

Reporte Anual 2017

Índice

Carta del Presidente del Directorio	3
Visión Corporativa	6
Identificación de la Sociedad	7
Antecedentes Relevantes	9
Estructura de la propiedad	10
Propiedad y Control	11
Gobierno Corporativo	12
Responsabilidad Social y Desarrollo Sostenible	14
Directorio	16
Administración	17
Estructura Organizativa	18
Marcha de la Empresa	19
Reseña Histórica	26
Descripción del Sector Eléctrico en Chile	29
Actividades de la Sociedad	36
Factores de Riesgo	40
Gestión Financiera	43
Hechos Relevantes	47
Declaración de Responsabilidad	48
Estados Financieros Clasificados	49

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
Compañía Eléctrica Osorno S.A.

Nombre de Fantasía
Luz Osorno

Rol Único Tributario
96.531.500-4

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

Correo Electrónico
infoinversionistas@saesa.cl

Sitio web
www.gruposaesa.cl

Atención Inversionistas
+56 64 238 5400

Tipo de Entidad
Sociedad Anónima Cerrada

Inscripción Registro de Entidades Informantes
Nº116

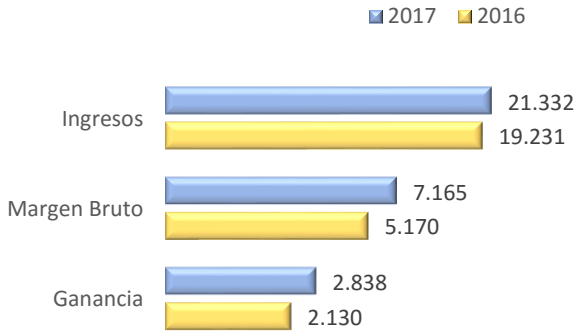
Fecha Inscripción Registro de Entidades Informantes
09/05/2010

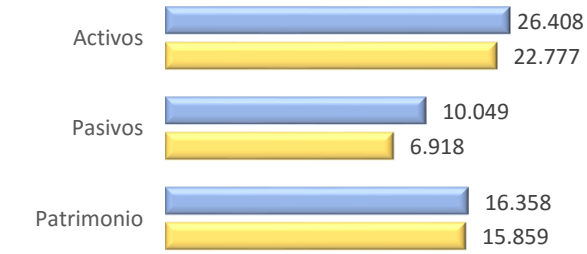
DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS

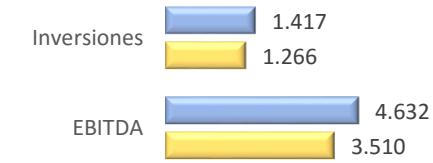
Constituida por escritura pública de fecha 11 de enero de 1988, otorgada en Notaría de Osorno de don Oscar Aníbal Henríquez. Extracto autorizado inscrito a fojas 46 vta. N°35 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Osorno del año 1988.

Antecedentes Relevantes

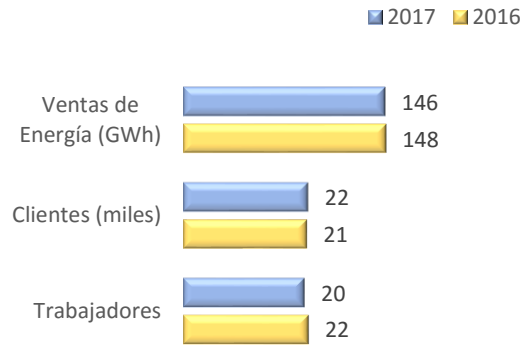
ANTECEDENTES FINANCIEROS (MM$)

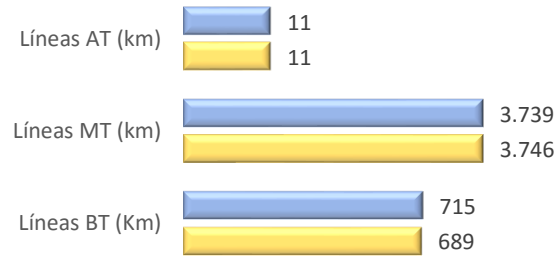






ANTECEDENTES OPERACIONALES

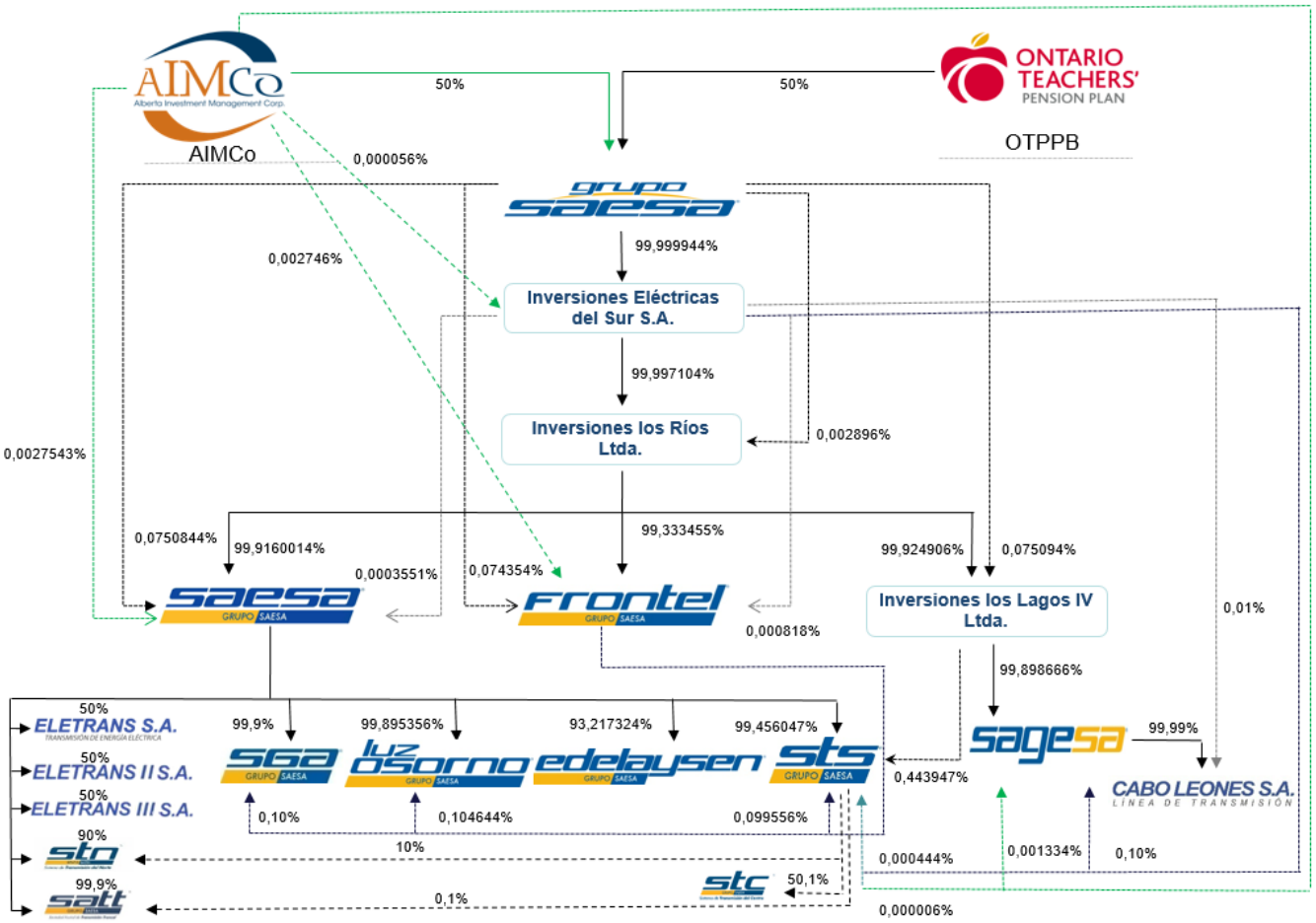






Estructura de la propiedad

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



Propiedad y Control

Los Accionistas de Luz Osorno al 31 de diciembre de 2017 son:

ACCIONISTAS	TOTAL DE ACCIONES	TOTAL PARTICIPACIÓN
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	7.637	99,895356%
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	8	0,104644%
TOTAL	7.645	100%

Las acciones de la sociedad se distribuyen en una única serie, durante el año 2017 no se registraron transacciones de acciones de la Sociedad.

Gobierno Corporativo

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

DIVERIDAD 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

DIVESIDAD EN LA GERENCIA GENERAL Y DEMÁS GERENCIAS

En la filial Luz Osorno, no existen gerencias, ni subgerencias.

DIVERSIDAD EN LA ORGANIZACIÓN

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 30	1	-	1
Entre 30 y 40	4	6	10
Entre 41 y 50	2	4	6
Entre 51 y 60	1	-	1
Entre 61 y 70	2	-	2
Mayor a 70	-	-	-
ANTIGUEDAD (AÑOS)	**HOMBRES**	**MUJERES**	**TOTAL**
Menor a 3	-	-	-
Entre 3 y 6	2	4	6
Entre 6 y 9	1	1	2
Entre 9 y 12	1	3	4
Mayor a 12	6	2	8
NACIONALIDAD	**HOMBRES**	**MUJERES**	**TOTAL**
CHILENA	10	10	20
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	-	-	-	-	1	-	1	-	0,1%	N.A
Entre 30 y 40	-	-	-	-	4	6	4	6	0,4%	0,6%
Entre 41 y 50	4	1	-	-	2	4	6	5	0,6%	0,5%
Entre 51 y 60	1	-	-	-	1	-	2	-	0,2%	N.A
Entre 61 y 70	1	-	-	-	2	-	3	-	0,3%	N.A
Mayor a 70	1	-	-	-	-	-	1	-	0,1%	N.A
ANTIGUEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menor a 3	1	1	-	-	-	-	1	1	0,1%	0,1%
Entre 3 y 6	5	-	-	-	2	4	7	4	0,6%	0,4%
Entre 6 y 9	1	-	-	-	1	1	2	1	0,2%	0,1%
Entre 9 y 12	-	-	-	-	1	3	1	3	0,1%	0,3%
Mayor a 12	-	-	-	-	6	2	6	2	0,6%	0,2%
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
CHILENA	4	-	-	-	10	10	14	10	1,3%	0,9%
EXTRANJERA	3	1	-	-	-	-	3	1	0,3%	0,1%
							60,7%	39,3%		
							28*			

*Incluye Directorio

BRECHA SALARIAL POR GÉNERO

PROMEDIO TOTAL REMUNERACIONES (HABERES FIJOS + BONOS)

FAMILIA DE CARGO	G. FEMENINO	G. MASCULINO	DIFERENCIA
Administrativo	100%	N.A	N.A
Enc. Unidad	N.A	100%	N.A
Jefes de Área	N.A	100%	N.A.
Linieros	N.A	N.A	N.A.
Profesionales	87%	100%	-13%
Supervisores	N.A	N.A	N.A
Técnicos	N.A	100%	N.A

