Obras en Curso)	-	101.724	6.609.004	258.919	95.911	705.667	(7.820.824)	49.599	-
Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo	-	(38.623)	(1.015.631)	(219.702)	(55.876)	(73.219)	1.482.650	(79.599)	-
Gastos por depreciación	-	(100.718)	(6.254.161)	(279.609)	(91.651)	(227.589)	-	(229.331)	(7.183.059)
Total movimientos	(10.763)	(37.617)	1.102.347	(240.392)	(51.616)	393.892	3.055.629	(87.129)	4.124.351
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	2.009.872	1.704.924	137.545.590	521.621	358.931	1.579.790	8.018.663	2.132.113	153.871.504

Movimiento año 2016	Terrenos	Edificios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la	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 2016	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
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	-	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)
Total movimientos	328.563	620	9.653.847	136.534	1.735	(114.157)	(5.908.407)	347.669	4.446.404
Saldo final al 31 de diciembre de 2016	2.020.635	1.742.541	136.443.243	762.013	410.547	1.185.898	4.963.034	2.219.242	149.747.153

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 el rubro "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.
- El monto de bienes de propiedades, planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 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

- a) El gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados Integrales correspondiente a los ejercicios 31 de diciembre 2017 y 2016, es el siguiente:

Gasto por Impuestos a las Ganancias	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Gasto por impuesto corriente	565.655	1.430.248
Ajustes por impuestos corrientes de años anteriores	(125.948)	27.417
Gasto por impuestos corriente, neto, total	439.707	1.457.665
Gasto por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	2.430.218	2.393.250
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	2.430.218	2.393.250
Gasto por impuesto a las ganancias, operaciones continuadas	2.869.925	3.850.915

Impuestos a las ganancias relacionado con otro resultado integral	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(31.628)	(28.178)
Impuestos a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral	(31.628)	(28.178)

- 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 2017 y 2016, es la siguiente:

Conciliación de la ganancia contable multiplicada por las ganancias impositivas aplicables	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Ganancia Contable antes de Impuesto	9.844.147	16.813.154
Total de (gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (25,5% en 2017-24% en 2016)	(2.510.257)	(4.035.157)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	191.452	214.155
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) imponible	(340.168)	(387.052)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	(438.299)	(13.687)
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	227.347	370.826
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	(359.668)	184.242
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(2.869.925)	(3.850.915)
Tasa impositiva efectiva	29,15%	22,90%

14.2 Impuesto diferido

a) El detalle de saldos de los impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Diferencias temporarias	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a propiedades, plantas y equipo	-	-	8.580.554	5.396.211
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	59.080	91.103	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión cuentas incobrables	674.390	403.716	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	126.001	107.332	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión obsolescencia	21.548	23.184	-	-
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	493.537	429.748	-	-
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	74.569	90.787	-	-
Impuestos diferidos relativos a gastos financieros	-	-	66.312	64.310
Impuestos diferidos relativos a pérdida fiscales	361.477	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	287.503	249.054	-	-
Impuestos diferidos otras provisiones	2.355	2.350	50.289	134.858
Total Impuestos Diferidos	2.100.460	1.397.274	8.697.155	5.595.379

b) El movimiento de los rubros de Impuestos Diferidos de los estados de situación financiera al 31 diciembre de 2017 y al 31 de diciembre de 2016, es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2016	1.196.355	3.029.388
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	-
Saldo al 31 de diciembre de 2016	1.397.274	5.595.379
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	671.558	3.101.776
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	31.628	-
Saldo al 31 de diciembre de 2017	2.100.460	8.697.155

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 2017 y 2016, es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) intereses	31/12/2017		31/12/2016	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos bancarios	-	-	13.018.200	-
Bonos	10.372.313	51.694.794	5.273.442	60.685.228
Totales	10.372.313	51.694.794	18.291.642	60.685.228

b) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con Instituciones Bancarias al 31 de diciembre de 2016, 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					Total 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		
									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\$					
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,35%	Mensual	-	13.018.200	13.018.200	-	-	-	-	-	-	-
Totales						-	13.018.200	13.018.200	-	-	-	-	-	-	-

Al 31 de diciembre de 2017 no presenta saldo.

c) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa nominal	Garantía	31 de diciembre de 2017									
					Corriente			No Corriente					Total 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		
								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\$				
Chile	UF	Semestral	3,2%	SIN	211.859	-	211.859	-	-	-	-	-	26.570.001	26.570.001
Chile	UF	Semestral	2,5%	SIN	-	10.160.454	10.160.454	10.050.546	10.049.576	5.024.671	-	-	-	25.124.793
Totales					211.859	10.160.454	10.372.313	10.050.546	10.049.576	5.024.671	-	-	26.570.001	51.694.794

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa nominal	Garantía	31 de diciembre de 2016									
					Corriente			No Corriente					Total 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		
								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\$				
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	
Totales					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

d) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre de 2017									
					Corriente			No Corriente					Total 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		
								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\$				
FRONTEL	BONO SERIE G/ N°663	UF	3,2%	SIN	211.859	-	211.859	-	-	-	-	-	26.570.001	26.570.001
FRONTEL	BONO SERIE C/ N°662	UF	2,5%	SIN	-	10.160.454	10.160.454	10.050.546	10.049.576	5.024.671	-	-	-	25.124.793
Totales					211.859	10.160.454	10.372.313	10.050.546	10.049.576	5.024.671	-	-	26.570.001	51.694.794

