



**Reporte Anual 2018** 



# Índice

CARTA DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO	3
VISIÓN CORPORATIVA	5
ANTECEDENTES DE LA SOCIEDAD	6
ANTECEDENTES RELEVANTES	7
RELACIÓN DE LA PROPIEDAD	8
PROPIEDAD Y CONTROL	9
GOBIERNO CORPORATIVO	10
RESPONSABILIDAD SOCIAL Y DESARROLLO SOSTENIBLE	12
DIRECTORIO	15
ADMINISTRACIÓN	16
ESTRUCTURA ORGANIZATIVA	17
MARCHA DE LA EMPRESA	18
ELECTRIFICACIÓN RURAL	26
LÍNEA DE TIEMPO	28
SECTOR DE LA INDUSTRIA	30
ACTIVIDADES DE LA SOCIEDAD	36
FACTORES DE RIESGO	41
GESTIÓN FINANCIERA	44
HECHOS RELEVANTES	47
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	48
ESTADOS FINANCIEROS CLASIFICADOS	49



# CARTA DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO

#### Parte de un nuevo mundo

Los últimos años han sido de enormes desafíos para el Grupo Saesa. Nuevas exigencias sociales, regulatorias y tecnológicas nos han obligado a redoblar nuestros esfuerzos por entregar, cada día, un mejor y más estable servicio a nuestros clientes. Si bien aún falta camino por recorrer, podemos decir con satisfacción, que lo estamos superando con éxito.

El año que recién pasó trajo importantes retos para la industria eléctrica del país. En diciembre de 2017, se publicó la nueva norma técnica que regula la distribución de energía eléctrica, la que tiene por finalidad mejorar la calidad en el servicio, llevándolo a estándares de clase mundial. Se definieron nuevos y muy exigentes parámetros para el suministro, productos y servicios que entregamos a nuestros clientes. Este desafío va en sintonía con nuestro compromiso permanente por mejorar día a día, y lo alcanzaremos a través de importantes inversiones, incorporando nuevas tecnologías e infraestructura y de la mano de nuestro creciente número de colaboradores.

Estamos comprometidos con el desarrollo eléctrico del país y cada vez somos más conscientes que la única manera de lograrlo es haciéndolo de manera sustentable. En un mundo de constantes cambios, entendemos que es nuestra obligación ser pioneros en las nuevas tecnologías que nos permitan no sólo mejorar la calidad de vida de las personas, sino que respetar el medio ambiente. Las energías limpias, soluciones de eficiencia energética y electromovilidad, entre otros, nos permitirán aportar a esta cruzada, de la que todos debemos hacernos parte.

Nos llena de orgullo participar, por ejemplo, en los proyectos de electrificación fotovoltaica impulsados por la autoridad, que permiten llevar energía eléctrica limpia y eficiente a lugares aislados de nuestro territorio nacional. Estos no sólo emplean energías renovables, sino que mejoran de manera significativa la calidad de vida de muchas comunidades de nuestro país.

En esta misma línea están nuestros proyectos de calefacción eléctrica, que pretendemos lanzar en un corto plazo, en base a los cambios regulatorios que los sustentan, con el objeto de ayudar a descontaminar las grandes ciudades del sur del país.

#### Mejoras y proyectos

Manteniendo siempre la finalidad de prestar un mejor servicio a nuestros más de 860 mil clientes, durante el año 2018 pusimos en operación 3 nuevas subestaciones y más de 1.500 kilómetros de líneas, todo lo cual permitió robustecer nuestras redes eléctricas y alcanzar nuevas localidades y clientes.

Destaca entre nuestros proyectos la denominada Subestación Kimal que, ubicada en pleno desierto de Atacama, permite descongestionar el sistema de transmisión nacional en el norte del país, mejorando así de manera integral la estabilidad eléctrica de dicho sistema. Esta obra, de gran relevancia en la configuración actual del sistema de transmisión nacional, requirió una inversión de US\$27 millones. Adicionalmente, el Ministerio de Energía decretó una ampliación para este proyecto por un monto de inversión de US\$14 millones y cuya puesta en servicio está proyectada para el segundo trimestre de 2019.

#### Resultados financieros

El Ebitda del Grupo Saesa alcanzó los \$108.231 millones, lo que representa un crecimiento de 9,1% respecto al año anterior, reflejando un aumento en la eficiencia de la compañía. A lo anterior, se suman los nuevos ingresos provenientes de la entrada en servicio de nuevos proyectos, inversiones



que en el año 2018 alcanzaron los \$121.740 millones, un 14% más de lo invertido durante el año 2017, como consecuencia de la confianza y compromiso de nuestros accionistas en respaldar el desarrollo sustentable de nuestro sector.

#### Compromiso permanente

En nuestra empresa tenemos claro el compromiso que tenemos con nuestra comunidad, su calidad de vida y oportunidades. Es así como día a día desarrollamos programas de responsabilidad social – muchos de los cuales por su trayectoria nuestra gente ya siente como propios – los que entendemos son tanto o más importantes que las demás actividades de nuestro negocio. De este modo, contribuimos al desarrollo de nuestro país, desde nuestra zona, donde su geografía y clima imponen aún mayores desafíos a su gente.

Claros ejemplos de esto lo constituyen programas como "Somos Vecinos", "A la Escuela con Energía", "Conexión de Sedes Sociales" o "Liceos Eléctricos", los cuales contemplan aportes a la educación, creación de mesas de trabajo, generación de herramientas para la obtención de empleo, relaciones amigables con la comunidad y soluciones energéticas, entre otros.

#### Nuestros colaboradores

Para nuestra empresa el principal activo son sus colaboradores y ellos son nuestro pilar fundamental. Es por ello que su bienestar e integridad son el prisma a través del cual desarrollamos todas nuestras actividades.

La seguridad de ellos es un intransable y ningún crecimiento sería posible sin que sea nuestra prioridad. Estamos y seguiremos trabajando en herramientas, programas de formación, campañas y fiscalización que nos permitan seguir siendo un referente en la industria a nivel nacional, reduciendo cada vez más las tasas de accidentabilidad de nuestros trabajadores y contratistas.