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 de designación:
15-05-2017



VICEPRESIDENTE

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



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



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



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



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



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



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

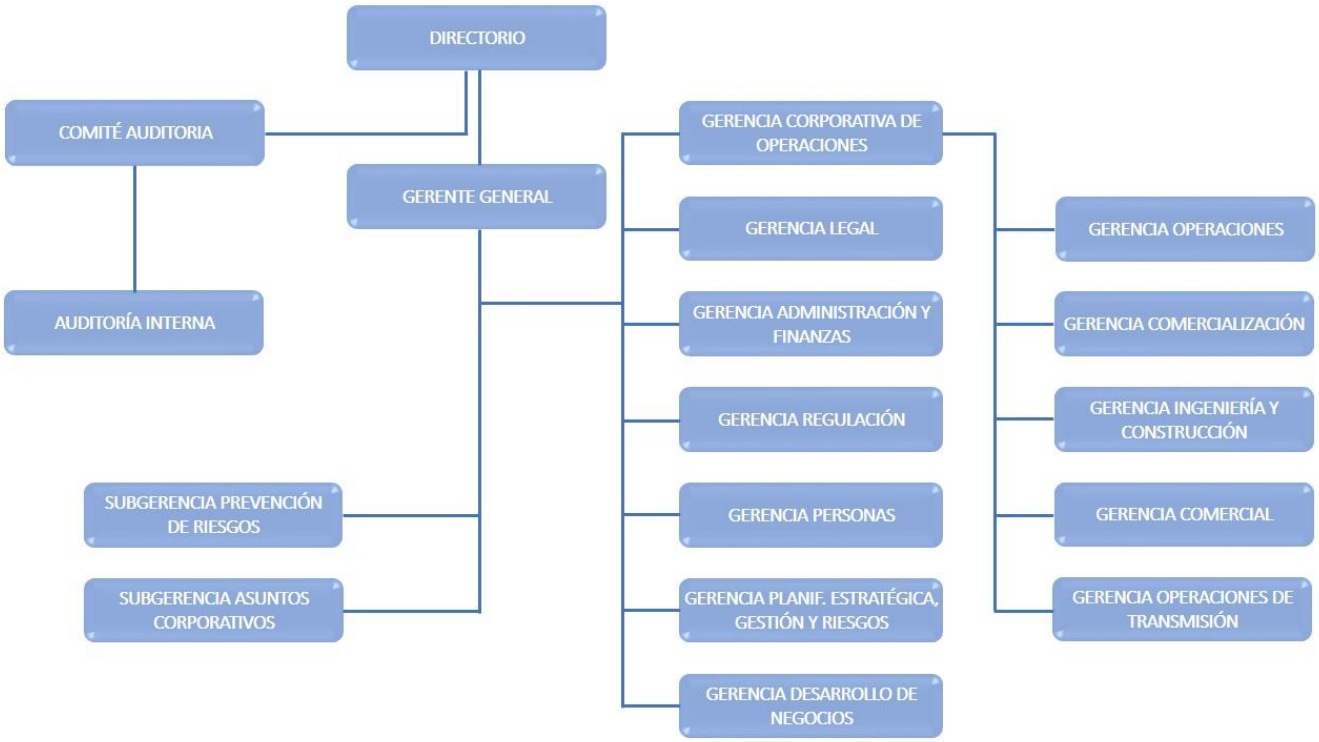
Administración

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 Sociedad Austral de Electricidad 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 necesitad 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 colaborares 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.

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.

Reseña Histórica

1980 - 1990

1988

El 11 de enero, la Sociedad fue constituida como sociedad anónima cerrada, con el nombre de "Sociedad de Generación y Distribución Eléctrica S.A.".

1994

La segunda Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada el 21 de julio, aprobó la modificación del artículo cuarto de la sociedad, en orden a aumentar su capital social a la suma de MM$554.052.283 millones de pesos, dividido en 20.000 acciones nominativas sin valor nominal.

1991

El 11 de abril, en Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad, se aprobó la modificación del artículo cuarto de la sociedad, en orden a aumentar su capital social a la suma de $246.780.000 millones de pesos, dividido en 12.339 acciones nominativas sin valor nominal.

1995

En la Tercera Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad de fecha 21 de agosto, se aprobó la modificación del artículo cuarto de la sociedad, en orden a aumentar su capital social a la suma de $734.654.284 millones de pesos, dividido en 500 acciones nominativas sin valor nominal. Asimismo, se modificó el artículo quinto de los estatutos sociales, aumentándose el Directorio de 3 a 5 miembros.

1990 - 2000

1996

La sexta Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada el 15 de abril, aprobó la modificación del artículo primero de la sociedad, en lo que dice relación a la razón social de la sociedad, pasando a denominarse “Compañía Eléctrica Osorno S.A.”, pudiendo usar conjunta o alternativamente los nombres de fantasía “CREO S.A.” y/o “Gedelsa”.

1998

En Séptima Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad de fecha 8 de julio, se aprobó la modificación del artículo cuarto de la sociedad, en orden a aumentar su capital social a la suma de $6.930.875.844 millones de pesos, dividido en 7.645 acciones nominativas sin valor nominal.

1999

La Décima Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada el 6 de agosto, aprobó la modificación del artículo quinto de los estatutos sociales, aumentándose la composición del Directorio de 5 a 7 miembros.
Con fecha 11 de noviembre, Saesa y Frontel compraron a CREO Ltda. y Pulelfu S.A., las acciones que dichas sociedades poseían en Compañía Eléctrica Osorno S.A., adquiriendo Saesa el 99,9% de las acciones y Frontel el 0,1% de la Sociedad.

2001 - 2009

2002

En Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad de fecha 19 de agosto, se aprobó la modificación del artículo quinto de la Sociedad, disminuyéndose de 7 a 5 el número de Directores.

2003

Para dar cumplimiento a lo establecido en el contrato de compra, fue modificado el nombre de fantasía de CREO S.A. a Luz Osorno.

2004

En el mes de noviembre se dio inicio al Plan Rumbo al Sur, que pretende poner un énfasis especial en los clientes, bajo cuatro pilares fundamentales: Pasión por el cliente, excelencia operacional, nuevo estilo de trabajo y foco en los resultados.

2001 - 2009

2004

Adicionalmente, se introdujeron cambios a la estructura organizacional, creando nuevas gerencias, potenciando temas importantes para el desarrollo de la Compañía y reforzar su presencia regional para estar más cerca de los clientes. Se puso también en marcha un plan especial de calidad de servicio, con el propósito de obtener en el corto plazo resultados concretos en el mejoramiento de la calidad de servicios, dando respuestas más ágiles a los requerimientos técnicos y comerciales de nuestros clientes.

2005

Se reestructuró el organigrama de la Empresa, buscando abordar con éxito los desafíos del año 2005. En octubre, el Grupo Saesa anunció la inversión de US$MM 24 para el año 2005 y el año 2006, destinados a ampliar las redes de abastecimiento y mejorar la infraestructura y tecnología en pos de la calidad del servicio.

2006

La empresa cumple con su compromiso de elevar los índices de calidad de servicio alcanzando los indicadores exigidos por la autoridad del sector, gracias a una fuerte inversión en mejoramiento de instalaciones.

2007

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

2008

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

2009

Continúa en desarrollo el agresivo plan de inversiones, orientado a proyectos de transmisión, generación, distribución, nuevos negocios, tecnologías de información y otros, invirtiendo durante el año MM$ 830.

2010 - 2014

2010

Durante el mes de febrero un fuerte terremoto afectó al país por lo que la Sociedad y sus filiales tuvieron que enfrentar un periodo de trabajo intenso y continuo para devolver el suministro eléctrico a los clientes desde Bío Bío hasta Chiloé, con especial dedicación a las zonas más afectadas de las provincias de Arauco y Concepción.
Luz Osorno en conjunto con su Matriz Saesa y su relacionada Edelaysen superan los 400 mil clientes. Por otra parte, continúa el ambicioso plan de inversiones que busca principalmente ampliar redes de operación y mejorar diariamente el servicio proporcionado a los clientes.

2011

La Sociedad fue informada por Morgan Stanley Infrastructure, Inc. sobre la venta realizada por diversos fondos administrados por dicha entidad de su participación en MSIP Pelicano Holdings L.P., una sociedad extranjera a través de la cual era indirectamente titular del 50% de los derechos sociales en la sociedad Inversiones Grupo Saesa Limitada, a un grupo de fondos de inversión administrados por Alberta Investment Management Corporation (AIMCo).

2013

Mejora en índices de calidad de servicio.

2014

Con el fin de atender el crecimiento de la demanda de energía, se invierten en el año, MM$ 779 millones.

2015 - 2016

2015

Mantiene niveles esperados en índices de calidad de servicio.

2016

Se realizan inversiones por un total de MM$1.266

2017

2017

Se realizan inversiones por MM$1.417

Descripción del Sector Eléctrico

Las empresas del Grupo Saesa participan principalmente en los negocios de distribución y transmisión eléctrica y, en menor medida, en el negocio de generación y comercialización. En virtud de lo anterior, el principal activo de la sociedad lo constituyen sus redes de distribución y transmisión. A través de sus filiales Saesa, Frontel, Luz Osorno y Edelaysen, es el mayor distribuidor de energía eléctrica en la zona comprendida entre las provincias de Concepción (Región del Bío Bío) y Capitán Prat (Región de Aisén del General Carlos Ibáñez del Campo).

Al mismo tiempo, con ventas en 2017 por 3.426 GWh y 842 mil clientes atendidos, el Grupo Saesa es el tercer mayor grupo de distribución de energía eléctrica del país, tanto a nivel de ventas como en número de clientes. En el cuadro siguiente se presenta el detalle por cada una de sus respectivas empresas distribuidoras:

	ZONA DE DISTRIBUCIÓN	CLIENTES (miles)	VENTAS (GWh)
SAESA	IX, X y XIV Región	426	2.199
FRONTEL	VIII y IX Región	348	941
EDELAYSEN	X y XI Región	46	146
LUZ OSORNO	X y XIV Región	22	141

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 (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 trasferencias 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 Edelaysen) 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 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.

Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

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

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

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

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

Actividades de la Sociedad

Luz Osorno tiene por objeto la distribución y venta de energía eléctrica en sectores rurales de la provincia de Osorno y en algunas localidades de las provincias de Valdivia y Llanquihue.

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

En el ejercicio 2017 se efectuaron inversiones por MM$1.417, principalmente con el fin de atender el crecimiento de la demanda de energía y extender la cobertura geográfica.

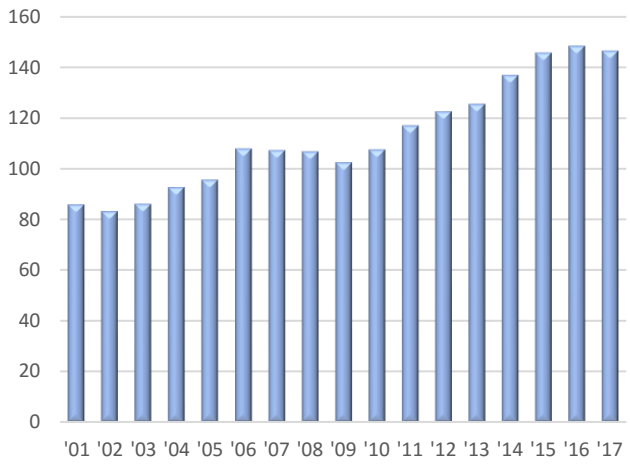
Luz Osorno representa un 2,17% del activo de Saesa.

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

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

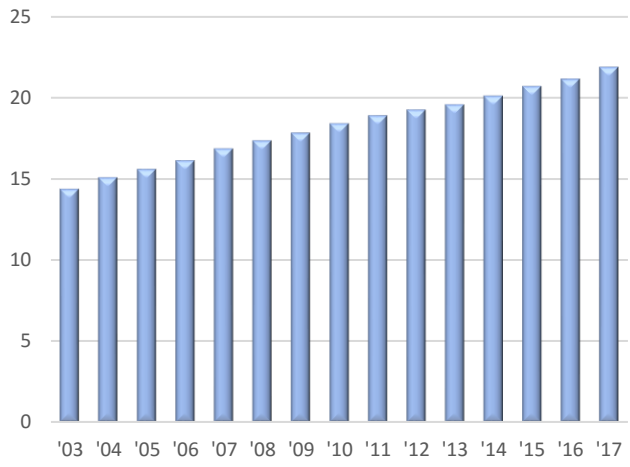
Por otro lado, están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos en cuentas corrientes, que pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación.