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre de 2016									
					Corriente			No Corriente					Total 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		
								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\$				
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	
Totales					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

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 2017 y 2016, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/2017 M\$	31/12/2016 M\$
Cuentas por pagar comerciales	23.626.233	15.193.912
Otras cuentas por pagar	2.428.771	2.069.010
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	26.055.004	17.262.922

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/2017 M\$	31/12/2016 M\$
Proveedores por compra de energía	14.989.388	11.352.216
Cuentas por pagar bienes y servicios	8.636.845	3.841.696
Dividendos por pagar	25.218	38.154
Cuentas por pagar instituciones fiscales	375	127.240
Otras cuentas por pagar	2.403.178	1.903.616
Totales acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	26.055.004	17.262.922

El detalle por vencimiento de cuentas por pagar comerciales al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Proveedores con pago al día	Saldo al 31/12/2017				Saldo al 31/12/2016			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	978.166	18.826.298	3.821.769	23.626.233	1.031.105	13.501.746	661.061	15.193.912
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales	978.166	18.826.298	3.821.769	23.626.233	1.031.105	13.501.746	661.061	15.193.912

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 2017	Préstamos y	Activos a valor	Totales
	cuentas por cobrar	razonable con cambio en resultados	
	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	38.395.195	-	38.395.195
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	17.464.993	-	17.464.993
Efectivo y equivalentes al efectivo	1.707.980	3.813.353	5.521.333
Totales	57.568.168	3.813.353	61.381.521

Al 31 de diciembre de 2016	Préstamos y	Activos a valor	Totales
	cuentas por cobrar	razonable con cambio en resultados	
	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales 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
Totales	51.424.169	4.336.328	55.760.497

b) Pasivos Financieros

Al 31 de diciembre de 2017	Préstamos y	Totales
	cuentas por pagar	
	M\$	M\$
Otros Pasivos Financieros Corrientes y no corrientes (préstamos que devengan intereses)	62.067.107	62.067.107
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	26.055.004	26.055.004
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	13.431.870	13.431.870
Totales	101.553.981	101.553.981

Al 31 de diciembre de 2016	Préstamos y	Totales
	cuentas por pagar	
	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
Totales	100.138.280	100.138.280

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 31/12/2017	<i>Valor Libro</i> M\$	<i>Valor Justo</i> M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	1.399.924	1.399.924
Saldo en Bancos	308.056	308.056
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	34.328.154	34.328.154

Pasivos Financieros - al 31/12/2017	<i>Valor Libro</i> M\$	<i>Valor Justo</i> M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Bonos	62.067.107	64.254.922

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) Los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes así como cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corresponden a saldos por cobrar asociados a venta de energía, los cuales tienen un horizonte de cobro de corto plazo y por otro lado, no presentan un mercado formal donde se transen. De acuerdo a lo anterior, la valoración a costo o costo amortizado en una buena aproximación del Fair Value.
- 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 2017 y 2016, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corriente	
	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	466.671	420.909
Provisión por beneficios anuales	1.611.151	1.481.647
Totales	2.077.822	1.902.556

b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Provisiones	Por vacaciones del personal M\$	Por beneficios anuales M\$	Totales M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2017	420.909	1.481.647	1.902.556
Movimientos en provisiones			
Incremento (decremento) en provisiones existentes	217.900	1.566.630	1.784.530
Provisión utilizada	(172.138)	(1.437.126)	(1.609.264)
Total movimientos en provisiones	45.762	129.504	175.266
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	466.671	1.611.151	2.077.822

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

18.2 Otras provisiones corrientes

a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Otras Provisiones a corto plazo	Corriente	
	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Otras provisiones *	1.521.189	470.096
Totales	1.521.189	470.096

* Principalmente provisiones de multas y juicios

b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Provisiones	Por reclamaciones legales M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2017	470.096
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	1.006.055
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	55.854
Provisión utilizada	(10.816)
Total movimientos en provisiones	1.051.093
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	1.521.189

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

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 2017 y 2016, es el siguiente:

Provisiones no corrientes, Indemnización por años de servicio	31/12/2017 M\$	31/12/2016 M\$
Indemnización por años de servicio	2.960.508	2.846.080
Totales	2.960.508	2.846.080

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante los años 2017 y 2016, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2017	2.846.080
Costo por intereses	100.730
Costo del servicio del período	237.016
Pagos en el período	(333.240)
Variación actuarial por cambio de tasa	(94.266)
Variación actuarial por experiencia	204.188
Saldo al 31 de diciembre de 2017	2.960.508

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2016	2.437.845
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
Saldo al 31 de diciembre de 2016	2.846.080

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

Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	31/12/2017 M\$	31/12/2016 M\$
Costo por intereses	100.730	119.508
Costo del servicio del período	237.016	235.553
Total Gasto reconocido en el estado de resultados	337.746	355.061
Pérdida actuarial neta plan de beneficios definidos	109.922	104.251
Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	447.668	459.312

d) Hipótesis actuariales utilizadas al 31 de diciembre de 2017.