Nos interesa ser un lugar donde los trabajadores quieran crecer y permanecer. Valores como la innovación, colaboración, agilidad y flexibilidad forman parte ahora de nuestro lenguaje cotidiano, entendiendo que existen nuevas y más eficientes formas de trabajar, las que permitan hacer de nuestra labor una experiencia gratificante y compatibilizar la vida personal con la laboral. Esta preocupación ha hecho posible alcanzar con orgullo el 4° lugar en el ranking de las mejores empresas para trabajar en Chile, Great Place to Work.

Nos queremos caracterizar por ser una empresa que hace las cosas de manera ética y correcta. Es por ello que, a las normas de integridad y políticas internas ya existentes, los últimos años hemos sumado un modelo de prevención de delitos y un programa de compliance, los cuales buscan asegurar que el comportamiento de todos nuestros colaboradores refleje nuestros principios y valores.

#### Agradecimientos

Durante los últimos años hemos logrado un crecimiento sostenido que ha permitido posicionarnos como un referente de la industria eléctrica en el país. Lo anterior, ha sido posible gracias al importante esfuerzo de cada uno de nuestros colaboradores, accionistas y directores, apoyados en una cultura de colaboración, valores y principios preocupados por nuestra gente, la comunidad y el desarrollo de la industria eléctrica en Chile.

Jorge Lesser García- Huidobro



# **VISIÓN CORPORATIVA**

#### VISIÓN

Mejorar la calidad de vida de las personas y contribuir al desarrollo sustentable del país, entregando energía confiable y segura. Nuestro trabajo se fundamenta en un profundo compromiso con nuestros clientes, el cuidado y desarrollo de nuestros trabajadores y la modernización de la industria eléctrica en Chile. Nuestra visión tiene una perspectiva de largo plazo, que busca crear valor para nuestros accionistas.

#### MISIÓN

En los siguientes cuatro años el Grupo Saesa deberá implementar un cambio disruptivo en su negocio, alcanzando un nuevo estándar en calidad de servicio y fortaleciendo significativamente su relación con los clientes. La compañía deberá implementar con éxito los proyectos de Nueva Norma Técnica y Medición Inteligente, asegurando además consolidar su liderazgo en seguridad laboral en la industria. La empresa deberá ser un actor relevante en el desarrollo del marco regulatorio y nuevas tecnologías de la industria en Chile, promoviendo un trabajo cercano con reguladores y comunidades.

Al año 2022 el Grupo Saesa deberá redefinir la relación con sus clientes, potenciando nuevos sistemas digitales que mejoren la experiencia y desarrollando una cultura verdaderamente centrada en los clientes.

Para construir el futuro, el Grupo Saesa deberá promover la innovación en todos los ámbitos de su negocio y explorar las oportunidades que ofrecen las nuevas tecnologías en bienes y servicios eléctricos de uso diario de los clientes.

#### CRECIMIENTO Y VISIÓN 2022

Durante los próximos años, el Grupo Saesa experimentará un cambio disruptivo en todos los ámbitos de su negocio. La empresa deberá implementar exitosamente sus proyectos de inversión y redefinir su relación con el cliente junto con contar con un equipo de personas con una cultura de excelencia y ser percibida como la mejor opción para trabajar en la industria. Además, la compañía deberá asegurar su liderazgo en seguridad laboral y crecer creando valor económico real para sus accionistas.

#### **VALORES CORPORATIVOS**

Para alcanzar sus objetivos, la Empresa deberá buscar y cultivar altos estándares de trabajo en todos sus colaboradores e internalizar 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.



# ANTECEDENTES DE LA SOCIEDAD

Razón Social Empresa Eléctrica de Aisén S.A.

Nombre de Fantasía Edelaysen

Rol Único Tributario 88.272.600-2

Domicilio Legal Isidora Goyenechea 3621, Piso 20, Las Condes, Santiago

Domicilio Comercial Bulnes 441, Osorno

Fono +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 №28

Fecha de inscripción en el Registro de Entidades Informantes 09/05/2010

#### **DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS**

Empresa Eléctrica de Aisén Ltda., es constituida por escritura pública de fecha 26 de febrero de 1982, otorgada en Notaría de Santiago de don Enrique Morgan Torres. Extracto autorizado inscrito a fojas 28 vta. N°18 del Registro de Comercio de Coyhaique de 1982, y publicado en el Diario Oficial de fecha 27 de marzo de 1982.

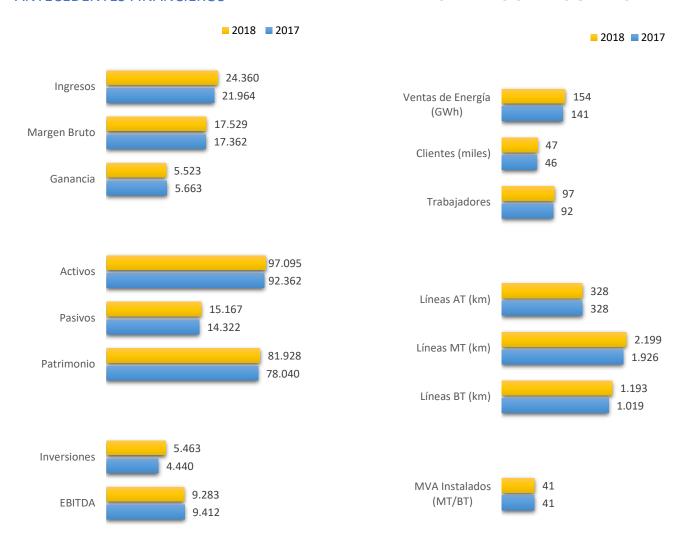
Por escritura pública de fecha 30 de septiembre de 1983, otorgada en la Notaría de Santiago de don Enrique Morgan Torres, se modificó la sociedad a una sociedad anónima, llamándose Empresa Eléctrica de Aisén S.A. Extracto autorizado fue inscrito a fojas 145 N°62 del Registro de Comercio de Coyhaique de 1983, y publicado en el Diario Oficial de fecha 19 de noviembre de 1983.