- VENTAS DE ENERGÍA en GWh



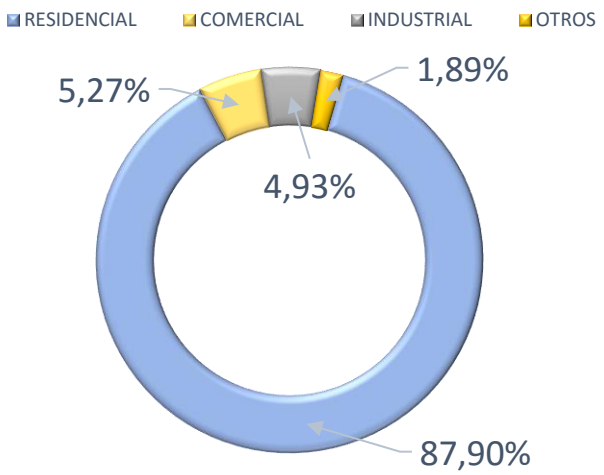
Las ventas de energía durante el 2017 alcanzaron los 146 GWh.

- CLIENTES ATENDIDOS en miles



Luz Osorno al cierre del ejercicio 2017 atendía a aproximadamente 22 mil clientes.

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, Luz Osorno tiene 11 decretos y 4.360 km^2 de superficie asociada a su zona de concesión.

PROVEEDORES Y CLIENTES PRINCIPALES

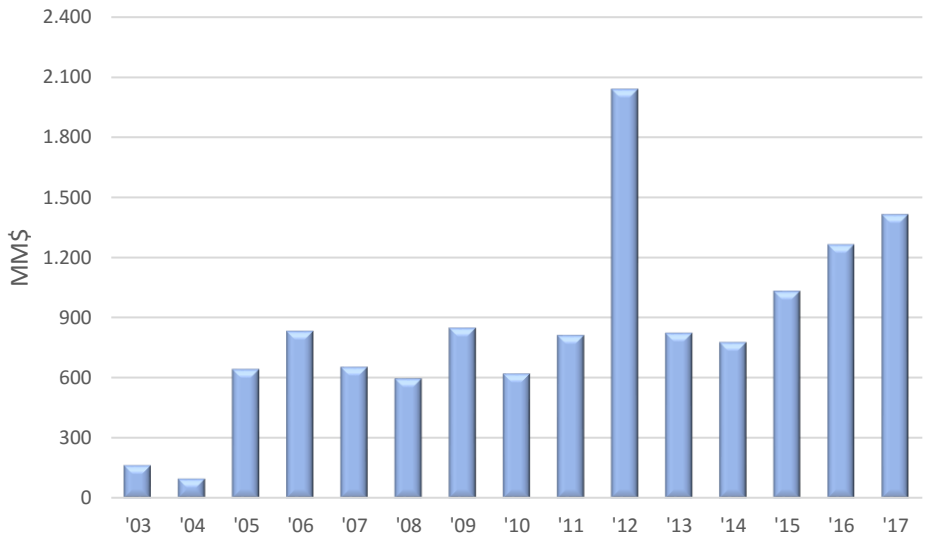
Durante el ejercicio 2017 los proveedores Endesa Y Colbún constituyen prácticamente el 90% del suministro distribuido (compras de energía y peaje de subtransmisión), cada uno con más del 10% de representatividad.

Por otra parte, ningún cliente concentra por sí solo, al menos el 10% total de los ingresos de la empresa.

INVERSIONES

El Grupo Saesa realiza un plan quinquenal de inversiones, que contempla por una parte, "inversiones base", que consideran los proyectos necesarios para satisfacer la demanda y crecimiento normal del negocio y por otra, proyectos de rentabilidad. El monto anual aproximado del plan de inversiones para el próximo periodo bordea los MM$ 800, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa.

La inversión total de Luz Osorno para el año 2017 fue de aproximadamente MM $1.417.



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	CARACTERISTICAS
Luz Osorno	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores	Distintas localidades de la Provincia de Osorno principalmente.	3.739 Líneas MT (km) 715 Líneas BT (km) 62 MVA (MT/BT)

CALIDAD DE SERVICIO

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

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 tarificados.

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 3.3 Marco Regulatorio de los Estados Financieros).

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

La Sociedad monitorea periódicamente los potenciales cambios regulatorios de modo de adoptar oportunamente las acciones de mitigación que se 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 un aumento en los ingresos de actividades ordinarias de la Sociedad de aproximadamente un 1,6% 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.

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

En razón a lo anterior, la utilidad líquida distribuible por el ejercicio 2017 asciende a M$2.837.710.-

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°15	28-05-2014	243.783	2013
Final N°16	27-05-2015	300.850	2014
Final N°17	24-05-2016	292.172	2015
Final N°18	27-05-2017	278.582	2016

DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo Nº19 de $371.185,145585350 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017. Este dividendo representa un 100% de la utilidad y significa un pago total de M$2.837.710.-

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

CAPITAL SOCIAL

El capital suscrito y pagado de la Sociedad al 31 de diciembre de 2017 ascendía a M$10.557.505, distribuido en 7.645 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	10.557.505
Ganancias acumuladas	3.571.749
Otras reservas	242.586
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	14.371.840

REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO Y EJECUTIVOS PRINCIPALES

DIRECTORIO

En conformidad a lo dispuesto en el artículo 33 de la Ley Nº 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, Dale Burgess, 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:

REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO (M$)

	2017	2016
Jorge Lesser García Huidobro	1.593	1.688
Iván Diaz Molina	1.593	1.688
TOTAL	3.186	3.376

Durante el año 2017 y 2016 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

La Sociedad no tiene ejecutivos contratados directamente por ella durante el ejercicio 2017.

DOTACIÓN DE PERSONAL

Al 31 de diciembre de 2017, la Sociedad cuenta con la siguiente dotación de personal:

	2017
GERENCIA Y EJECUTIVOS PRINCIPALES	0
PROFESIONALES Y TÉCNICOS	14
ADMINISTRATIVOS Y ELECTRICISTAS	6
TOTAL	20

INFORMACIÓN FINANCIERA

POLÍTICAS DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO

La Sociedad continuará su estrategia de desarrollo a través del fortalecimiento de los negocios en que participa actualmente, consolidando su posición de distribuidora, en sectores rurales de la provincia de Osorno y en algunas localidades de Valdivia y Llanquihue.

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, sus filiales y relacionadas. 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 celebrada con fecha 27 de abril de 2017, se acordó el pago de un dividendo final de $278.582,394 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016. El dividendo se pagó en dinero efectivo y el número de acciones con derecho a recibirlo ascendió a 7.645, lo que significó un pago total de $2.129.762.401 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

COMPAÑÍA ELECTRICA OSORNO 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
Compañía Eléctrica Osorno S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Compañía Eléctrica Osorno 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/acercade 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 Compañía Eléctrica Osorno 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

COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO 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	1.511.291	405.047
Otros activos no financieros corrientes		2.947	10.075
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	7	6.944.371	4.865.182
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	8	3.793	1.633
Inventarios corrientes	9	61.096	184.780
Activos por Impuestos corrientes, corriente	10	519.115	513.123
Total de activos corrientes distintos de los activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.		**9.042.613**	**5.979.840**
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		**9.042.613**	**5.979.840**
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Cuentas por cobrar no corrientes	7	78.708	128.455
Activos intangibles distintos de la plusvalía	11	510.166	496.770
Propiedades, planta y equipo	12	16.543.330	16.043.576
Activos por impuestos diferidos	13	232.817	128.677
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		**17.365.021**	**16.797.478**
TOTAL ACTIVOS		**26.407.634**	**22.777.318**

COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO 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 M$	31/12/2016 M$
PASIVOS CORRIENTES			
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	14	3.647.143	2.335.726
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	8	1.884.302	1.892.649
Otras provisiones corrientes	16	116.064	21.723
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	10	643.703	285.992
Otros pasivos no financieros corrientes	17	1.964.606	831.606
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	16	84.531	84.885
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluídos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		**8.340.349**	**5.452.581**
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		**8.340.349**	**5.452.581**
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivo por impuestos diferidos	13	1.600.033	1.366.858
Otros pasivos no financieros no corrientes	17	749	749
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	16	108.266	97.982
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		**1.709.048**	**1.465.589**
TOTAL PASIVOS		**10.049.397**	**6.918.170**
PATRIMONIO			
Capital Emitido	18	10.557.505	10.557.505
Ganancias acumuladas	18	5.558.146	5.062.582
Otras Reservas	18	242.586	239.061
TOTAL PATRIMONIO		**16.358.237**	**15.859.148**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		**26.407.634**	**22.777.318**

COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO 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 Resultados Integrales Ganancia	Nota	01/01/2017 31/12/2017 M$	01/01/2016 31/12/2016 M$
Ingresos de Actividades Ordinarias	19	19.567.199	18.257.288
Otros ingresos, por Naturaleza	19	1.764.487	973.743
Materias Primas y Consumibles Utilizados	20	(14.166.658)	(14.061.437)
Gastos por Beneficios a los Empleados	21	(403.688)	(407.942)
Gasto por Depreciación y Amortización	22	(790.867)	(760.401)
Otros Gastos por Naturaleza	23	(2.129.658)	(1.251.552)
Otras Ganancias (Pérdidas)		1.961	(4.491)
Ingresos Financieros	24	24.618	48.227
Costos Financieros	24	(11.600)	(77.976)
Resultados por Unidades de Reajuste	24	1.175	17.591
Ganancia Antes de Impuesto		**3.856.969**	**2.733.050**
Gasto por Impuestos a las Ganancias	13	(1.019.259)	(603.288)
Ganancia		**2.837.710**	**2.129.762**

COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO 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		**2.837.710**	**2.129.762**
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	16	4.781	(3.229)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		**4.781**	**(3.229)**
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 beneficios a los empleados de otro resultado integral	13	(1.291)	872
Impuesto a las ganancias relacionado con beneficios a los empleados de otro resultado integral ajuste tasa	13	35	-
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del año		**(1.256)**	**872**
Otro Resultado Integral		**3.525**	**(2.357)**
Resultado Integral Total		**2.841.235**	**2.127.405**

COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO 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	Capital emitido M$	Primas de emisión M$	Otras participaciones en el patrimonio M$	Cambio en otras reservas: Superavit de Revaluación M$	Cambio en otras reservas: Reservas por diferencias de cambio por conversión M$	Cambio en otras reservas: Reservas de coberturas de flujo de caja M$	Cambio en otras reservas: Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M$	Cambio en otras reservas: Otras reservas varias M$	Otras reservas M$	Ganancias (pérdidas) acumuladas M$	Patrimonio total M$
Saldo Inicial al 01/01/2017	**10.557.505**	-	-	-	-	-	**(9.478)**	**248.539**	**239.061**	**5.062.582**	**15.859.148**
Ajustes de Períodos Anteriores											
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	10.557.505	-	-	-	-	-	(9.478)	248.539	239.061	5.062.582	15.859.148
Cambios en patrimonio											
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.837.710	2.837.710
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	3.525		3.525		3.525
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.841.235
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.342.146)	(2.342.146)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	-	-	3.525	-	3.525	495.564	499.089
Saldo Final al 31/12/2017	**10.557.505**	-	-	-	-	-	**(5.953)**	**248.539**	**242.586**	**5.558.146**	**16.358.237**

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M$	Primas de emisión M$	Otras participaciones en el patrimonio M$	Cambio en otras reservas: Superavit de Revaluación M$	Cambio en otras reservas: Reservas por diferencias de cambio por conversión M$	Cambio en otras reservas: Reservas de coberturas de flujo de caja M$	Cambio en otras reservas: Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M$	Cambio en otras reservas: Otras reservas varias M$	Otras reservas M$	Ganancias acumuladas M$	Patrimonio total M$
Saldo Inicial al 01/01/2016	**10.557.505**	-	-	-	-	-	**(7.121)**	**248.539**	**241.418**	**5.135.308**	**15.934.231**
Ajustes de Períodos Anteriores											
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	10.557.505	-	-	-	-	-	(7.121)	248.539	241.418	5.135.308	15.934.231
Cambios en patrimonio											
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ganancia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.129.762	2.129.762
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	(2.357)	-	(2.357)		(2.357)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.127.405
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.202.488)	(2.202.488)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	-	-	(2.357)	-	(2.357)	(72.726)	(75.083)
Saldo Final al 31/12/2016	**10.557.505**	-	-	-	-	-	**(9.478)**	**248.539**	**239.061**	**5.062.582**	**15.859.148**

COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.
Estados de Flujo 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		**24.435.852**	**24.509.894**
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		24.432.742	24.506.824
Otros cobros por actividades de operación		3.110	3.070
Clases de pagos		**(18.569.715)**	**(19.575.739)**
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(17.775.825)	(18.865.688)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(364.473)	(344.684)
Otros pagos por actividades de operación		(429.417)	(365.367)
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(502.314)	(702.110)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		**5.363.823**	**4.232.045**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(1.683.521)	(1.501.769)
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		25.250	48.227
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		**(1.658.271)**	**(1.453.542)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Préstamos de entidades relacionadas		1.772.000	1.608.000
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(2.226.000)	(3.688.000)
Importes procedentes de subvenciones del gobierno, clasificados como actividades de financiación		-	123.710
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación		(2.129.762)	(2.233.656)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación		(15.546)	(81.149)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		**(2.599.308)**	**(4.271.095)**
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		1.106.244	(1.492.592)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		-	-
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		-	-
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		**1.106.244**	**(1.492.592)**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del año		405.047	1.897.639
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año	**6**	**1.511.291**	**405.047**

COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

ÍNDICE

1. Información General y Descripción del Negocio 10
2. Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas 11
2.1 Principios contables 11
2.2 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas 11
2.3 Período cubierto 11
2.4 Bases de preparación 11
2.5 Moneda funcional 11
2.6 Bases de conversión 12
2.7 Compensación de saldos y transacciones 12
2.8 Propiedades, planta y equipo 12
2.9 Activos intangibles 14
2.9.1 Servidumbres 14
2.9.2 Programas informáticos 14
2.9.3 Costos de investigación y desarrollo 14
2.10 Deterioro de los activos no financieros 14
2.11 Instrumentos financieros 15
2.11.1 Activos financieros no derivados 15
2.11.2 Efectivo y otros medios líquidos equivalentes 16
2.11.3 Pasivos financieros no derivados 16
2.11.4 Instrumentos de patrimonio 16
2.12 Inventarios 16
2.13 Otros pasivos no financieros 16
2.13.1 Ingresos diferidos 16
2.13.2 Subvenciones estatales 17
2.13.3 Obras en construcción para terceros 17
2.14 Provisiones 17
2.15 Beneficios a los empleados 17
2.16 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes 18
2.17 Impuesto a las ganancias 18
2.18 Reconocimiento de ingresos y gastos 19
2.19 Dividendos 19
2.20 Estado de flujos de efectivo 19
2.21 Nuevos pronunciamientos contables 20
3. Regulación sectorial y funcionamiento del Sistema Eléctrico 23
3.1 Generación eléctrica 23
3.2 Distribución 24
3.3 Marco regulatorio 25
3.3.1 Aspectos generales 25
3.3.2 Ley Tokman 25
3.3.3 Ley Net Metering 25
3.3.4 Ley de Concesiones 25
3.3.5 Ley de Licitación de ERNC 25
3.3.6 Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos 25
3.3.7 Modificaciones al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad para clientes regulados, y a la LGSE 26
3.3.8 Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local 26
3.3.9 Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores 26
4. Política de Gestión de Riesgos 27
4.1 Riesgo financiero 27
4.1.1 Tipo de cambio 27
4.1.2 Variación UF 27
4.1.3 Tasa de interés 27
4.1.4 Riesgo de liquidez 27
4.1.5 Riesgo de crédito 28
5. Juicios y estimaciones de la Administración al aplicar las políticas contables críticas de la entidad 29

6. Efectivo y Equivalentes al Efectivo 30
7. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar 31
8. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas 34
9. Inventarios 36
10. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes 37
11. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía 38
12. Propiedades, planta y equipo 39
13. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos 41
13.1 Impuesto a la renta 41
13.2 Impuestos diferidos 42
14. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar 42
15. Instrumentos financieros por categoría 43
15.1 Valor Justo de instrumentos financieros 44
16. Provisiones 45
16.1 Otras Provisiones corrientes 45
16.2 Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados 45
16.3 Provisiones No Corrientes, Por Beneficios a los Empleados 46
16.4 Juicios y multas 48
16.4.1 Juicios 48
16.4.2 Multas 49
17. Otros Pasivos No Financieros 49
18. Patrimonio 49
18.1 Patrimonio neto de la Sociedad 49
18.1.1 Capital suscrito y pagado 49
18.1.2 Dividendos 49
18.1.3 Otras Reservas 50
18.1.4 Ganancias Acumuladas 50
18.1.5 Gestión de capital 51
18.1.6 Restricciones a la disposición de fondos 51
19. Ingresos 51
20. Materias Primas y Consumibles Utilizados 52
21. Gastos por Beneficios a los Empleados 52
22. Gasto por Depreciación 52
23. Otros Gastos Por Naturaleza 52
24. Resultado Financiero 53
25. Medio Ambiente 53
26. Garantías Comprometidas con Terceros 53
27. Cauciones Obtenidas de Terceros 53
28. Moneda Extranjera 54
29. Hechos Posteriores 54

1. Información General y Descripción del Negocio

a) Información General

Compañía Eléctrica Osorno S.A., en adelante la "Sociedad" o "Luz Osorno" fue constituida por escritura pública de fecha 11 de enero de 1988 con el nombre de Compañía Eléctrica Osorno S.A.

La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro Especial de Entidades Informantes con el número 116 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 el vehículo de inversión a través del cual el fondo canadiense Ontario Teachers' Pension Plan Board y el fondo canadiense Alberta Investment Management Corporation (AIMCo), controlan a las empresas del Grupo Saesa, de las que la Sociedad forma parte.

b) Información del Negocio

Luz Osorno distribuye energía eléctrica en el área rural de la provincia de Osorno.

2. Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1 Principios contables

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

Los Estados Financieros de la Sociedad 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 de 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:

- 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 Moneda funcional

La moneda funcional para la Sociedad se determinó como la moneda del ambiente económico principal en que funciona. Las transacciones en monedas distintas a las que se realizan en la moneda funcional de la entidad se convierten a la tasa de cambio vigente a la fecha de transacción. Los activos y pasivos expresados en monedas distintas a la funcional se vuelven a convertir a las tasas de cambio

de cierre del año. Las ganancias y pérdidas por la reconversión se incluirán en las utilidades o pérdidas netas dentro de las otras partidas financieras.

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno.

2.6 Bases de conversión

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

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

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

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

2.7 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.

2.8 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, transmisión o generación eléctrica. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad o la matriz del Grupo. El monto activado y la tasa de capitalización son los siguientes:

Costos por préstamos capitalizados	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Costos por préstamos capitalizados (ver nota 24)	5.574	6.919
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización	3,65%	3,89%

- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M$52.859 al 31 de diciembre de 2017 y a M$37.959 al 31 de diciembre de 2016. (Ver nota 21).

- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad deberá hacer frente en relación con la obligación de cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. La Sociedad, revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

	Intervalos de años de vida útil estimada
Edificios	40-80
Plantas y Equipos:	
Líneas y Redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	20-40
Subestaciones	20-60
Equipos de tecnología de la información:	
Computación	5
Intalaciones 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.

2.9 Activos intangibles

2.9.1 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.

2.9.2 Programas informáticos

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

2.9.3 Costos de investigación y desarrollo

Durante los años presentados, la Sociedad no ha registrado costos de investigación, de haberlos se contabilizan con cargo a resultados en el año en que ocurren. Tampoco 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.

2.10 Deterioro de los activos no financieros

Los activos intangibles que tienen una vida útil indefinida 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, podría impactar el valor libro de los respectivos activos.

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

Si el valor recuperable de un activo o UGE se estima que es menor que su valor libro, este último disminuye al valor recuperable. Se reconoce el deterioro como otra depreciación. En caso que se reverse un deterioro posteriormente, el valor libro aumenta a la estimación revisada del valor recuperable, pero hasta el punto que no supere el valor libro que se 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 año.

Para el cálculo del valor de recuperación de las propiedades, planta y equipo, 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, el Grupo prepara las proyecciones de flujos de caja futuros a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Administración sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo, utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

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

2.11 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.

2.11.1 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. Estos activos se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses, desde la fecha del estado de situación financiera en que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas por cobrar se incluyen en cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar en el estado de situación financiera. Los superiores a 12 meses se clasifican en cuentas por cobrar no corrientes.

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.

2.11.2 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 se clasifican en el pasivo corriente.

2.11.3 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.

2.11.4 Instrumentos de patrimonio

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

2.12 Inventarios

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

2.13 Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.13.1 Ingresos diferidos

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

2.13.2 Subvenciones estatales

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

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

2.13.3 Obras en construcción para terceros

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

2.14 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.

2.15 Beneficios a los empleados

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

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

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

2.16 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

2.17 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 contabilizado en la combinación de negocios.

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

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas en las cuales la Sociedad pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no se reviertan en un futuro previsible.

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

Con fecha 1 de febrero de 2016, se promulgó la Ley N°20.899 que simplifica el sistema de tributación a la renta y perfecciona otras disposiciones relacionadas con la Ley N°20.780 del 29 de septiembre de 2014 (conocida como Reforma Tributaria). Esta simplificación obliga a las sociedades con socios o accionistas que sean personas jurídicas a tributar con el “Régimen Parcialmente Integrado”, dejando de lado la opción de “Régimen de Renta Atribuida”, definido en la Ley N° 20.780. Así la Sociedad tributará con el “Régimen Parcialmente Integrado”, el que aumenta las tasas de impuesto de primera categoría en un 21% en 2014, 22,5% en 2015, 24% en 2016, 25,5% en 2017 y un 27% para el 2018 en adelante. En este Régimen, el crédito para los impuestos global complementario o adicional será de 65% del monto del impuesto de primera categoría.

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

2.18 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.

2.19 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.

2.20 Estado de flujos de efectivo

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

- ***Flujos de efectivo:*** Entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.

- ***Actividades de operación:*** Son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de la Sociedad, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.

- ***Actividades de inversión:*** Son las actividades relacionadas con la adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.

- ***Actividades de financiamiento:*** Son las actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos de carácter financiero.