Tasa de descuento (nominal)	5,16%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	4,5%
Tablas de mortalidad	CB H 2014 / R V M 2014
Tasa de rotación	2,0%
Edad de retiro	65 H/ 60 M

e) Sensibilizaciones

Sensibilización de tasa de descuento

Al 31 de diciembre de 2017, 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	334.610	(279.693)

Sensibilización de tasa esperada de incremento salarial

Al 31 de diciembre de 2017, 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	(284.422)	333.202

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	N° Rol	Origen	Etapa Procesal	Monto M\$
FRONTEL	4° Juzgado Civil de Santiago	37020-2010	Indemnización de perjuicios (CELCO con FRONTEL).	Casación	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	26.798
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 de perjuicios (Sierra Nevada con FRONTEL).	Causa archivada	64.891
FRONTEL	Juzgado Letras de Sta. Bárbara	C-151-2014	Alzamiento de gravamen de hecho (Rikli con FRONTEL).	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
FRONTEL	1° Juzgado de Letras de Osorno	C-20-2016	Cobro de pesos (Recursos Humanos con FRONTEL).	Pendiente en segunda 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	1° Juzgado Civil de Temuco	C-1535-2016	Vergara Pamela con FRONTEL (indemnización de perjuicios/contractual).	Causa archivada	50.250
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Temuco	C-3256-2016	Indemnización de perjuicios (Pincheira con FRONTEL).	Pendiente en primera instancia	26.798
FRONTEL	2° Juzgado Civil de Temuco	4580-2016	Cobro de pesos (Fisco con FRONTEL).	Pendiente en primera instancia	9.539
FRONTEL	3° 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 de perjuicios, ley indígena (servidumbre) (López con FRONTEL).	Pendiente en primera instancia	90.400
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Temuco	269-2017	Indemnización de perjuicios, ley indígena (servidumbre) (Curaqueo con FRONTEL).	Pendiente en primera instancia	131.000
FRONTEL	3° Juzgado Civil de Temuco	C-6743-2015	Indemnización de perjuicios incendio (Barriga con FRONTEL).	Causa archivada	106.000
FRONTEL	Juzgado de Letras de Laja	C-115-2017	Indemnización de perjuicios tala de árboles (Ariagada con FRONTEL).	Pendiente en primera instancia	248.000
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Temuco	C-852-2017	Indemnización de perjuicios incendio (Morales con FRONTEL).	Pendiente en primera instancia	35.000
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Osorno	C-2229-2017	Indemnización de perjuicios Daños tala (Leonelli con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	13.680
FRONTEL	Juzgado de Letras de Santa Juana	C-30-2017	Indemnización perjuicios por responsabilidad extracontractual. Servidumbre. (Romero con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	95.000
FRONTEL	Juzgado de Policía Local de Purén	20817-2017	Consumidor. Aumento Facturación (demanda con FRONTEL).	Pendiente en primera instancia	1.879
FRONTEL	Juzgado de Policía Local de Lebu	57909-2017	Consumidor. Venta por menor (Painemil con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	1.104
FRONTEL	Juzgado de Policía Local de Carahue	108.230-2017	Consumidor. Calidad suministro (Mondaca con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	18.800
FRONTEL	Juzgado de Policía Local de Carahue	33327-2017	Consumidor. Calidad Suministro (Saez y otros con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	19.635
FRONTEL	Juzgado de Policía Local de Traiguén	30894-2017	Consumidor. Calidad Suministro (Echeverría con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	12.201
FRONTEL	Juzgado de Letras y Garantía de Nacimiento	C-287-2016	Servidumbre (Gaete con FRONTEL).	Pendiente en primera instancia	10.000
FRONTEL	2° Juzgado Civil de Temuco	C-5015-2017	Demanda colectiva por ley del consumidor. Temporales Agosto (CONADECUS con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
FRONTEL	2° Juzgado Civil de Osorno	C-2228-2017	Demanda colectiva por ley del consumidor. Temporales de junio (SERNAC con FRONTEL).	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
FRONTEL	Juzgado Policía Local de Florida	966-2017	Consumidor. Calidad Suministro (Paredes con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
FRONTEL	Juzgado Tributario y Aduanero de Los Lagos	GR-12-00030-2017	Reclamación de Liquidación Tributaria (FRONTEL con SII)	Recurso de Casación en el Fondo, ingresó a la Corte Suprema para su revisión y fallo definitivo.	34.608

Al 31 de diciembre de 2017, 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 2017, las multas cursadas a la Sociedad y aún pendientes de resolución, son las siguientes:

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
FRONTEL	Res. Ex. 19.959 de fecha 14.08.2017	SEC	Temporales Junio. Calidad de Servicio	Pendiente Recurso de Reposición	37.578
FRONTEL	Res. Ex. 19954 de fecha 14.08.2017	SEC	Temporales Junio. Calidad de Servicio	Pendiente Recurso de Reposición	23.486
FRONTEL	Res. Ex. 21601 de fecha 05.12.2017	SEC	Calidad Suministro	Pendiente Recurso de Reposición	23.486
FRONTEL	Res. Ex. 21.752 de fecha 28.12.2017	SEC	Indices de continuidad de suministro	Pendiente Recurso de Reposición	166.093
FRONTEL	Res. Ex. 21.756 de fecha 29.12.2017	SEC	Temporales 13 y 14 de agosto de 2017	Pendiente Recurso de Reposición	70.458
Multas pendientes de resolución de años anteriores					
FRONTEL	Res. Ex. 1288 de fecha 11.09.2007	SEC	Información e instrucciones no cumplidas.	Pendiente Recurso de Reposición - Decaimiento AA	8.455
FRONTEL	Res. Ex.11751 de fecha 29.12.2015	SEC	Indices de continuidad de suministro.	Reclamo ilegalidad	310.297

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 2017 y 2016, es el siguiente:

Otros pasivos No Financieros	Corriente		No corriente	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$	M\$	M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	10.449.676	8.200.725	-	-
Otras obras de terceros	2.238.403	2.146.307	-	-
Ingreso anticipado por ventas de peajes	15.667	15.667	270.251	285.918
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	21.315	19.335
Totales	12.703.746	10.362.699	291.566	305.253

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 2017 y 2016 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 27 de abril de 2017 en Junta Ordinaria de Accionistas se aprobó el pago de un dividendo final de \$0,0005214822 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016.