Por escritura pública de fecha 9 de diciembre de 2002, otorgada en la Notaría de Coyhaique de don Teodoro Patricio Durán Palma, cambió su domicilio social a la ciudad de Santiago. Extracto autorizado fue inscrito a fojas 1612 N°1316, del Registro de Comercio de Santiago de 2003, y publicado en el Diario Oficial de fecha 26 de diciembre de 2002.

# **ANTECEDENTES RELEVANTES**

#### **ANTECEDENTES FINANCIEROS**

## **ANTECEDENTES OPERACIONALES**



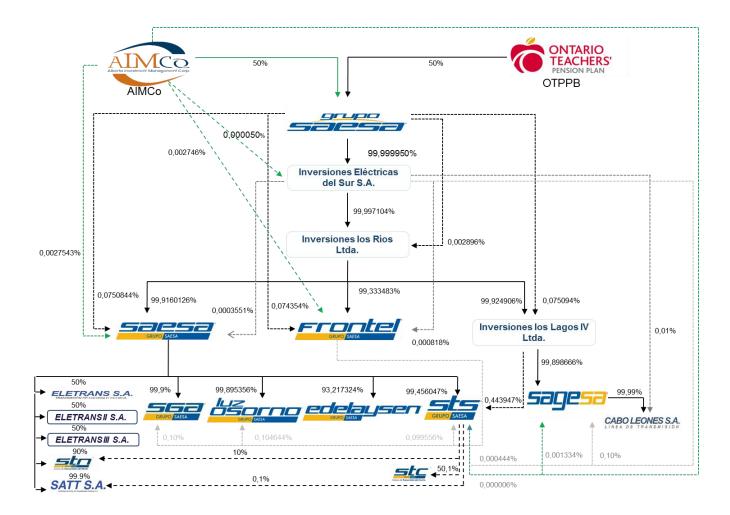
## **GENERACIÓN**

	Cantidad de Centrales		Potencia Ins	talada (MW)
	2017 2018		2017	2018
Eólica	1	1	3,8	3,8
Hidroeléctrica	7	7	24,6	24,3
Diésel	19	18	39,9	32,3
Total	27	26	68,35	60,34



# **RELACIÓN DE LA PROPIEDAD**

La estructura de la propiedad al 31 de diciembre de 2018 es la siguiente:



De acuerdo a lo definido en el Título XV de la Ley N°18.045, el controlador de la compañía, Sociedad Austral de Electricidad S.A., posee un 93,217324% de Edelaysen, en forma directa.



# **PROPIEDAD Y CONTROL**

Al 31 de diciembre de 2018 el número de accionistas de Edelaysen alcanzaba los 128, siendo los doce mayores los siguientes:

ACCIONISTAS	TOTAL DE ACCIONES	TOTAL PARTICIPACIÓN
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	35.028.640	93,217324%
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	2.516.231	6,696130%
Productora y Exportadora H.O. L. Chile Ltda.	7.693	0,020472%
Comercial Comtesa S.A.	6.401	0,017034%
Ilustre Municipalidad de Río Ibañez	6.194	0,016483%
Empresa Portuaria Chacabuco	4.986	0,013269%
Corvalan Neira, Sandra Mónica	1.975	0,005256%
Empresa Constructora Cóndor S.A.	1.745	0,004644%
Fiedler Agurto, Nestor Leandro	1.322	0,003518%
Lomas del Sol S.A.C.	1.065	0,002834%
Santana Miranda, Osvaldo Marcelo	994	0,002645%
Vera Zuniga, Nelson	30	0,000080%
Otros Accionistas Menores	117	0,000311%
	37.577.393	100%



# **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**

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

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



# **RESPONSABILIDAD SOCIAL Y DESARROLLO SOSTENIBLE**

## **DIVERSIDAD EN EL DIRECTORIO**

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

# DIVERSIDAD EN LA GERENCIA GENERAL Y DEMÁS GERENCIAS

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



## DIVERSIDAD EN LA ORGANIZACIÓN

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 30 años	18	1	19
Entre 30 y 40 años	32	4	36
Entre 41 y 50 años	21	7	28
Entre 51 y 60 años	11	-	11
Entre 61 y 70 años	2	-	2
Mayor a 70 años	-	-	-
ANTIGUEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3 años	36	9	45
Entre 3 y 6 años	10	-	10
Entre 6 y 9 años	7	-	7
Entre 9 y 12 años	9	-	9
Mayor a 12 años	22	3	25
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	83	12	95
EXTRANJERA	1	-	1

# RESUMEN DIVERSIDAD DEL DIRECTORIO, GERENCIA Y ORGANIZACIÓN

DIVERSIDAD	DIRECT	ORIO	GEREN	ICIAS	ORGANI	ZACIÓN	тот	AL	REPRESENT	ATIVIDAD
RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menor a 30 años	-	-	-	-	18	1	18	1	17,1%	1,0%
Entre 30 y 40 años	-	-	-	-	32	4	32	4	30,5%	3,8%
Entre 41 y 50 años	3	1	1	-	21	7	25	8	23,8%	7,6%
Entre 51 y 60 años	2	-	-	-	11	-	13	-	12,4%	0,0%
Entre 61 y 70 años	1	-	-	-	2	-	3	-	2,9%	0,0%
Mayor a 70 años	1	-	-	-	-	-	1	-	1,0%	0,0%
ANTIGUEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menor a 3 años	1	-	1	-	36	9	38	9	36,2%	8,6%
Entre 3 y 6 años	2	-	-	-	10	-	12	-	11,4%	0,0%
Entre 6 y 9 años	4	-	-	-	7	-	11	-	10,5%	0,0%
Entre 9 y 12 años	-	1	-	-	9	-	9	1	8,6%	1,0%
Mayor a 12 años	-	-	-	-	22	3	22	3	21,0%	2,9%
NACIONALIDAD H	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
CHILENA	3	-	1	-	83	12	87	12	82,9%	11,4%
EXTRANJERA	4	1	-	-	1	-	5	1	4,8%	1,0%