2.21 Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2017:

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Enmiendas a NIC 12: Reconocimiento de activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas. - Las pérdidas no realizadas en instrumentos de deuda medidos a valor razonable medidos al costo para propósitos tributarios dan origen a diferencias temporarias deducibles independientemente de si el tenedor del instrumento de deuda 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
Enmiendas a NIC 7: Iniciativa de Revelación. Las enmiendas son parte del proyecto de iniciativa de revelación del IASB e introducen requisitos adicionales de revelación destinados a abordar las preocupaciones de los inversores de que los estados financieros actualmente no permiten entender los flujos de efectivo de la entidad; en particular respecto de la administración de las actividades financieras. Las modificaciones requieren la revelación de información que permita a los usuarios de los estados financieros evaluar los cambios en los pasivos procedentes de las actividades financieras.	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017
Mejoras anuales ciclo 2014-2016 (NIIF 12)	Períodos 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
NIIF 9, Instrumentos Financieros NIIF 9 especifica como una entidad debería clasificar y medir sus activos financieros. Requiere que todos los activos financieros sean clasificados en su totalidad sobre la base del modelo de negocio de la entidad para la gestión de activos financieros y las características de los flujos de caja contractuales de los activos financieros. Los activos financieros son medidos ya sea a costo amortizado o valor razonable. Solamente los activos financieros que sean clasificados como medidos a costo amortizados serán probados por deterioro. El 19 de noviembre de 2013, el IASB emitió una enmienda a NIIF 9 "Instrumentos Financieros" incorporando un nuevo modelo de contabilidad de cobertura. La versión final emitida el 2014 reemplaza la NIC39 "Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición". La Norma contiene requisito en las siguientes áreas: - Clasificación y medición: Los activos financieros se clasifican sobre la base del modelo de negocio en el que se mantienen y de las características de sus flujos de efectivo contractuales. - Deterioro: Introduce un modelo de "pérdida de crédito esperada" para la medición del deterioro de los activos financieros. - Contabilidad de cobertura: Introduce un nuevo modelo que 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".	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
NIIF 15, Ingresos procedentes de contratos con clientes Esta nueva norma, proporciona un modelo único basado en principios, a través de cinco pasos que se aplicarán a todos los contratos con los clientes, i) identificar el contrato con el cliente, ii) identificar las obligaciones de desempeño en el contrato, iii) determinar el precio de la transacción, iv) asignar el precio de transacción de las obligaciones de ejecución de los contratos, v) reconocer el ingreso cuando (o como) la entidad satisface una obligación de desempeño.	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
NIIF 16, Arrendamientos El 13 de enero del 2016, se publicó esta nueva norma que establece la definición de un contrato de arrendamiento y especifica el tratamiento contable de los activos y pasivos originados por estos contratos desde el punto de vista del arrendador y arrendatario. La nueva norma no difiere significativamente de la norma que la precede, NIC 17 Arrendamientos, con respecto al tratamiento contable desde el punto de vista del arrendador. Sin embargo, desde el punto de vista del arrendatario, la nueva norma requiere el reconocimiento de activos y pasivos para la mayoría de los contratos de arrendamientos.	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019.
NIIF 17, Contratos de Seguros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2021

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Venta o aportación de activos entre un Inversionista y su asociada o negocio conjunto (Modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28) Modificación para aclarar el tratamiento de la venta o la aportación de los activos de un inversor a la asociada o negocio conjunto, de la siguiente manera: - Requiere el pleno reconocimiento en los estados financieros del inversor de las ganancias y pérdidas que surjan de la venta o aportación de activos que constituyen un negocio (tal como se define en la NIIF 3 Combinaciones de negocios) - Requiere el reconocimiento parcial de las ganancias y pérdidas donde los activos no constituyen un negocio, es decir, una ganancia o pérdida es reconocida sólo en la medida de los intereses de los inversores no relacionados a dicha asociada o negocio conjunto. Estos requisitos se aplican independientemente de la forma jurídica de la transacción, por ejemplo, si la venta o aportación de activos se produce por una transferencia de acciones del inversor en una subsidiaria que posee los activos (lo que resulta en la pérdida de control de la filial), o por la venta directa de los mismos activos.	Fecha de vigencia aplazada indefinidamente
Aclaración a la NIIF 15 “Ingresos procedentes de contratos con clientes”	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones (enmiendas a NIIF 2)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
Aplicación NIIF 9 "Instrumentos Financieros" con NIIF 4 "Contratos de Seguro" (enmiendas a NIIF 4)	Enfoque de superposición efectivo cuando se aplica por primera vez la NIIF 9. Enfoque de aplazamiento efectivo para períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018, y sólo están disponibles durante tres años después de esa fecha.
Transferencias de propiedades de Inversión (enmiendas a NIC 40)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
Mejoras anuales ciclo 2014-2016 (enmiendas a NIIF 1 y NIC 28)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018.
Características de prepago con compensación negativa (enmiendas a NIIF 9)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019.
Participaciones de largo plazo en Asociadas y Negocios Conjuntos (enmiendas a NIC 28)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019.
Mejoras anuales ciclo 2015-2017 (enmiendas a NIIF 3, NIIF 11, NIC 12 y NIC 23)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019.
Nuevas Interpretaciones	**Fecha de aplicación obligatoria**
CINIIF 22 Operaciones en moneda extranjera y consideración anticipada	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
CINIIF 23 Incertidumbre sobre tratamiento de impuesto a las ganancias	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019

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-expresar la información comparativa), reconocerá cualquier efecto acumulado de la aplicación inicial de la norma como un ajuste al saldo inicial en 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).

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. 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. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos cuatro años. Los 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 trasferencias 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 nacional). 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 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 la 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.

La distribuidora puede tener los siguientes tipos de servicios principalmente:

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) Ventas a Clientes Libres o cobro de peaje

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.

3.3 Marco regulatorio

3.3.1 Aspectos generales

La industria eléctrica nacional se encuentra regulada desde 1982, principalmente por el Decreto con Fuerza de Ley N°1/82, que contiene la Ley General Sobre Servicios Eléctricos (LGSE), y la reglamentación orgánica de dicha Ley, contenida en el Decreto Supremo N°327/97.

A las modificaciones a la Ley, 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:

3.3.2 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.

3.3.3 Ley Net Metering

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

3.3.4 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.

3.3.5 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.

3.3.6 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.

3.3.7 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.

3.3.8 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.

3.3.9 Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

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

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

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

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

4. Política de Gestión de Riesgos

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

Los principales riesgos a los cuales está expuesto 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 de mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los pasivos financieros.

4.1.1 Tipo de cambio

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

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

4.1.2 Variación UF

El riesgo por este tipo de índice se analiza principalmente por la estructura de financiamiento de la empresa. Actualmente la Sociedad no tiene deuda en este índice, por lo que no presenta exposición a su variación.

Cabe mencionar que, más de 73% de los ingresos de la Sociedad corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía. Las tarifas de ventas incluyen además en sus en sus indicadores otros factores de actualización, tales como el Dólar y el IPC de los Estados Unidos de América. (CPI).

4.1.3 Tasa de interés

La administración de este riesgo se enfoca principalmente a los pasivos con el sistema financiero. Al 31 de diciembre de 2017, la Sociedad no posee deuda con el sistema financiero.

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

4.1.4 Riesgo de liquidez

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

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de esta administración consolidada. Los excedentes de caja diarios son invertidos en instrumentos financieros con el objeto de optimizarlos y poder asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago en las fechas de vencimiento

establecidas, las inversiones se realizan en instituciones financieras nacionales, con límites establecidos por institución y en instrumentos financieros de riesgo acotado, de acuerdo con las políticas internas del Grupo.

Las matrices de la Sociedad, incluyéndola cuentan con contratos de líneas de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.000.000 en conjunto con la relacionada Frontel, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta diciembre del año 2020, con spread máximos acordados. A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de estas Sociedades, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

4.1.5 Riesgo de crédito

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

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

También la Sociedad realiza otro tipo de ventas, que corresponden a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como: a) venta al detalle de productos y servicios y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y b) construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades). Respecto de la letra a), la política establece plazos que van de 12 a 36 meses, para sus clientes de distribución eléctrica. En lo que respecta a la construcción de obras, que normalmente se construyen a organismos estatales, municipales o grandes clientes, la forma de pago considera cuotas que van de 36 a 96 meses. Estos montos son otorgados bajo condiciones de crédito de mercado y a clientes que cumplan con ciertos estándares de comportamientos históricos sin morosidad.

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

En el siguiente cuadro comparativo a diciembre de 2017 y 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 M$	31/12/2016 M$
Ingresos operacionales	21.331.686	19.231.031
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas (últimos 12 meses)	416.680	37.286
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales	1,95%	0,19%

El aumento del año 2017 se debe principalmente a la quiebra de un cliente importante del rubro eléctrico que representa el 92% 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 en base a estudios técnicos preparados por especialistas externos e internos. Adicionalmente, se utilizan estos estudios para nuevas adquisiciones de bienes de propiedades, planta y equipo, o cuando existen indicadores que las vidas útiles de estos bienes deben ser cambiadas.

- **Deterioro de activos:** La Sociedad revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no pueda ser recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro. En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo efectivo independiente son agrupados en una Unidad Generadora de Efectivo ("UGE") a la cual pertenece el activo. El monto recuperable de estos activos o UGE, es medido como el mayor valor entre su valor razonable y su valor libro.

- **Estimación de deudores incobrables y existencias obsoletas:** La Sociedad ha estimado el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar y de la obsolescencia de inventario, para lo que ha establecido porcentajes de provisión por tramos de vencimiento y la tasa de rotación de sus inventarios, respectivamente.

- **Indemnización por años de servicio:** Las obligaciones reconocidas por concepto de indemnizaciones por años de servicio nacen 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 reconocido dentro de otros resultados integrales del año.

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

- **Ingresos y costos de explotación**: La Sociedad considera como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el año, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al cierre del año. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación. También 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 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 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 M$	31/12/2016 M$
Efectivo en Caja	200.582	117.763
Saldo en Bancos	62.770	59.177
Otros instrumentos de renta fija	1.247.939	228.107
Totales	**1.511.291**	**405.047**

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

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

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 M$	 31/12/2016 M$
Luz Osorno	Banco Estado S.A. AGF Conveniencia Serie I	Fondos Mutuos	AA+fm/M1(cl)	1.247.939	-
Luz Osorno	BBVA Corporativo Serie V	Fondos Mutuos	AAAfm/M1(cl)	-	228.107
Totales				**1.247.939**	**228.107**

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 M$	31/12/2016 M$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	$ Chilenos	1.511.291	405.047
Totales		**1.511.291**	**405.047**

d) Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiación

		Flujos de efectivo				Cambios distintos de efectivo				
	31/12/2016 M$	Reembolso de préstamos M$	Intereses pagados M$	Préstamos M$	Préstamos entidades relacionadas M$	Devengo intereses M$	Actualización UF	Actualización TC	Amortización	31/12/2017 M$
Préstamos en cuenta corriente	457.109	(2.226.000)	(15.546)	-	1.772.000	12.437	-	-	-	-
Totales	**457.109**	**(2.226.000)**	**(15.546)**	**-**	**1.772.000**	**12.437**	**-**	**-**	**-**	**-**

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, bruto	31/12/2017		31/12/2016	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M$	M$	M$	M$
Deudores comerciales, bruto	5.693.415	-	4.406.379	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	1.958.287	78.708	795.588	128.455
Totales	**7.651.702**	**78.708**	**5.201.967**	**128.455**

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	31/12/2017		31/12/2016	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M$	M$	M$	M$
Deudores comerciales, neto	5.614.279	-	4.305.724	-
Otras cuentas por cobrar, neto	1.330.092	78.708	559.458	128.455
Totales	**6.944.371**	**78.708**	**4.865.182**	**128.455**

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	79.136	-	100.655	-
Otras cuentas por cobrar	628.195	-	236.130	-
Totales	**707.331**	-	**336.785**	-

El detalle de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes facturados y no facturados y 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	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M$	M$	M$	M$
Facturados	**4.632.179**	**51.174**	**3.313.378**	**64.335**
Energía y peajes	2.794.840	-	2.618.704	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	137.700	-	63.152	-
Convenios de pagos y créditos por energía	131.942	13.343	103.409	40.900
Deudores materiales y servicios	643.273	-	19.531	-
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	237.646	37.831	196.074	23.435
Otros	686.778	-	312.508	-
No Facturados o provisionados	**2.934.385**	-	**1.793.851**	-
Peajes uso de líneas eléctricas	420.967	-	-	-
Diferencias tarifarias por nuevos decretos	1.306.547	-	675.880	-
Energía en medidores (*)	1.171.061	-	1.111.795	-
Provisión ingresos por obras	35.810	-	6.176	-
Otros (Cuenta corriente empleados)	**85.138**	**27.534**	**94.738**	**64.120**
Totales, Bruto	**7.651.702**	**78.708**	**5.201.967**	**128.455**
Provisión deterioro	(707.331)	-	(336.785)	-
Totales, Neto	**6.944.371**	**78.708**	**4.865.182**	**128.455**

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

Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes:

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	131.942	13.343	103.409	40.900
Cuenta por cobrar proyectos en curso	173.510	-	69.328	-
Deudores materiales y servicios	643.273	-	19.531	-
Cuenta corriente al personal	85.138	27.534	94.738	64.120
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	237.646	37.831	196.074	23.435
Otros deudores	686.778	-	312.508	-
Totales	**1.958.287**	**78.708**	**795.588**	**128.455**
Provisión deterioro	(628.195)	-	(236.130)	-
Totales, Neto	**1.330.092**	**78.708**	**559.458**	**128.455**

a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2017 es de M$7.023.079 y al 31 de diciembre de 2016 es de M$4.993.637.