Lo anterior significó un pago total de M\$3.888.672 por este concepto. Los dividendos señalados, fueron pagados a partir del día 27 de mayo de 2017, a los Accionistas que figuraban inscritos en el Registro de Accionistas al quinto día hábil anterior a la fecha de pago.

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.

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 2017 y 2016, es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	1.083	1.577
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	(145)	-
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	(1.055)	(75)
Totales	(117)	1.502

La reserva de conversión, proviene de las diferencias de cambio que se originan en la conversión de la asociada SGA y de STN (filial de la relacionada Saesa) y STC (filial de la relacionada 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 2017 y 2016 son los siguientes:

Saldos al 31 de diciembre de 2017:

	Saldo al 01 de enero de 2017	Reservas por diferencias de conversión enero a diciembre de 2017	Reservas de cobertura	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales	Saldo al 31 de diciembre de 2017
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	1.502	(1.619)	-	-	(117)
Reservas de cobertura netas de impuestos diferidos	(17)	-	17	-	-
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales netas de impuestos diferidos	(187.551)	-	-	(78.349)	(265.900)
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
Totales	12.402.404	(1.619)	17	(78.349)	12.322.453

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 2016:

	Saldo al 01 de enero de 2016	Reservas por diferencias de conversión enero 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
Totales	12.479.458	(1.248)	407	(76.213)	12.402.404

20.1.5 Ganancias Acumuladas

Los saldos de Ganancias Acumuladas al 31 de diciembre de 2017 y 2016, son los siguientes:

Saldos al 31 de diciembre de 2017:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera adopción no realizados M\$	Ganancia acumulada M\$
Saldo Inicial al 01/01/2017	10.200.192	231.773	10.431.965
Ganancia atribuibles a los propietarios de la controladora	6.974.222	-	6.974.222
Provisión dividendo mínimo del año	(2.092.267)	-	(2.092.267)
Saldo final al 31/12/2017	15.082.147	231.773	15.313.920

La utilidad distributable del año 2017, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2017, esto es M\$6.974.222.

Saldos al 31 de diciembre de 2016:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera adopción no realizados M\$	Ganancia acumulada M\$
Saldo Inicial al 01/01/2016	9.396.895	231.773	9.628.668
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)
Saldo final al 31/12/2016	10.200.192	231.773	10.431.965

La utilidad distributable del año 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.

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 31.

21. Ingresos

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Ingresos Ordinarios	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Venta de Energía	123.949.454	118.939.846
Otras Prestaciones y Servicios	2.684.940	2.899.127
Apoyos	78.724	91.995
Arriendo de medidores	365.682	373.047
Cortes y reposición	569.951	696.996
Pagos fuera de plazo	1.437.543	1.513.704
Otros	233.040	223.385
Total Ingresos Ordinarios	126.634.394	121.838.973

Otros Ingresos, por naturaleza	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Construcción de obras y trabajos a terceros	3.493.680	5.313.971
Venta de materiales y equipos	1.712.075	1.959.850
Arrendamientos	449.469	420.764
Intereses créditos y préstamos	185.595	176.786
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	4.911.633	4.544.103
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	409.668	435.233
Otros ingresos	850.739	269.676
Total Otros ingresos, por naturaleza	12.012.859	13.120.383

22. Consumo de Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Compras de energía y peajes	80.147.096	74.828.762
Consumo de materiales	4.911.281	4.762.336
Totales	85.058.377	79.591.098

23. Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	11.501.508	10.612.861
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	1.158.054	1.040.070
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	354.101	481.508
Activación costo de personal (ver nota 2.10)	(955.261)	(1.000.906)
Totales	12.058.402	11.133.533

24. Gastos por Depreciación y Amortización

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Gastos por Depreciación y Amortización	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Depreciaciones	7.183.059	6.954.022
Amortizaciones de intangibles	21.640	21.641
Totales	7.204.699	6.975.663

25. Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Operación y mantenimiento sistema eléctrico	9.764.044	5.751.899
Mantenimiento medidores, ciclo comercial	4.016.554	3.541.675
Operación vehículos, viajes y viáticos	599.574	448.315
Arriendo Maquinarias, equipos e Instalaciones	77.274	149.761
Provisiones y castigos	1.113.760	347.053
Gastos de administración	3.529.668	2.254.585
Egresos por construcción de obras a terceros	2.315.137	4.122.267
Otros gastos por naturaleza	811.244	903.603
Total Otros Gastos por Naturaleza	22.227.255	17.519.158

26. Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y costos financieros al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Resultado Financiero	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	166.122	402.047
Otros ingresos financieros	831.135	479.181
Total Ingresos Financieros	997.257	881.228
Gastos por préstamos bancarios	(425.776)	(228.885)
Gastos por bonos	(1.837.270)	(1.797.894)
Otros gastos financieros	(96.829)	(151.880)
Activación gastos financieros (ver nota 2.10)	58.348	83.472
Total Costos Financieros	(2.301.527)	(2.095.187)
Resultado por unidades de reajuste	(1.018.541)	(1.725.441)
Diferencias de cambio	5.991	(941)
Positivas	6.820	37
Negativas	(829)	(978)
Total Resultado Financiero	(2.316.820)	(2.940.341)