87,6% 12,4% 105

<sup>\*</sup>Incluye Directorio





# BRECHA SALARIAL POR GÉNERO

## PROMEDIO TOTAL REMUNERACIONES (HABERES FIJOS + BONOS)

FAMILIA DE CARGO	G. FEMENINO	G. MASCULINO	DIFERENCIA
Administrativo	107%	100%	7%
Enc. Unidad	75%	100%	-25%
Jefes de Área	126%	100%	26%
Linieros	N.A	100%	N.A
Profesionales	100%	100%	0%
Supervisores	N.A	100%	N.A
Técnicos	98%	100%	-2%



# **DIRECTORIO**

En el año 2018 el Directorio de Empresa Eléctrica de Aisén S.A. 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 el último año el Directorio ha estado compuesto por los siguientes miembros:



**PRESIDENTE** 

Jorge Lesser García-Huidobro Ingeniero Civil Rut 6.443.633-3 Fecha designación: 16-05-2018



**VICEPRESIDENTE** 

Iván Díaz-Molina Ingeniero Civil Rut 14.655.033-9 Fecha designación: 16-05-2018



**DIRECTOR TITULAR** 

Juan Ignacio Parot Ingeniero Civil Industrial Rut 7.011.905-6 Fecha designación: 26-04-2018



**DIRECTOR TITULAR** 

**Waldo Fortín** Abogado Rut 4.556.889-K Fecha designación: 26-04-2018



**DIRECTOR TITULAR** 

**Ben Hawkins** Maestría en Administración de **Empresas** Extranjero Fecha designación: 26-04-2018



**DIRECTOR TITULAR** 

**Stacey Purcell** Ingeniero Comercial Extranjera Fecha designación: 26-04-2018



**DIRECTOR TITULAR** 

**Christopher Powell** Ingeniero Bachiller en Ciencias Extranjero Fecha designación: 26-04-2018



**DIRECTOR TITULAR** 

**Stephen Best** Contador Público Extranjero Fecha designación: 28-08-2018



# **ADMINISTRACIÓN**

Francisco Alliende Arriagada / Ingeniero Comercial / RUT 6.379.874-6

**Gerente General** Fecha nombramiento 1 de febrero de 2012

Raúl González Rojas / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 7.741.108-9

**Gerente Corporativo de Operaciones** Fecha nombramiento 10 de septiembre de 2012

Gerente de Administración y

Gerente de Comercialización

**Finanzas** 

Víctor Vidal Villa / Ingeniero Civil Industrial / RUT 9.987.057-5

Fecha nombramiento 11 de abril de 2012

Sebastián Sáez Rees / Abogado / RUT 8.955.392-K

**Gerente Legal** Fecha nombramiento 1 de octubre de 2007

Patricio Turén Arévalo / Ingeniero Civil Industrial / RUT 7.256.279-8

Gerente de Proyecto SAP Comercial Fecha nombramiento 24 de septiembre de 2012

Marcelo Bobadilla Morales / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 10.151.086-7

Fecha nombramiento 1 de septiembre de 2009

Paolo Rodríguez Pinochet /Ingeniero Eléctrico / RUT 13.199.851-1

Gerente de Proyectos de Distribución Fecha nombramiento 1 de octubre de 2017

Rodrigo Miranda Díaz / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 10.784.472-4

Gerente de Regulación Fecha nombramiento 10 de septiembre de 2012

María Dolores Labbé Daniel / Ingeniero Comercial / RUT 13.117.638-4

Gerente de Personas Fecha nombramiento 10 de diciembre de 2013

Charles Naylor Del Río / Ingeniero Civil Industrial/RUT 7.667.414-0

Gerente de Desarrollo de Negocios Fecha nombramiento 15 de mayo de 2014

Gerente de Planificación Estratégica,

**Gestión y Riesgos** 

Marcela Ellwanger Hollstein / Ingeniero Comercial / 12.752.648-6

Fecha nombramiento 10 de diciembre de 2013

Marcelo Matus Castro / Ingeniero Eléctrico / RUT 11.364.868-6

Gerente de Transmisión Fecha nombramiento 01 de noviembre de 2015

Leonel Martínez Martínez / Ingeniero Eléctrico / RUT 14.556.330-5

Gerente de Desarrollo Operacional Fecha nombramiento 23 de marzo de 2015

Patricio Velásquez Soto /Ingeniero en Prevención de Riesgos / RUT 12.540.271-2

Subgerente de Prevención de Riesgos Fecha nombramiento 30 de octubre de 2013

Jorge Castillo Quiroz / Contador Auditor / RUT 7.759.917-7

Director de Auditoría Interna Fecha nombramiento 1 de enero de 2009

Jorge Muñoz Sepúlveda / Ingeniero Civil Electricista/ RUT 11.694.983-0

Subgerente de Regulación Fecha nombramiento 1 de septiembre de 2009

Barbara Boekemeyer Slater / Ingeniero Civil Industrial / RUT 12.747.160-6

Gerente de Clientes Fecha nombramiento 1 de abril de 2018

Diego Moenne-Loccoz / Contador Público y Auditor / RUT 12.708.537-4 Gerente de Explotación

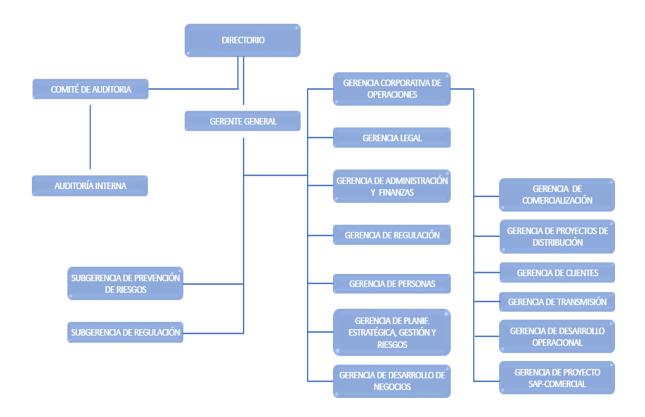
Fecha nombramiento 1 de enero de 2018



# **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 que en su conjunto, han realizado en 2018, distintas actividades como muestra del compromiso como empresa socialmente responsable, haciéndose presente en todos los ámbitos de acción: comunidad, medioambiente, personas, operaciones y financiero.