b) La Sociedad, de acuerdo con lo que establece el DFL4/2006, artículo 136 y 125, está obligada a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A diciembre de 2015 la Sociedad distribuye energía eléctrica a 21.863 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	16.190	16%
Comercial	873	20%
Industrial	3.963	23%
Agrícola	187	29%
Otros	650	12%
Totales	**21.863**	**100%**

Respecto de las ventas que realiza la Sociedad se distinguen dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otros relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad de entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como venta al detalle de productos y servicios, 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 Corriente M$	31/12/2016 Corriente M$
Con vencimiento menor a tres meses	1.233.929	1.294.841
Con vencimiento entre tres y seis meses	66.146	32.642
Con vencimiento entre seis y doce meses	18.796	11.371
Con vencimiento mayor a doce meses	3.093	3.096
Total	**1.321.964**	**1.341.950**

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	0%	33%
181 a 270	31%	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 limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos significativos y adicionalmente, de acuerdo a lo que establece la normativa vigente, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago, esto sin lugar a dudas es una herramienta importante en la gestión de cobranza. Otro aspecto importante que establece el DFL4/2006, artículo 225 letra a, es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que representa otra herramienta de cobro.

d) Al 31 de diciembre de 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	13.393	5.460.326	355	100.748	**13.748**	**5.561.074**	11.567	3.362.088	321	103.550	**11.888**	**3.465.638**
Entre 1 y 30 días	3.261	608.818	91	30.478	**3.352**	**639.296**	4.937	749.707	135	23.395	**5.072**	**773.102**
Entre 31 y 60 días	1.707	549.083	63	15.472	**1.770**	**564.555**	1.451	489.584	55	12.210	**1.506**	**501.794**
Entre 61 y 90 días	351	30.613	15	3.315	**366**	**33.928**	252	24.901	11	1.336	**263**	**26.237**
Entre 91 y 120 días	190	31.621	6	957	**196**	**32.578**	121	20.290	6	2.384	**127**	**22.674**
Entre 121 y 150 días	97	11.280	9	1.150	**106**	**12.430**	75	6.166	4	59	**79**	**6.225**
Entre 151 y 180 días	104	25.323	6	658	**110**	**25.981**	55	10.398	2	168	**57**	**10.566**
Entre 181 y 210 días	44	9.187	3	242	**47**	**9.429**	35	3.609	4	313	**39**	**3.922**
Entre 211 y 250 días	75	11.802	6	1.705	**81**	**13.507**	59	7.326	6	1.440	**65**	**8.766**
Más de 250 días	558	691.395	26	2.291	**584**	**693.686**	702	317.474	45	3.887	**747**	**321.361**
Totales	**19.780**	**7.429.448**	**580**	**157.016**	**20.360**	**7.586.464**	**19.254**	**4.991.543**	**589**	**148.742**	**19.843**	**5.140.285**

e) Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, la cartera en cobranza judicial y protestada es, 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	1	3.480	2	523
Documentos por cobrar en cobranza judicial	23	601.635	28	221.907
Totales	**24**	**605.115**	**30**	**222.430**

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	**346.184**
Aumentos (disminuciones) del año	37.286
Montos castigados	(46.685)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**336.785**
Aumentos (disminuciones) del año	416.680
Montos castigados	(46.134)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**707.331**

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$	Saldo al 31/12/2016 M$
Provisión cartera no repactada	417.310	63.882
Provisión cartera repactada	(630)	(26.596)
Castigos del año	(46.134)	(46.685)
Totales	**370.546**	**(9.399)**

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

8. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

a. Accionistas

El detalle de los accionistas de la Sociedad al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Accionistas	Serie Unica	Total	Participación
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	7.637	7.637	99,90%
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	8	8	0,10%
Totales	**7.645**	**7.645**	**100%**

b. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

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

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

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2017		31/12/2016	
							Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
							M$	M$	M$	M$
88.272.600-2	Empresa Eléctrica De Aysén S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	3.515	-	23	
99.528.750-1	SAGESA S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	-	-	30	-
76.410.374-2	Sistema De Transmisión Del Norte S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	30	-	-	-
96.701.470-2	Sistema De Transmisión Del Sur S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	248	-	1.580	-
Totales							**3.793**	**-**	**1.633**	**-**

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2017		31/12/2016	
							Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
							M$	M$	M$	M$
76.073.162-5	Sociedad Austral De Electricidad S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH$	1.012.955	-	792.242	-
76.073.162-5	Sociedad Austral De Electricidad S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz	CH$	850.423	-	638.260	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica De La Frontera S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH$	19.794	-	4.327	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica De La Frontera S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz	CH$	890	-	668	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas Del Sur S.A.	Chile	Prestamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH$	-	-	457.109	-
99.528.750-1	SAGESA S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	-	-	43	-
6.443.633-3	Jorge Lesser Garcia-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director	Menos de 90 días	Director	UF	120	-	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz Molina	Chile	Remuneraciones Director	Menos de 90 días	Director	UF	120	-	-	-
Totales							**1.884.302**	**-**	**1.892.649**	**-**

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

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la Relación	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
76.073.162-5	Sociedad Austral De Electricidad S.A.	Chile	MATRIZ	Compra-venta de energía	2.775	1.072
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas Del Sur S.A.	Chile	MATRIZ	Intereses Préstamo en cuenta corriente	(12.427)	(84.258)
76.073.164-1	Empresa Eléctrica De La Frontera S.A.	Chile	MATRIZ COMUN	Compra-venta de energía	-	(10.746)

c. Directorio y personal clave de la gerencia

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 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 Wawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Christopher Powell y Dale Burgess.

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

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

Director	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Iván Díaz-Molina	120	-
Jorge Lesser García-Huidobro	120	-
Totales	**240**	**-**

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

b) Remuneración del Directorio

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

El beneficio corresponde al pago de UF 5 a cada Director de la Sociedad, para el período mayo 2017 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2018.

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

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 31 de diciembre de 2017 y 2016, son las siguientes:

Director	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Iván Díaz-Molina	1.459	1.688
Jorge Lesser García-Huidobro	1.459	1.688
Totales	**2.918**	**3.376**

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

La Sociedad no tiene ejecutivos directamente remunerados por ella.

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	60.991	58.876	2.115
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	2.329	2.220	109
Totales	**63.320**	**61.096**	**2.224**

Al 31 de diciembre de 2016:

Clases de inventario	Bruto M$	Neto Realizable M$	Provisión M$
Materiales de operación y mantenimiento	182.537	182.537	-
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	2.299	2.243	56
Totales	**184.836**	**184.780**	**56**

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$2.178 para el año 2017 y un cargo de M$2.963 para el año 2016.

Movimiento Provisión	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Provisión del año	2.178	2.963
Aplicaciones a provisión	(10)	(3.042)
Totales	**2.168**	**(79)**

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

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

Inventarios utilizados durante el año según gasto	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Materias primas y consumibles utilizados (*)	277.379	333.104
Otros gastos por naturaleza (**)	164.150	123.327
Totales	**441.529**	**456.431**

(*) Ver Nota 20.
(**) Materiales utilizados para el mantenimiento del Sistema eléctrico.

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2017 ascienden a M$579.888 (M$598.300 en 2016) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2017 ascienden a M$51.225 (M$165.476 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 2016, es el siguiente:

	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Impuesto renta por recuperar	492.380	486.639
Crédito activo fijo	23.486	23.092
Crédito Sence	3.249	3.392
Totales	**519.115**	**513.123**

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

	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Impuesto a la renta	282.866	-
Iva Débito fiscal	360.421	285.518
Otros	416	474
Totales	**643.703**	**285.992**

11. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

Activos Intangibles Neto	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Activos Intangibles Identificables Neto	**510.166**	**496.770**
Servidumbres	510.166	496.770
Software	-	-

Activos Intangibles Bruto	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Activos Intangibles Identificables Bruto	**511.899**	**498.503**
Servidumbres	510.166	496.770
Software	1.733	1.733

Amortización Activos Intangibles	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Activos Intangibles Identificables	**(1.733)**	**(1.733)**
Servidumbres	-	-
Software	(1.733)	(1.733)

El activo intangible correspondiente a Servidumbres, muestra movimiento sólo para el año 2017 por M$13.396.

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

Los softwares o programas informáticos y licencias se amortizan en forma lineal entre 4 y 6 años. La amortización de estos bienes se presenta en el rubro “Gastos por Depreciación y Amortización” del Estado de Resultado Integral.

12. Propiedades, planta y equipo

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Propiedades, Planta y Equipo	**16.543.330**	**16.043.576**
Planta y Equipo	15.329.635	15.394.147
Equipamiento de Tecnologías de la Información	149.229	136.323
Instalaciones Fijas y Accesorios	56	2.742
Construcción en Curso	1.055.699	504.716
Otras Propiedades, Planta y Equipo	8.711	5.648

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	**23.820.137**	**22.679.802**
Planta y Equipo	22.463.203	21.929.896
Equipamiento de Tecnologías de la Información	258.978	205.403
Instalaciones Fijas y Accesorios	5.061	7.530
Construcción en Curso	1.055.699	504.716
Otras Propiedades, Planta y Equipo	37.196	32.257

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades,Planta yEquipo	**(7.276.807)**	**(6.636.226)**
Planta y Equipo	(7.133.568)	(6.535.749)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(109.749)	(69.080)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(5.005)	(4.788)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(28.485)	(26.609)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante los años 2017 y 2016, es el siguiente:

	Movimiento año 2017	Planta y Equipo, Neto M$	Equipamiento de Tecnologías de la M$	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto M$	Construcciones en Curso M$	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto M$	Totales M$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2017		**15.394.147**	**136.323**	**2.742**	**504.716**	**5.648**	**16.043.576**
Movimientos	Adiciones	250.496	-	-	1.215.713	-	1.466.209
	Retiros Valor Bruto	(325.874)	-	-	-	-	(325.874)
	Retiros y Traspaso Depreciación Acumulada	150.286	-	-	-	-	150.286
	Otros (Activación Obras en Curso)	751.718	53.575	-	(810.232)	4.939	-
	Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso,Propiedades,Planta y Equipo	(143.033)	-	(2.469)	145.502	-	-
	Gastos por depreciación	(748.105)	(40.669)	(217)	-	(1.876)	(790.867)
	Total movimientos	(64.512)	12.906	(2.686)	550.983	3.063	499.754
Saldo final al 31 de diciembre de 2017		**15.329.635**	**149.229**	**56**	**1.055.699**	**8.711**	**16.543.330**

	Movimiento año 2016	Planta y Equipo, Neto M$	Equipamiento de Tecnologías de la M$	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto M$	Construcciones en Curso M$	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto M$	Totales M$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2016		**14.612.486**	**101.675**	**3.266**	**509.529**	**7.202**	**15.234.158**
Movimientos	Adiciones	205.521	-	-	1.387.476	-	1.592.997
	Retiros Valor Bruto	(587.811)	(12.778)	-	-	-	(600.589)
	Retiros y Traspaso Depreciación Acumulada	564.633	12.632	-	-	146	577.411
	Otros (Activación Obras en Curso)	1.061.914	20.008	-	(1.081.922)	-	-
	Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso,Propiedades,Planta y Equipo	262.045	48.322	-	(310.367)	-	-
	Gastos por depreciación	(724.641)	(33.536)	(524)	-	(1.700)	(760.401)
	Total movimientos	781.661	34.648	(524)	(4.813)	(1.554)	809.418
Saldo final al 31 de diciembre de 2016		**15.394.147**	**136.323**	**2.742**	**504.716**	**5.648**	**16.043.576**

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

Informaciones adicionales de propiedades, planta y equipo

a) La depreciación de los bienes de propiedades, planta y equipo se presenta en el rubro "Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación".

b) La Sociedad cuenta con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (centrales, subestaciones, construcciones, contenido y existencias) con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.

c) El monto de bienes de propiedades, planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2017 y 2016 no es significativo. La Sociedad no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.

13. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

13.1 Impuesto a la renta

a) El detalle del gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados Integrales correspondiente a los años 2017 y 2016, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Gasto por impuestos corrientes	815.369	428.167
Otro gasto por impuesto corriente	73.600	150
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	888.969	428.317
Gasto por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	130.290	174.971
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	**130.290**	**174.971**
Gasto por impuesto a las ganancias	**1.019.259**	**603.288**

Impuestos a las ganancias relacionado con otro resultado integral	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(1.256)	872
Totales	**(1.256)**	**872**

b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a la ganancia (pérdida) antes de impuesto al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es la siguiente:

Conciliación de la ganancia contable multiplicada por las ganancias impositivas aplicables	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Ganancia Contable antes de Impuesto	**3.856.969**	**2.733.050**
Total de (gasto) por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (25,5% en 2017 - 24% en 2016)	**(983.527)**	**(655.932)**
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	7.819	5.730
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(15.626)	(16.198)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	(75.963)	(5.619)
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	48.038	68.731
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	**(35.732)**	**52.644**
(Gasto) por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	**(1.019.259)**	**(603.288)**
Tasa impositiva efectiva	**26,43%**	**22,07%**

13.2 Impuestos diferidos

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

Diferencia temporal	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Impuestos diferidos relativos a propiedades, plantas y equipos	-	-	1.595.470	1.357.146
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	1.244	4.102	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión cuentas incobrables	190.979	89.249	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	6.944	5.640	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión obsolescencia	601	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	9.422	9.657	-	-
Impuestos diferidos otras provisiones	23.627	20.029	4.563	9.712
Total Impuestos Diferidos	**232.817**	**128.677**	**1.600.033**	**1.366.858**

b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación Financiera en los años 2017 y 2016 es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M$	Pasivo M$
Saldo al 01 de enero de 2016	**117.818**	**1.181.900**
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	9.987	184.958
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	872	
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**128.677**	**1.366.858**
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	104.140	234.430
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	(1.255)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**232.817**	**1.600.033**

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 de la Sociedad cubren lo necesario para recuperar esos activos.

14. 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$
Proveedores por compra de energía	2.907.971	1.630.544
Cuentas por pagar bienes y servicios	464.268	404.976
Cuentas por pagar instituciones fiscales	-	6.550
Otras cuentas por pagar	274.904	293.656
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**3.647.143**	**2.335.726**

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	3.372.239	2.035.520
Otras cuentas por pagar	274.904	300.206
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**3.647.143**	**2.335.726**

El detalle de cuentas por pagar comerciales con pagos al día 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	66.034	3.305.315	890	3.372.239	102.322	209.098	1.724.100	2.035.520
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	**66.034**	**3.305.315**	**890**	**3.372.239**	**102.322**	**209.098**	**1.724.100**	**2.035.520**

15. Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

Activos financieros al 31/12/2017	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Totales
	M$	M$	M$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	7.023.079	-	7.023.079
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	3.793	-	3.793
Efectivo y equivalente al efectivo	263.352	1.247.939	1.511.291
Totales	**7.290.224**	**1.247.939**	**8.538.163**

Activos financieros al 31/12/2016	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Totales
	M$	M$	M$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	4.993.637	-	4.993.637
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	1.633	-	1.633
Efectivo y equivalente al efectivo	176.940	228.107	405.047
Totales	**5.172.210**	**228.107**	**5.400.317**

b) Pasivos Financieros

Pasivos financieros al 31/12/2017	Préstamos y cuentas por pagar	Totales
	M$	M$
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	3.647.143	3.647.143
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	1.884.302	1.884.302
Totales	**5.531.445**	**5.531.445**

Pasivos financieros al 31/12/2016	Préstamos y cuentas por pagar	Totales
	M$	M$
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	2.335.726	2.335.726
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	1.892.649	1.892.649
Totales	**4.228.375**	**4.228.375**

15.1 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	Valor Libro M$	Valor Justo M$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	200.582	200.582
Saldo en Bancos	62.770	62.770
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	6.944.371	6.944.371

Pasivos Financieros - al 31/12/2017	Valor Libro M$	Valor Justo M$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	3.647.143	3.647.143

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

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

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

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

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

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

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

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

16. Provisiones

16.1 Otras Provisiones corrientes

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

Otras provisiones corrientes	Corriente	
	31/12/2017	31/12/2016
	M$	M$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	116.064	21.723
Totales	**116.064**	**21.723**

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante los años 2017 y 2016, es el siguiente:

Movimientos en provisiones	Por reclamaciones legales M$
Saldo inicial al 1 de enero de 2017	**21.723**
Provisiones adicionales	105.493
Incremento (decremento) en provisiones existentes	115
Provisión utilizada	(11.267)
Total movimientos en provisiones	**94.341**
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	**116.064**

Movimientos en provisiones	Por reclamaciones legales M$
Saldo inicial al 1 de enero de 2016	**21.145**
Incremento (decremento) en provisiones existentes	578
Total movimientos en provisiones	**578**
Saldo final al 31 de diciembre de 2016	**21.723**

16.2 Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados

a) El desglose 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)	25.717	22.120
Provisión por beneficios anuales	58.814	62.765
Totales	**84.531**	**84.885**

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante los años 2017 y 2016, es el siguiente:

Movimientos en provisiones	Por vacaciones del personal M$	Por beneficios anuales M$	Totales M$
Saldo inicial al 1 de enero de 2017	22.120	62.765	84.885
Incremento (decremento) en provisiones existentes	12.025	60.458	72.483
Provisión utilizada	(8.428)	(64.409)	(72.837)
Total movimientos en provisiones	**3.597**	**(3.951)**	**(354)**
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	**25.717**	**58.814**	**84.531**

Movimientos en provisiones	Por vacaciones del personal M$	Por beneficios anuales M$	Totales M$
Saldo inicial al 1 de enero de 2016	**20.558**	**75.275**	**95.833**
Incremento (decremento) en provisiones existentes	11.480	65.188	76.668
Provisión utilizada	(9.918)	(77.698)	(87.616)
Total movimientos en provisiones	**1.562**	**(12.510)**	**(10.948)**
Saldo final al 31 de diciembre de 2016	**22.120**	**62.765**	**84.885**

16.3 Provisiones No Corrientes, Por Beneficios a los Empleados

a) Beneficios de prestación definida:

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

El desglose de las provisiones no corrientes al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Indeminizacion por años de servicio	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Indemnizaciones por años de servicio	108.266	97.982
Totales	**108.266**	**97.982**

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante los años terminados al 31 de diciembre 2017 y 2016, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	**M$**
Saldo inicial al 1 de enero de 2017	**97.982**
Costo por intereses	3.468
Costo del servicio del año	11.597
Variación actuarial por cambio tasa	(3.444)
Variación actuarial por experiencia	(1.337)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**108.266**

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	**M$**
Saldo inicial al 1 de enero de 2016	**88.629**
Costo por intereses	4.344
Costo del servicio del año	11.138
Pagos en el año	(9.358)
Variación actuarial por cambio tasa	2.619
Variación actuarial por experiencia	610
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**97.982**

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	3.468	4.344
Costo del servicio del año	11.597	11.138
Total Gasto reconocido en el estado de resultados	**15.065**	**15.482**
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	(4.781)	3.229
Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	**10.284**	**18.711**

d) Hipótesis actuariales utilizadas al 31 de diciembre de 2017 y 2016.

Tasa de descuento (nominal)	5,16%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	4,50%
Tablas de mortalidad	CB H 2014 / RV M 2014
Tasa de rotación	2,00%
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	12.405	(10.444)

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 un 1 punto porcentual en la tasa esperada de incremento salarial genera los siguientes efectos:

Sensibilización esperada de incremento salarial	Disminución de 1% M$	Incremento de 1% M$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos (disminución) / aumento de pasivo	(10.546)	12.317

16.4 Juicios y multas

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

16.4.1 Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad, son los siguientes:

Tribunal	N°Rol	Origen	Etapa Procesal	Monto M$
2° Juzgado Civil de Osorno	C-81-2012	Demanda de indemnización de perjuicios (Sáez con Luz Osorno)	Causa archivada	64.405

Al 31 de diciembre de 2017, la Sociedad ha realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación para ellas. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los estados financieros, que rodea a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar, que la Sociedad cuenta con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 1.000.

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

16.4.2 Multas

Al 31 de diciembre de 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$
LUZ OSORNO	Res. Ex. 21.151 de fecha 10.11.2017	SEC	Temporales agosto Calidad de Servicio	Pendiente Recurso de Reposición	7.046
			Multas pendientes de resolución de años anteriores		
LUZ OSORNO	Res. Ex. 299 de fecha 04.02.2013	Vialidad	No solicitar permiso para atravieso	Pendiente Recurso de Reposición	7.046
LUZ OSORNO	Res. Ex. 14.660 de fecha 04.08.2016	SEC	Calidad de servicio	Pendiente Recurso de Reposición	9.394

17. Otros Pasivos No Financieros

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

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No Corrientes	
	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	1.815.444	615.865	-	-
Otras obras de terceros	149.162	215.741	-	-
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	749	749
Totales	**1.964.606**	**831.606**	**749**	**749**

Las subvenciones corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación social, netos de los costos realizados por la Sociedad y se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.13.2

18. Patrimonio

18.1 Patrimonio neto de la Sociedad

18.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016 el capital social de Luz Osorno ascendía a M$10.557.505 y está representado por 7.645 acciones únicas totalmente suscritas y pagadas.

18.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 27 de abril de 2017 se aprobó el pago de un dividendo final de $278.582,394 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016, lo que significó un pago total de M$2.129.762. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 27 de mayo de 2017.

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 26 de abril de 2016 se aprobó el pago de un dividendo final de $292.172,195029431 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015, lo que significó un pago total de M$2.233.656. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 24 de mayo de 2016.

18.1.3 Otras Reservas

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

Al 31 de diciembre de 2017:

Otras Reservas	Saldo al 1 de enero de 2017 M$	Reservas de Ganancias actuariales M$	Saldo al 31 de diciembre de 2017 M$
Reservas de (pérdidas) o ganacias actuariales	(9.478)	3.525	(5.953)
Otras reservas varias	248.539		248.539
Totales	**239.061**	**3.525**	**242.586**

Otras reservas varias por M$248.539, corresponden a la revalorización del capital pagado por el año 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de fecha 20 de junio de 2008.

Al 31 de diciembre de 2016:

Otras Reservas	Saldo al 1 de enero de 2016 M$	Reservas de pérdidas actuariales M$	Saldo al 31 de diciembre de 2016 M$
Reservas de (pérdidas) actuariales	(7.121)	(2.357)	(9.478)
Otras reservas varias	248.539		248.539
Totales	**241.418**	**(2.357)**	**239.061**

18.1.4 Ganancias Acumuladas

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

Ganancias acumuladas	Utilidad líquida distribuible acumulada M$	Ajustes de primera Adopción no realizados M$	Ganancia Acumulada M$
Saldo Inicial al 1/01/2017	**4.755.161**	**307.421**	**5.062.582**
Ganancia atribuibles a los propietarios de la controladora	2.837.710	-	2.837.710
Realización revaluación	17.791	(17.791)	-
Reverso provisión y pago de dividendo año anterior	(1.490.833)	-	(1.490.833)
Provisión dividendo mínimo del año	(851.313)	-	(851.313)
Saldo final al 31/12/2017	**5.268.516**	**289.630**	**5.558.146**

La utilidad distribuible del ejercicio 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$2.837.710.

Ganancias acumuladas	Utilidad líquida distribuible acumulada M$	Ajustes de primera Adopción no realizados M$	Ganancia Acumulada M$
Saldo Inicial al 1/01/2016	**4.800.746**	**334.562**	**5.135.308**
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	2.129.762	-	2.129.762
Realización revaluación	27.141	(27.141)	-
Reverso provisión y pago de dividendo año anterior	(1.563.559)	-	(1.563.559)
Provisión dividendo mínimo del año	(638.929)	-	(638.929)
Saldo final al 31/12/2016	**4.755.161**	**307.421**	**5.062.582**

La utilidad distribuible del ejercicio 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$2.129.762.