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 2017 y 2016, es el siguiente:

Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/12/2017 M\$	31/12/2016 M\$
Evaluación plan de manejo	Inversión	12.024	17.927
Asesorías medioambientales	Costo	853	603
Gestión de residuos	Costo	2.652	819
Reforestaciones	Inversión	34.407	18.432
Otros gastos medioambientales	Costo	463	1.007
Proyectos de inversión	Inversión	98.234	51.816
Totales		148.633	90.604

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 2017 son las siguientes, según beneficiario relevante:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Activos comprometidos		Valor de la Garantía M\$	Fecha de Liberación de Garantía	
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda		2018 M\$	2019 M\$
Gobierno Regional de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.205.272	2.835.224	1.370.048
Gobierno Regional del Bío Bío	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	3.630.058	2.538.651	1.091.407
Ilustre Municipalidad de Cañete	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	955	955	-
Municipalidad de Curanilahue	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	599	599	-
Municipalidad de Los Alamos	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.500	4.500	-
Municipalidad de Tucapel	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	25.496	25.496	-
Ilustre Municipalidad de Vilcún	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	1.000	1.000	-
Director Regional de Validad	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	6.833	6.833	-
Director Regional de Validad Región de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	100.964	100.964	-
Director Regional de Validad Region del Bío Bío	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	96.695	82.333	14.363
Ilustre Municipalidad de Lota	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	61.711	61.711	-
Totales					8.134.082	5.658.265	2.475.817

30. Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2017, 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\$1.176.422 (M\$408.578 en 2016).

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 2017 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 2017 este indicador es de 2,93.

- 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 2017 este indicador es de 14,17.

Al 31 de diciembre de 2017 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 2017 este indicador es de 2,93.

- 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 2017 este indicador es de 14,17.

Al 31 de diciembre de 2017 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 2017 este indicador es de 0,81.
- 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 distribuyó 931 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad ha distribuido 941 GWh por los anteriores 12 meses móviles (enero 2017 - diciembre 2017). Adicionalmente, en 2017 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre 2017, 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 %	Saldo al	Resultado	Dividendos	Reserva patrimonio	Subtotal	Utilidad	
			01/01/2017	del ejercicio				no realizada	Total
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	241.941.817	0,09956%	150.098	14.799	(14.893)	(1.167)	148.837	-	148.837
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	8	0,10460%	16.589	2.968	(2.450)	4	17.111	-	17.111
Sociedad Generadora Austral S.A.	142.740	0,10000%	5.597	1.454	(1.829)	(494)	4.728	-	4.728
Totales			172.284	19.221	(19.172)	(1.657)	170.676	-	170.676

Nombre	Número de acciones	Porcentaje participación %	Saldo al	Resultado	Dividendos	Reserva patrimonio	Subtotal	Utilidad	
			01/01/2016	del ejercicio				no realizada	Total
			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
Totales			141.915	14.243	(4.259)	20.385	172.284	-	172.284

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					
			Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años			
			Más de 90 días			Más de 1 año	Más de 2 años	Más de 3 años	Más de 4 años	Más de 5 años al 31/12/2016	
			Hasta 90 días	hasta 1 año	al 31/12/2016	hasta 2 años	hasta 3 años	hasta 4 años	hasta 5 años		
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
Chile	CLP	0,35%	-	13.027.300	13.027.300	-	-	-	-	-	-
Totales			-	13.027.300	13.027.300	-	-	-	-	-	-

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Electiva	Tasa de Interés Nominal	Corriente			No Corriente				
								Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		
								Más de 90 días			Más de 1 año	Más de 2 años	Más de 3 años	Más de 4 años	Más de 5 años al 31/12/2016
								Hasta 90 días	hasta 1 año	al 31/12/2016	hasta 2 años	hasta 3 años	hasta 4 años	hasta 5 años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	SCOTIABANK	Chile	CLP	0,35%	0,35%	-	13.027.300	13.027.300	-	-	-	-	-
Totales								-	13.027.300	13.027.300	-	-	-	-	-

Al 31 de diciembre de 2017 no presenta saldo.

b) Bonos

- Resumen de Bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente						
			Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años				
			Más de 90 días			al 31/12/2017	Más de 1 año	Más de 2 años	Más de 3 años	Más de 4 años		
			Hasta 90 días	hasta 1 año	hasta 2 años		hasta 3 años	hasta 4 años	hasta 5 años	Más de 5 años	al 31/12/2017	
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
Chile	UF	2,50%	-	10.860.768	10.860.768	10.611.086	10.361.405	5.087.072	-	-	26.059.563	
Chile	UF	3,20%	425.394	425.394	850.788	850.788	850.788	850.788	850.788	33.391.740	36.794.892	
Totales			425.394	11.286.162	11.711.556	11.461.874	11.212.193	5.937.860	850.788	33.391.740	62.854.455	

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente						
			Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años				
			Más de 90 días			al 31/12/2016	Más de 1 año	Más de 2 años	Más de 3 años	Más de 4 años		
			Hasta 90 días	hasta 1 año	hasta 2 años		hasta 3 años	hasta 4 años	hasta 5 años	Más de 5 años	al 31/12/2016	
			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	
Totales			418.248	6.340.444	6.758.692	11.514.824	11.269.334	11.023.848	5.838.107	33.667.314	73.313.427	