Edelaysen presento la siguiente informacion durante el año, respecto de alimentadores y clientes fuera de estándar:

#### **EXCELENCIA OPERACIONAL**

El año 2018 fue positivo para el Grupo Saesa desde el punto de vista de calidad de servicio, ya que se lograron mejorar los indicadores respecto al año 2017. Así es como destaca la disminución del tiempo promedio de interrupciones por cliente, evaluada por el indicador SAIDI impuesto por el regulador y la frecuencia media de éstas, medida por el indicador SAIFI.

Con respecto al primer indicador, el 2018 se cerró con un SAIDI de 26,9 lo que representó un 31,1% inferior al año anterior, lo que en la práctica significó 13 horas menos de interrupciones promedio para la totalidad de los clientes respecto al 2017.

En relación a la frecuencia de interrupciones promedio por cliente, que registra el indicador SAIFI, las distribuidoras del Grupo Saesa alcanzaron un promedio de 9,9 disminuyendo un 8,9% respecto al año anterior.

Edelaysen presento la siguiente informacion durante el año, respecto de alimentadores y clientes fuera de estándar:

ALIM	IENTADORES Y CLIENT	ES FUERA DE	ESTANDAR DIC'17-NO	OV'18
<b>EMPRESA</b>	Q ALIMENTADORES	Q CLIENTES	% ALIMENTADORES	% CLIENTES
EDELAYSEN	6	7,746	32%	17%



#### **SUSTENTABILIDAD**

La visión de la sociedad es mejorar la calidad de vida de las personas y contribuir al desarrollo sostenible del país, entregando energía confiable y segura. El trabajo se fundamenta en un profundo compromiso con los clientes.

En este desafío, la sustentabilidad es central y es por eso que constituye uno de los valores que guían el quehacer de la empresa. Esto implica, trabajar en un relacionamiento responsable y consciente con el presente y el futuro de las comunidades en las que opera y también su medio ambiente.

En este marco, la sustentabilidad se desarrolla materializando un compromiso a través de acciones en el día a día, que potencien un servicio desde la búsqueda por contribuir al desarrollo del país a escala regional. Para ello, desde 2017 la compañía cuenta con una Política de Sustentabilidad que se basa en 3 focos estratégicos: dialogo, consciencia y valor compartido.

En 2018 se formó el primer Comité de Sustentabilidad integrado por los líderes de diversas áreas de la sociedad, cuyo objetivo es identificar, desarrollar, medir y reportar las principales acciones, procesos o programas que contribuyan al desarrollo de la sustentabilidad, a partir de la satisfacción de necesidades de la empresa y sus públicos de interés (inversionistas, comunidad, clientes, colaboradores, proveedores, etc.) y haciendo uso consciente y responsable de los recursos naturales.

Para ello se creó un plan de indicadores claves y metas para 2018. Con esos resultados se realizará el primer reporte del Plan de Sustentabilidad Corporativa del Grupo Saesa a comienzos del año 2019.

Además, durante 2018 se realizaron diferentes iniciativas que han promovido y permitido un acercamiento a las comunidades presentes en las regiones en las que el Grupo Saesa opera.

#### **Programa Somos Vecinos:**

Desde que comenzó a implementarse este programa a mediados del año 2015, se ha llegado a todas las comunas donde la empresa opera en distribución de energía eléctrica, 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.

En 2018 se realizaron 463 reuniones, lo que significó un aumento de un 116%, respecto a 2017. Se vinculó presencialmente con más de 5 mil personas. 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.

Durante 2018 se realizaron reuniones no sólo con Juntas de Vecinos, sino también con diversas organizaciones sociales, entre las que destacan Bomberos, Carabineros, PDI, gremios como las Cámaras de Comercio, Concejos Municipales, clubes deportivos, instituciones educacionales, entre otros.

Una de las innovaciones que se realizó bajo el alero de esta iniciativa es el programa "Somos vecinos radio", que es una instancia donde a través de este medio de comunicación se replican los contenidos de las reuniones, llegando a un número mayor de personas. Se realizaron 50 programas radiales, distribuidos en las 7 zonales, con lo que se logró llegar a comunidades lejanas geográficamente y dar respuesta muchas de sus inquietudes.



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

Desde sus inicios en el 2013, más de 109 sedes de organizaciones locales han logrado conectarse a la red de abastecimiento eléctrico en el marco de este programa. Hoy más de 6.500 familias pueden usar con mayor comodidad y diversidad de estos espacios para su desarrollo, esparcimiento y vida en comunidad. Durante el año 2018 se conectaron 28 nuevas sedes en 22 comunas de la zona de operación de la compañía.

**Programa "A la Escuela con Energía":** Este programa consiste en la entrega de útiles escolares y equipamiento audiovisual en escuelas de sectores alejados, fundamentalmente rurales.

El año 2018 se beneficiaron 32 establecimientos, alrededor de 200 alumnos, completándose así más de 300 establecimientos beneficiados desde los inicios de esta campaña en el año 2011. Este año además se realizó el segundo Concurso de Eficiencia Energética, consistente en impulsar el ahorro energético en las escuelas beneficiadas, por un periodo de 4 meses, en los que cada establecimiento compitió para disminuir su consumo eléctrico en relación al año anterior. Durante esos meses se entregaron consejos de ahorro de energía.