18.1.5 Gestión de capital

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

18.1.6 Restricciones a la disposición de fondos

Al 31 de diciembre de 2017 la Sociedad no posee restricciones de envío de flujo a sus Accionistas.

19. Ingresos

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

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Venta de Energía	**19.268.131**	**17.942.101**
Otras Prestaciones y Servicios	**299.068**	**315.187**
Apoyos	3.494	4.420
Arriendo de medidores	35.781	34.280
Pagos fuera de plazo	219.618	240.751
Otros	40.175	35.736
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	**19.567.199**	**18.257.288**

Otros Ingresos, por naturaleza	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Otros Ingresos		
Construcción de obras y trabajos a terceros	1.347.505	597.625
Venta de materiales y equipos	30.880	67.680
Arrendamientos	43.608	45.780
Intereses créditos y préstamos	4.156	5.835
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	216.728	179.086
Otros Ingresos	121.610	77.737
Total Otros ingresos, por naturaleza	**1.764.487**	**973.743**

20. Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31/12/2017	31/12/2016
	M$	M$
Compras de energía y peajes	13.889.279	13.728.333
Compra de materiales	277.379	333.104
Totales	**14.166.658**	**14.061.437**

21. Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	31/12/2017	31/12/2016
	M$	M$
Remuneraciones y bonos	398.086	381.920
Provisión costo de vacaciones	4.387	3.210
Otros costos de personal	39.009	40.208
Indemnización por años de servicios	15.065	20.563
Activación costo de personal	(52.859)	(37.959)
Totales	**403.688**	**407.942**

22. Gasto por Depreciación

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Depreciación y Amortización	31/12/2017	31/12/2016
	M$	M$
Depreciaciones	790.867	760.401
Totales	**790.867**	**760.401**

23. Otros Gastos Por Naturaleza

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

Otros Gastos por Naturaleza	31/12/2017	31/12/2016
	M$	M$
Operación y mantención sistema eléctrico	672.670	521.874
Mantención medidores, ciclo comercial	226.065	189.723
Operación vehículos, viajes y viáticos	552	366
Provisiones y castigos	36.506	28.726
Gastos de administración	99.427	111.721
Otros gastos por naturaleza	1.094.438	399.142
Total Otros Gastos por Naturaleza	**2.129.658**	**1.251.552**

24. Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos 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	24.618	48.227
Total Ingresos Financieros	**24.618**	**48.227**
Otros Gastos Financieros	(17.174)	(84.895)
Activación Gastos financieros	5.574	6.919
Total Costos Financieros	**(11.600)**	**(77.976)**
Resultado por unidades de reajuste	**1.175**	**17.591**
Total Costos Financieros	**(10.425)**	**(60.385)**
Total Resultado Financiero	**14.193**	**(12.158)**

25. Medio Ambiente

Durante los años 2017 y 2016, la Sociedad no ha efectuado desembolsos significativos relacionados con temas medioambientales. No existen montos comprometidos relevantes.

26. Garantías Comprometidas con Terceros

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

Las garantías entregadas al 31 de diciembre de 2017 son las siguientes según beneficiario relevante:

	Empresa que entrega garantia		Activos Comprometidos			Fecha de liberación	
Acreedor de la garantia	Nombre	Relación	Tipo de Garantia	Moneda	Valor Garantia M$	2018 M$	2019 M$
Gobierno Regional de Los Lagos	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	1.909.262	663.437	1.245.825
Director de Vialidad	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	202.711	200.317	2.394
Director Regional de Vialidad	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	3.989	3.989	-
Totales					**2.115.962**	**867.743**	**1.248.219**

27. Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, no hay garantías recibidas.

28. Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
ACTIVOS CORRIENTES				
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	U.F.	Peso chileno	6.181	5.927
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			**6.181**	**5.927**
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	Peso chileno	27.534	33.264
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			**27.534**	**33.264**
TOTAL ACTIVOS			**33.715**	**39.191**

PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
PASIVOS CORRIENTES				
Cuentas por Pagar a Enridades Relacionadas, Corrientes	U.F.	Peso chileno	241	-
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			**241**	**-**
TOTAL PASIVOS			**241**	**-**

29. 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 – Compañía Eléctrica Osorno 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	9.043	5.980	3.063	51%
Activos no corrientes	17.365	16.797	568	3%
Total activos	**26.408**	**22.777**	**3.631**	**16%**
Pasivos corrientes	8.340	5.453	2.887	53%
Pasivos no corrientes	1.709	1.466	243	17%
Patrimonio	16.358	15.859	499	3%
Total pasivos y patrimonio	**26.408**	**22.777**	**3.631**	**16%**

1) Activos

Presentan un aumento de MM$3.631 respecto de diciembre de 2016, explicado por un aumento en los Activos corrientes de MM$3.063 y un aumento en los Activos no corrientes de MM$568.

La variación positiva que presentan los Activos corrientes es originada principalmente por:

a) Aumento en Efectivo y equivalentes al efectivo de MM$1.106, principalmente por mayores ingresos operacionales netos.

b) Aumento en Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar de MM$2.079, principalmente por diferencias pendientes a 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.

La variación positiva de los Activos no corrientes se explica principalmente por un aumento en Propiedades, planta y equipo (MM$499), debido a la construcción de

nuevas líneas, redes y subestaciones, destinadas a satisfacer las necesidades de crecimiento de energía y clientes.

2) Pasivos

Los pasivos aumentaron en MM$3.130 respecto de diciembre de 2016, explicado principalmente por un aumento en los Pasivos corrientes de MM$2.887.

- El aumento de los Pasivos corrientes se explica por un incremento en Cuentas por pagar a comerciales y otras cuentas por pagar (MM$1.311), por facturas de proveedores que no terminaron el ciclo de compra.

- Incremento de Otros pasivos no financieros (MM$1.133) proveniente principalmente de Subvenciones Gubernamentales (obras FNDR), estas son aportes del Fondo Nacional de Desarrollo Regional y están destinados a financiar las obras de electrificación rural.

3) Patrimonio

Presenta un mayor saldo de MM$499, respecto de diciembre de 2016, explicado por el resultado del ejercicio (MM$2.837), compensado parcialmente por pago de dividendos del periodo neto de provisión de diciembre 2016 (MM$1.491) y provisión de dividendos mínimo (MM$851).

Principales Indicadores:

		Unidad	Dic-17	Dic-16	Var. %
Liquidez	Liquidez corriente (1)	Veces	1,1	1,1	(1,1%)
	Razón ácida (2)	Veces	1,1	1,1	1,3%
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio neto (3)	Veces	0,6	0,4	40,8%
	Cobertura gastos financieros (4)	Veces	386	45	(100,0%)
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda total (5)	%	83,0%	78,8%	5,3%
	Deuda LP / Deuda total (6)	%	17,0%	21,2%	(19,7%)
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM$	1.417	1.266	11,9%
	Rotación de inventarios (7)	Veces	11,5	6,5	76,0%
	Permanencia de inventarios (8)	Días	32	56	(43,2%)
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	98	77	(94,9%)
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (10)	MM$	3.510	3.510	16,2%
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio (anualizado) (11)	%	17,62%	13,40%	31,5%
	Rentabilidad del activo (anualizado) (12)	%	11,54%	9,08%	27,2%
	Rendimiento activos operacionales (anualizado) (13)	%	23,57%	17,58%	34,1%
	Utilidad por acción (14)	$	371.185	278.582	33,2%

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:

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

* *Considera inversiones propias e inversiones con subsidios.

(8) Permanencia de Inventarios:

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

(9) Rotación Cuentas por Cobrar:

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

(10) Ebitda (12 meses móviles):

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

(11) Rentabilidad del Patrimonio (anualizado):

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

(12) Rendimiento del Activo (anualizado):

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

(13) Rentabilidad Activos Operacionales (anualizado):

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

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	21.332	19.231	2.101	11%
Materias primas y consumibles utilizados	(14.167)	(14.061)	(106)	1%
Margen de contribución	**7.165**	**5.170**	**1.995**	**39%**
Gasto por beneficio a los empleados	(404)	(408)	4	(1%)
Otros gastos por naturaleza	(2.129)	(1.252)	(877)	70%
Resultado bruto de explotación	**4.632**	**3.510**	**1.122**	**32%**
Gasto por depreciación y amortización	(791)	(760)	(31)	4%
Resultado de explotación	**3.841**	**2.750**	**1.091**	**40%**
Resultado financiero	14	(12)	26	(217%)
Otras ganancias (pérdidas)	2	(5)	7	(140%)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	3.857	2.733	1.124	41%
Gasto por impuestos a las ganancias	(1.019)	(603)	(416)	69%
Ganancia (pérdida)	**2.838**	**2.130**	**708**	**33%**

1) Resultado de explotación

El resultado de explotación aumentó respecto del ejercicio anterior, en MM$1.091, lo que se explica por un mayor margen de contribución (MM$1.995):

Lo anterior se explica principalmente por:

a) Mayor margen de distribución de MM$1.163, por entrada en vigor de las nuevas tarifas de VAD que aumentó los ingresos de la Sociedad (MM$399) e incremento en venta de energía de clientes residenciales lo que además mejora la estructura de venta aumentando el margen.

b) Mayores otros ingresos por naturaleza por MM$791, principalmente por mayores obras de construcción y trabajos a terceros.

Lo anterior compensado parcialmente por un aumento de los Otros gastos por naturaleza (MM$877), principalmente por:

a) Mayores costos de operación y mantenimiento del sistema eléctrico por MM$151.

b) Mayores costos por construcción de obras y servicios a terceros por MM$695, que se condice con el aumento del ingreso.

c) El mayor impuesto a la Renta por pagar se explica principalmente por una mayor utilidad del ejercicio, respecto del año anterior.

2) Resultado del periodo

La Sociedad al 31 de diciembre de 2017, obtuvo utilidades por MM$2.838 lo que implicó un aumento de MM$708 respecto de diciembre de 2016.

III. Análisis del Flujo de Efectivo.

Flujo de Efectivo	Dic-17 MM$	Dic-16 MM$	Diferencia MM$	Variación %
de la Operación	5.364	4.232	1.132	27%
de la Inversión	(1.658)	(1.454)	(204)	14%
de Financiación	(2.599)	(4.271)	1.672	(39%)
Flujo neto del período	**1.106**	**(1.493)**	**2.599**	**(174%)**
Variación en la tasa de cambio	-	-	-	-
Incremento (disminución)	**1.106**	**(1.493)**	**2.599**	**(174%)**
Saldo Inicial	405	1.898	(1.493)	(79%)
Saldo Final	**1.511**	**405**	**1.106**	**273%**

El saldo de Efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM$1.511 mayor en un 273% respecto de diciembre de 2016.

1) Mayor flujo positivo (variación positiva) de efectivo en Actividades de operación, principalmente por mayores ingresos operacionales netos (mayor Ebitda).

2) Menor flujo negativo (variación positiva) de efectivo por Actividades de Financiación, principalmente por menor pago de préstamos en cuenta corriente de empresa relacionada.

IV. Mercados en que participa.

Luz Osorno tiene por objeto la distribución y venta de energía eléctrica en sectores rurales de la provincia de Osorno y en algunas localidades de las provincias de Valdivia y Llanquihue.

V. Principales Riesgos.

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

1) Riesgos Regulatorio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria liderados por la Comisión Nacional de Energía (la Autoridad), para el segmento de distribución de energía.

En los procesos de fijación tarifaria, 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 tarificados. 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 3.3 Marco Regulatorio de los Estados Financieros).

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

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

b) **Fijación de tarifas de distribución**

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 un aumento en los ingresos de actividades ordinarias de la Sociedad de aproximadamente un 1,6% para el año 2017 (comparado con ingresos de este 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 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.

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 excedentes 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 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.