- Individualización de bonos

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Electiva	Tasa de Interés Nominal	Corriente			No Corriente						
								Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años				
								Más de 90 días			al 31/12/2017	Más de 1 año	Más de 2 años	Más de 3 años	Más de 4 años		
								Hasta 90 días	hasta 1 año	hasta 2 años		hasta 3 años	hasta 4 años	hasta 5 años	Más de 5 años	al 31/12/2017	
			M\$	M\$	M\$	M\$	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%	-	10.860.768	10.860.768	10.611.086	10.361.405	5.087.072	-	-	26.059.563	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	BONO SERIE G/N°663	Chile	UF	3,24%	3,20%	425.394	425.394	850.788	850.788	850.788	850.788	850.788	33.391.740	36.794.892	
Totales								425.394	11.286.162	11.711.556	11.461.874	11.212.193	5.937.860	850.788	33.391.740	62.854.455	

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Electiva	Tasa de Interés Nominal	Corriente			No Corriente						
								Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años				
								Más de 90 días			al 31/12/2016	Más de 1 año	Más de 2 años	Más de 3 años	Más de 4 años		
								Hasta 90 días	hasta 1 año	hasta 2 años		hasta 3 años	hasta 4 años	hasta 5 años	Más de 5 años	al 31/12/2016	
			M\$	M\$	M\$	M\$	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	33.667.314	37.013.298	
Totales								418.248	6.340.444	6.758.692	11.514.824	11.269.334	11.023.848	5.838.107	33.667.314	73.313.427	

34. Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2017 M\$	31/12/2016 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Dólar	Peso chileno	149	163
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	U.F.	Peso chileno	466.905	357.145
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Dólar	Peso chileno	397	308
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			467.451	357.616
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	Peso chileno	2.669.125	2.638.335
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			2.669.125	2.638.335
TOTAL ACTIVOS			3.136.576	2.995.951
PASIVOS				
PASIVOS CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros Corrientes	U.F.	Peso chileno	10.372.313	5.273.442
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	U.F.	Peso chileno	3.994	-
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			10.376.307	5.273.442
PASIVOS NO CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	U.F.	Peso chileno	51.694.794	60.685.228
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES			51.694.794	60.685.228
TOTAL PASIVOS			62.071.101	65.958.670

35. Sanciones

Durante el período terminado al 31 de diciembre de 2017, la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), ex Superintendencia de Valores y Seguros en su Resolución Exenta N° 1.080 de fecha 9 de marzo de 2017, aplicó Sanción de Censura a la Sociedad por envío fuera de plazo de la lista de accionistas según lo requiere la Sección III de la Circular N° 1.481 de 2000. La Sociedad no presentó reclamación judicial.

En relación con las sanciones aplicadas por otras autoridades a la Sociedad, las sanciones relevantes se encuentran en la Nota 18.4.2 Multas.

36. Hechos Posteriores

En el período comprendido entre el 1 de enero de 2018 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 2017

I. Análisis del Estado de Situación Financiera

	Dic-17 MM\$	Dic-16 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Activos corrientes	67.276	59.428	7.848	13%
Activos no corrientes	224.746	220.116	4.630	2%
Total activos	292.022	279.544	12.478	4%
Pasivos corrientes	67.004	53.540	13.464	25%
Pasivos no corrientes	63.644	69.432	(5.788)	(8%)
Patrimonio	161.374	156.572	4.802	3%
Total pasivos y patrimonio	292.022	279.544	12.478	4%

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM\$12.478 respecto de diciembre de 2016, explicado por un aumento en los Activos corrientes de MM\$7.848 y en los Activos No Corrientes de MM\$4.630.

La variación positiva de los Activos corrientes es originada principalmente por:

- a) Aumento en Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes (MM\$8.772), principalmente por diferencias pendientes de reliquidar con el Sistema Eléctrico y/o clientes (que en este caso resultaron por cobrar por parte de la Sociedad), cuya forma de cancelación y monto son instruidas a través de decretos emitidos por el Regulador Eléctrico. Estos ajustes persiguen equiparar los precios de las tarifas del cliente residencial a nivel nacional o bien premiar sectores con generación instalada, entre otros.
- b) Aumento de los Activos por impuestos corrientes (MM\$2.098), principalmente por mayor impuesto a la renta por recuperar (MM\$2.099).

Lo anterior, compensado parcialmente con:

- a) Disminución en Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas (MM\$2.631), principalmente por disminución préstamos otorgados a empresas relacionadas (STS).

La variación positiva del ítem de Activos no corrientes, se explica por un aumento en Propiedades, planta y equipo (MM\$4.124) 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\$7.676 respecto de diciembre de 2016, explicado principalmente por un aumento en los Pasivos corrientes de MM\$13.464 y una disminución de Pasivos no corrientes de MM\$5.788.

La variación positiva de los Pasivos corrientes se explica principalmente por:

- a) Aumento en Cuentas por pagar a entidades relacionadas (MM\$9.533), por préstamos corrientes con las sociedades relacionadas Sociedad Austral de Electricidad S.A. e Inversiones Eléctricas del Sur S.A., sociedades que centralizan los flujos del grupo para entregar a las empresas que los requieran, principalmente por inversiones en activo fijo.
- b) Aumento en Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar (MM\$8.792), principalmente por facturas de proveedores que no terminaron el ciclo de compra, así como también pagos pendientes de reliquidar con el Sistema Eléctrico por diferencias que persiguen equiparar las tarifas de compra de energía del cliente a nivel nacional.