En 2018 participaron 30 escuelas, resultando 5 ganadoras: El primer lugar fue para la Escuela Rural Cristo Rey de Ralún, en Puerto Varas, con un 46% de ahorro; Las demás ganadoras fueron Escuela de Purrehuín, en San Juan de la Costa; Escuela Rural la Península del Río Rollizo, en Cochamó; Escuela Rural Pumol de Futrono; Escuela Héroes de Chile de Yumbel.

**Programa 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 en 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 2018, fueron beneficiados 11 establecimientos que participaron en este programa con un total de 416 alumnos.



#### **MEDIOAMBIENTE**

El Grupo Saesa ha ido desarrollando y fomentando proyectos vinculados con energías renovables. Es así como al 2018, la capacidad de generación a través de este tipo de energías alcanzó los 681 kW a través de 11 proyectos fotovoltaicos y eólicos. Para el año 2019, se proyecta la incorporación de 5 nuevos proyectos que aumentaran a 925 kW dicho tipo de generación.

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 2018, se lograron recolectar y efectuar disposición final de 16,6 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 37% el manejo de estos residuos respecto del año 2017.

Durante el año 2018, de manera inédita Edelaysen realizó en conjunto a Corporación Patagonia Viva una campaña de recolección de baterías en la Región de Aysén, trasladando a disposición final 68 toneladas de baterías en desuso.

En aspectos medioambientales, las labores de roce y poda de árboles cercanos al tendido eléctrico, que buscan 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 2018, se reforestaron 21 hectáreas de árboles nativos, lo que consideró la plantación de 32.867 especies arbóreas.



#### PERSONAS, EL VALOR DE LA EMPRESA

Grupo Saesa ha iniciado un nuevo camino lleno de desafíos en donde las personas tienen un rol fundamental que requiere hacer las cosas de una manera distinta, por eso a los 7 valores que determinan su cultura, durante el año 2018 se incorporaron nuevos comportamientos que permitirán a la compañía sumarse a la era de la Disrupción: Innovación, Colaboración, Flexibilidad y Agilidad.

#### **Programa Somos Formadores**

- Durante el año 2018 en Edelaysen se desarrollaron más de 5 mil horas del Plan de Capacitación
   Corporativa, orientadas al desarrollo profesional de los trabajadores.
- En el programa **Crece,** orientado a promover la formación y perfeccionamiento continuo de trabajadores destacados que se interesen en mejorar su formación académica, actualizar conocimientos y busquen especialización técnica o profesional para el desarrollo de su carrera, alineado a la estrategia y requerimientos del grupo SAESA, se realizaron más de **1.700 horas**.
- Acorde a las nuevas exigencias de la industria se realizó la primera escuela de Medición Inteligente, en donde egresaron 22 estudiantes que asumirán este importante desafío tecnológico.
- El Sistema de Evaluación de Desempeño y Recompensa (SEDR), ya en su tercer año de implementación en la empresa, ha permitido incorporar una nueva forma de hacer las cosas, de evaluar y retroalimentar, sumando una mirada integral del colaborador al poder contar con una evaluación por parte de su jefatura además de un segundo evaluador. Durante estos tres años, el trabajo ha sido continuo con el fin de generar una cultura de retroalimentación que potencie la excelencia en la gestión.

•

A principios de 2018 entró en vigencia la Nueva Ley de Inclusión Laboral, que promueve la inclusión eficaz de trabajadores con discapacidad en instituciones públicas y privadas. Bajo este escenario, la compañía comenzó a trabajar en un plan, tomando el contexto de la nueva legislación como una oportunidad para potenciar una cultura inclusiva, es por ello que se abrieron las puertas para ser una empresa más diversa, valorando los talentos de las personas, generando así oportunidades laborales a través de cargos inclusivos.



#### Un Gran lugar para trabajar

- Mantener un buen Clima Laboral es uno de los objetivos más importantes del Grupo Saesa, obteniendo un porcentaje promedio de satisfacción de un 85% durante los últimos 4 años en la Encuesta de Clima. Compromiso Organizacional, Condiciones de Trabajo y Ambiente Laboral fueron las dimensiones con los porcentajes más altos.
- En 2018 la compañía llegó al **N° 4** en **Great Place to Work**, encuesta que mide las mejores empresas para trabajar en Chile. Un gran motivo de orgullo, un merecido reconocimiento a las prácticas que dan vida a su cultura.





- Se realizó el lanzamiento del **Trampolín de los Sueños**, una iniciativa única y pionera que permitirá a 9 beneficiados poner una pausa en su vida laboral para poder llevar a cabo un sueño que muchas veces por tiempo no pudieron realizar.
- Más de 65 trabajadores hicieron uso de sus **Puntos Sonrisas**, además 3 trabajadores fueron beneficiados con **Trabajo Flexible** 2 medias jornadas lo hicieron desde su hogar.
- Vida Sana nace como programa piloto el año 2017 basándose en 3 pilares, Salud, Deporte y Tiempo libre. Durante el 2018 se llevó exitosamente por segunda vez, en donde los trabajadores fueron evaluados por una nutricionista y vacunados. Además, se realizaron iniciativas como el Carrito de la Fruta y Gimnasia de Pausa, todo en dirección a incentivar hábitos saludables dentro de la compañía.



• EL 2018 se realizó la campaña de **Refuerzos PEC**, iniciativa para incrementar el número de colaboradores a disposición de la compañía en caso de emergencia climática. Un total de 182 trabajadores se inscribieron voluntariamente en los 6 roles que se definieron, Look Up, 3er Hombre, Verificador Telefónico, Contact Center, Asistente de logística materiales y Asistente de logística de alimentación.



#### **CUIDAMOS A LOS NUESTROS**

#### Compromiso constante por cuidar a las personas

La seguridad es un intransable, es una convicción que mueve al Grupo Saesa a seguir desarrollando acciones para cuidar a sus trabajadores, buscando que los conceptos de seguridad y la valoración de cuidarse se trasfieran fuera del ámbito laboral, extendiendo de esta forma la cultura y hábitos de cuidado hasta lo más íntimo de sus familias.

Lo anterior, guarda relación directa con las declaraciones del grupo, donde importa la seguridad de su gente mientras desarrolla actividades para la compañía, pero también que se cuide en su tiempo libre.

La cultura en seguridad de Grupo Saesa no se ha logrado de la noche a la mañana, se ha necesitado mucho esfuerzo, así como también, de un equipo multidisciplinario, un potente apoyo gerencial y el compromiso permanente de cada trabajador. Para lograr este cambio cultural, existe la constante preocupación de generar instancias que movilicen a las personas a adoptar prácticas tendientes a realizar su trabajo de manera segura, lo que se ve reflejado en los resultados en seguridad.

Durante el año 2018, se desarrollaron actividades enfocadas en reforzar estas conductas, tales como:

#### **Cultura Seguridad Saesa**

- o Inducción Seguridad Saesa
- o Taller Focos Críticos
- o Lanzamiento Modo Seguro

#### Formación Técnica y Seguridad

- Cumplimiento planes de capacitación
- Control de planes de capacitación contratistas
- Ejecución Escuelas Linieros y Escuela de Medición Inteligente
- Plan de Capacitación para Transmisión

#### Compromiso:

- Caminata por la seguridad
- o Jornadas revisión de resultados, planes y programas zonales
- Actividad lúdica "PA' LA FOTO"
- o Programas de acompañamiento en terreno para proyectos de construcción en Transmisión.

#### Difusión y acercamiento:

- o Feria de la Seguridad
- Organización de Ampliado Comités Paritarios Industria Eléctrica

Los resultados obtenidos en 2018, tienen relación con los esfuerzos desarrollados por cada integrante del Grupo Saesa y sus empresas colaboradores, para lograr mejorar los desempeños de años anteriores. Para cada trabajador, la seguridad no es una obligación es un compromiso personal, por este motivo, el Grupo Saesa está comprometido con los más de 6.000 trabajadores para que la seguridad sea siempre un valor intransable en la compañía.

El Modo Seguro invita a estar conscientes de los riesgos, concentrados en las tareas que se realizan y por sobre todo motivados con los objetivos y desafíos que se deben seguir consiguiendo en materias de seguridad laboral, es por ello que este año 2018 se transformó en el mejor resultado histórico en materia de seguridad en el Grupo



Saesa, hito que la compañía debe proyectar en el largo plazo y transformarse en un referente nacional e internacional en la industria.

## **ELECTRIFICACIÓN RURAL**

La actividad del año 2018 se orientó con gran énfasis a continuar mejorando la cultura de Foco en el Cliente tratando de priorizar este valor corporativo al mismo nivel que la seguridad. Así es como se crea el "Modo Cliente -Modo Seguro" que ha permitido incorporar con mayor facilidad la pasión por el cliente que se ha trazado como compañía. Este concepto fue acompañado de un plan de distintas iniciativas alineadas con la planificación estratégica y comunicadas al personal.

Dentro de los proyectos relevantes destacan:

**Gestión de Información de Fallas**: Mecanismo que permite mantener informados a todos los clientes a través de comunicación directa del estatus de las fallas, al que se le ha ido incorporando gradualmente inteligencia artificial. Este proyecto seguirá evolucionando en el 2019 y se alinea con otras iniciativas relevantes como la captura de los datos del cliente.

**Árbol de Experiencia**: Esta herramienta es la evolución de los indicadores de satisfacción y experiencia. Consiste en relacionar indicadores de procesos con indicadores de percepción, intentando encontrar la causalidad de los resultados para actuar proactivamente. Esto está permitiendo generar una cultura de foco en el cliente en distintos niveles de la organización en un ambiente altamente participativo de equipos comerciales y técnicos.

Mayor disponibilidad y promoción de canales remotos: Entre ellos se ha potenciado la migración de los clientes a la boleta digital y el uso del botón Estoy sin Luz en la página web.

Segmentación de Clientes Empresa: Se ha instaurado una nueva forma de mirar a los clientes empresa, abordando nuevas funcionalidades a nivel de atención técnica de terreno. Se implementaron visualizaciones en los sistemas del segmento, subsegmento y sensibilidad de los clientes tanto en el "front" como en los centros de control, esto nos permite gestionar de manera sistémica la atención de terreno de los clientes de mayor criticidad. Se ha cambiado la forma de relacionarse en cuanto a información, en la facturación y otros procesos a partir de los segmentos. Se destaca también el desarrollo de tarifas libres no solamente para los clientes mayores a 500 kW, sino para clientes estacionales como los de riego, lo cual ha sido altamente valorado por este tramo de clientes.

**Electrodependientes**: Entendiendo la situación crítica que enfrentan, se ha creado un modelo de atención específico para clientes electrodependientes llegando en muchos casos a entregar un grupo electrógeno para la vivienda, lo cual ha sido muy valorado por las familias. Asimismo, en un trabajo conjunto con la autoridad, se logró establecer con mayor claridad la condición de electro dependencia, con el fin de priorizar la atención a las personas que realmente lo necesitan.

En relación a iniciativas de otras áreas de la compañía que también han orientado su trabajo en mejorar la relación con los clientes, destaca la comunicación que se ha logrado establecer con estos a través de publicaciones de prensa en medios de comunicación tradicionales y digitales como twitter, logrando tener un aumento de 100% en la publicación de noticias positivas, respecto del año 2017.



#### **PROCESOS COMERCIALES**

En cuanto a procesos comerciales, se comenzó el 2018 con la digitalización, donde se realizaron diversas campañas incentivando a los clientes a sumarse a la Boleta Digital, también se desarrolló la impresión local en algunas comunas de Edelaysen.

Junto a lo anterior, se incorporó la puesta en marcha de la automatización de nóminas de corte, y el uso de smartphones, con una aplicación móvil para el personal de terreno que permitió mejorar la trazabilidad en el proceso de corte y reposición, ya que permite trabajar en línea y asegurar que a los clientes que pagan su deuda no se les aplique el corte de suministro.