Lo anterior compensado parcialmente por disminución en Otros pasivos financieros (MM\$7.919), principalmente por reducción de préstamos bancarios de corto plazo.

La disminución de los Pasivos no corrientes, se explica principalmente por la disminución en Otros pasivos financieros (MM\$ 8.990), por traspaso al corriente de cuota de capital de los bonos Serie C y compensado parcialmente por la actualización del IPC.

Lo anterior, compensado parcialmente por Aumento en Pasivo por impuestos diferidos (MM\$ 3.102), debido principalmente a mayores diferencias temporales originada por la comparación entre bases tributarias y financieras que afectan a Propiedades, planta y equipo.

3) Patrimonio

Esta sección presenta un aumento de MM\$4.802 respecto de diciembre de 2016, principalmente por el resultado del periodo (MM\$ 6.974); compensado parcialmente por provisión de dividendo mínimo (MM\$ 2.092).

Principales Indicadores:

		Unidad	Dic-17	Dic-16	Var. %
Liquidez	Liquidez corriente (1)	Veces	1,0	1,1	(9,5%)
	Razón ácida (2)	Veces	0,9	1,0	(8,6%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio neto (3)	Veces	0,8	0,8	3,1%
	Cobertura gastos financieros (4)	Veces	8,4	12,4	-32,2%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda total (5)	%	51,3%	43,5%	17,8%
	Deuda LP / Deuda total (6)	%	48,7%	56,5%	(13,7%)
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM\$	11.294	11.769	(4,0%)
	Rotación de inventarios (7)	Veces	2,3	2,4	(2,5%)
	Permanencia de inventarios (8)	Días	157	153	2,3%
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	75,9	67,1	13,2%
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (10)	MM\$	26.716	25.899	3,2%
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio (anualizado) (11)	%	4,39%	8,30%	(47,1%)
	Rentabilidad del activo (anualizado) (12)	%	2,44%	4,80%	(49,1%)
	Rendimiento activos operacionales (anualizado) (13)	%	7,97%	13,38%	(40,4%)
	Utilidad por acción (14)	\$	0,0009	0,0017	(46,2%)

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-17 MM\$	Dic-16 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Ingresos de explotación	138.647	134.959	3.688	3%
Materias primas y consumibles utilizados	(85.058)	(79.591)	(5.467)	7%
Margen de contribución	53.589	55.368	(1.779)	(3%)
Gasto por beneficio a los empleados	(12.058)	(11.134)	(924)	8%
Otros gastos por naturaleza	(22.227)	(17.519)	(4.708)	27%
Resultado bruto de explotación	19.303	26.715	(7.412)	(28%)
Gasto por depreciación y amortización	(7.204)	(6.976)	(228)	3%
Resultado de explotación	12.099	19.739	(7.640)	(39%)
Resultado financiero	(2.317)	(2.940)	623	(21%)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de la participación	19	14	5	35%
Otras ganancias (pérdidas)	43	(1)	44	(6695%)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	9.844	16.813	(6.969)	(41%)
Gasto por impuestos a las ganancias	(2.870)	(3.851)	981	(25%)
Ganancia (pérdida)	6.974	12.962	(5.988)	(46%)
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	6.974	12.962	(5.988)	(46%)

1) Resultado de Explotación

El Resultado de explotación disminuyó respecto del mismo periodo del año anterior en MM\$7.640, lo que se explica por:

a) Menor Margen de contribución por MM\$1.779 debido a:

- Menor margen de distribución (MM\$1.328) por entrada en vigor de las nuevas tarifas de VAD que disminuyó aumentó los ingresos de la Sociedad en MM\$811 (de estos MM\$162 corresponde al período Nov-Dic 2016), mayores pérdidas de energía. Adicionalmente en el año 2016 se realizaron reliquidaciones de años anteriores, lo que mejoró el margen de ese periodo; lo anterior compensado parcialmente por incremento en venta de energía (1,1%).
- Menores otros ingresos (MM\$1.108), principalmente por menores ingresos por construcción de Obras y trabajos a terceros por MM\$1.820 (que se correlaciona con menores gastos por un monto similar) compensado

parcialmente con mejores ventas al detalle de productos y otros por MM\$949.

- Lo anterior compensado parcialmente por mayores ingresos en Transmisión Zonal y Dedicada (MM\$ 721), principalmente por mayores retiros de las distribuidoras (peajes) en comparación con el mismo periodo del año anterior y menores pérdidas de energía en el sistema de transmisión que permiten un uso más eficiente.
- b) Mayores Gastos del personal (MM\$924), principalmente por indexación por IPC e incremento en la dotación de personas.
- c) Mayores Otros gastos por naturaleza (MM\$4.708), asociado principalmente:
- Gastos por Operación y mantenimiento del sistema eléctrico (MM\$ 4.012), por mayores actividades de mantenimientos correctivos, control de vegetación y emergencias climáticas ocurridas durante el año que requirieron una alta demanda de recursos, así como el pago de compensaciones por suministro eléctrico derivadas de los cortes relacionados principalmente por esas emergencias climáticas, principalmente.
 - Mayor provisión de incobrables, especialmente por quiebra de clientes importantes (Forestal Tromen y Paneles Angol) por MM\$698.

2) Resultado Financiero

El Resultado financiero tuvo una variación positiva de MM\$623 (menor pérdida) con respecto al año anterior, principalmente por un mejor resultado en unidades de reajuste (MM\$ 707), originado por una menor variación del valor de la UF en el año 2017 versus 2016 que afecta a las deudas indexadas a este tipo de moneda (bonos).

- 3) Menor Gasto por impuesto a las ganancias (MM\$981), por menor utilidad respecto al año anterior.
- 4) Resultado del periodo

La Sociedad obtuvo utilidades por MM\$6.974 lo que implicó una disminución de MM\$5.988 respecto al año anterior.

III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos

Flujo de Efectivo	Dic-17 MM\$	Dic-16 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
de la Operación	24.872	28.274	(3.402)	(12%)
de la Inversión	(9.725)	(33.092)	23.367	(71%)
de Financiación	(15.463)	(883)	(14.580)	1651%
Flujo neto del período	(316)	(5.701)	5.385	(94%)
Variación en la tasa de cambio	(2)	175	(177)	(101%)
Incremento (disminución)	(318)	(5.526)	5.208	(94%)
Saldo Inicial	5.839	11.365	(5.526)	(49%)
Saldo Final	5.521	5.839	(318)	(5%)

El saldo de Efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM\$5.521.

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

- 1) Menor flujo positivo (variación negativa) de efectivo en Actividades de operación, principalmente por menores ingresos operacionales netos (menor Ebitda); compensados parcialmente con menores pagos por impuestos a las ganancias
- 2) Mayor flujo negativo (variación negativa) de efectivo por Actividades de inversión, principalmente por menores flujos netos entregados a entidades relacionadas.
- 3) Menor flujo positivo (variación negativa) de efectivo en Actividades de financiamiento, principalmente por mayores pagos de préstamos recibidos de entidades financieras; compensado parcialmente con menores pagos de dividendos en comparación con el mismo periodo del año anterior.

IV. Mercados en que Participa

La Sociedad distribuye energía eléctrica en la zona sur del país, especialmente 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 N°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 y 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 24 de agosto de 2017 se publicó el nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que rige desde noviembre de 2016 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2020.

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 (IPC), inflación de Estados Unidos (CPI) y el tipo de cambio. Esta fijación implicó una disminución de los ingresos de actividades ordinarias de la Sociedad para el año 2017 de un 0,5%, comparado con ingresos sin cambio de tarifa para el año 2017.

Respecto de la fijación de tarifa de Servicios Asociados al Suministro Eléctrico (SSAA), que se realiza cada cuatro años con ocasión del Proceso de fijación de VAD, se esperan nuevas tarifas para el transcurso del año 2018, mediante la publicación del Decreto respectivo. Actualmente está vigente el decreto del proceso anterior, publicado el 14 de marzo de 2014.

Cabe mencionar que en diciembre 2017 se publicó la norma técnica de calidad de servicio en distribución, la que establece estándares más exigentes de duración y frecuencia de las interrupciones de suministro, niveles de calidad comercial, de calidad de producto y sistemas de medición y monitoreo. No obstante, gran parte de estos estándares serán exigibles una vez su costo de implementación se refleje en las tarifas de distribución. Durante el año 2018 se espera una nueva fijación tarifaria que permita a las empresas costear estas nuevas exigencias.

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 con la legislación vigente corresponde determinar cada cuatro años el valor anual de los sistemas de Transmisión Zonal (ex subtransmisión), con dos años de diferencia respecto del cálculo del VAD.

Mediante la Ley N°20.805 publicada el año 2015, se extendió la aplicación del DS N°14 que fijaba las tarifas de transmisión zonal para el período 2011-2014 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 el servicio de Transmisión, principalmente Zonal. En especial, se estableció un régimen tarifario para el período 2018-2019, que permitiera establecer la valorización del catastro de instalaciones existentes y cuyo proceso de cálculo se inició hacia fines del 2016 y respecto del cual se espera que el respectivo decreto tarifario sea publicado a principios del 2018. La misma Ley establece un régimen de revisión cuatrienal para establecer la valorización de instalaciones que sean calificadas como Zonal, aplicable desde el año 2020 en adelante.

El riesgo relacionado con la regulación del negocio de la transmisión zonal, es monitoreado 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, ante la CNE, el Honorable Panel de Expertos o la Contraloría General de la República, según sea el caso.

2) Contratos de suministro clientes regulados

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 como resultado de las últimas licitaciones de suministro realizados coordinadamente entre todas las distribuidoras, según las Bases Técnicas publicadas por CNE.

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 que permiten el traspaso de exedentes entre distribuidoras.

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 Comisión, esta autoridad emite un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó el proceso de licitación 2017/01 (Enero 2024 – Diciembre 2043), cuya adjudicación se realizó en octubre 2017, 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, incluyendo el desarrollo de proyectos de energía renovable, que permitirán disponer de energía para cubrir los requerimientos futuros de los clientes sometidos a regulación de precio.

3) Abastecimiento de energía

La seguridad de abastecimiento de energía para todo el SEN (Sistema Eléctrico Nacional) 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 o retraso de construcción de proyectos de generación.

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

- Los cambios legislativos mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.
- A través de las licitaciones de suministro y licitaciones de obras de transmisión el regulador aumentó la matriz energética disponible.

Aun así, la Sociedad realiza estimaciones ante 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.