En esta área también se puso foco en el cliente con una nueva visión que se agregó en el proceso de reparto de boletas. Se trata del empleo de una mejor tecnología, a través de un smartphone industrial más robusto y con el desarrollo de la aplicación que lo sustenta, para de ese modo asegurar de la trazabilidad y registro de esta actividad.

#### **GESTIÓN DE NUEVOS SERVICIOS Y PROYECTOS**

El año 2018 destacó por la exitosa gestión de proyectos, adjudicación y ejecución de obras y servicios no regulados que se relacionan al ámbito de la energía, gracias a la venta de proyectos y materiales a clientes particulares, con negocios diferenciadores, como la adecuación de postes para la instalación de antenas de empresas de telecomunicaciones. A esto se suma la gestión comercial centralizada que continuó ejecutando proyectos de eficiencia energética y desarrollando nuevas propuestas de valor para los clientes, con iniciativas de climatización eléctrica y la estandarización de un kit fotovoltaico para conexión "on grid".

De la misma forma, en 2018 se continuó con la ejecución de proyectos de alumbrado público con tecnología led en comunas como Purranque y Codegua, está última fuera de nuestra zona de concesión; y llevando energía a zonas de difícil acceso como el proyecto fotovoltaico implementado en la Comunidad Indígena Ancapi Ñancucheo de la comuna de Ercilla en la Región de La Araucanía, y en el sector de San Luis en la comuna de Cochamó.



# **LÍNEA DE TIEMPO**

#### 1981

La Empresa Eléctrica de Aisén Ltda., Edelaysen, nace como una filial de la Empresa Nacional de Electricidad S.A., Endesa.

#### 1986

La Corporación de Fomento de la Producción, Corfo, con la colaboración de Edelaysen y de su entonces filial Endesa, inicia la construcción de un complejo de minicentrales hidroeléctricas y líneas de transmisión.

#### 1998

Saesa se adjudica el 90,11% de las acciones de Edelaysen, licitadas por Corfo, extendiendo sus actividades a 1.500 km, entre la VIII y la XI Región.

#### 2001

En noviembre entra en operación la Central Eólica Alto Baguales de 2,0 MVA, que es pionera en Chile en generación de energía eléctrica con viento a escala industrial.

#### 2003

Se inicia operación comercial de la Central Lago Atravesado, con una capacidad de 10,5 MW, y además, entra en servicio la central Villa O'Higgins, con una capacidad de 200 kV.

#### 2005

Se reestructura el organigrama de la Empresa y se anuncia una fuerte inversión en mejoramiento de instalaciones de distribución y transmisión.

#### 2007

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

#### 1983

\_

Edelaysen se transforma en sociedad anónima, con el fin de facilitar la participación del sector privado en la explotación y comercialización de energía eléctrica.

#### 1988

Corfo transfiere sus instalaciones, junto a otras adquiridas a Endesa, a Edelaysen, a cambio de una mayor participación accionaria. Esto convierte a Corfo en accionista mayoritario de Edelaysen.

#### 2000

Saesa adquiere el 1,56% de las acciones de Edelaysen que habían quedado en poder de Corfo, aumentando así su participación a 91,67% en la propiedad de la Empresa

#### 2002

Se amplía la Central Aisén, aumentando su capacidad en 1,4 MW, permitiendo el reemplazo de generación diésel. Además, se continúa con las obras de la Central Lago Atravesado, que iniciaría su operación en mayo de 2003.

#### 2004

Se introdujeron cambios en la estructura organizacional, creando nuevas gerencias, potenciando el desarrollo de la Compañía y reforzando su presencia regional para estar más cerca de los clientes.

#### 2006

Tras completar la inversión en mejoramiento, la Empresa logra elevar los índices de calidad de servicio, culminando el año con todos los indicadores exigidos por la autoridad dentro de los rangos permitidos.



#### 2009

Continúa en desarrollo el agresivo plan de inversiones, orientado a proyectos de transmisión, generación, distribución, nuevos negocios, tecnologías de información y otros, invirtiendo durante el año MM \$2.017.

#### 2011

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

#### 2013

Se mejoraron los índices de calidad de servicio. Sigue el plan de inversiones.

#### 2015

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

#### 2017

Se realizaron inversiones por un monto de MM\$ 4.440.-

#### 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.

#### 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.

Saesa y sus filiales Luz Osorno y 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.

#### 2012

En febrero, Francisco Alliende Arriagada asume como Gerente General.

#### 2014

Se desarrollan proyectos con el fin de satisfacer la demanda y mejorar la confiabilidad del sistema, invirtiendo durante el año MM\$3.627-.

#### 2016

Se realizaron inversiones por un monto de MM\$ 5.156-.

#### 2018

En relación al plan de inversiones, se registró un aumento de 23% respecto del año anterior, alcanzando los MM\$5.463.-

2018



# **SECTOR DE LA INDUSTRIA**

## EL MAYOR DISTRIBUIDOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA ZONA SUR DE CHILE

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).

En el cuadro siguiente se presenta el detalle de distribución para Edelaysen:

	ZONA DE DISTRIBUCIÓN	CLIENTES (miles)	VENTAS (GWh)
EDELAYSEN	X y XI Región	47	154

# 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:

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

Desde noviembre de 2017 operan interconectados 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, 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 4 años.
- C) Mercado de clientes regulados: Pertenecen a este segmento todas las transferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de tarifas (en adelante los "clientes regulados"). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

El precio al que se realizan estas últimas transacciones se obtiene de licitaciones abiertas, transparentes y no discriminatorias las que actualmente se establecen habitualmente por un período de 20 años. Cabe señalar que los precios de compraventa de electricidad de las licitaciones se establecen a nivel de barras nacionales (transmisión nacional). En forma posterior, los cargos por el uso de los sistemas zonales se incorporan como un cargo adicional del generador a la distribuidora.

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

En cuanto a los Sistemas Medianos, existen una serie de condiciones que los diferencia de los anteriores, razón por la cual en estos sistemas eléctricos los costos de generación y transmisión son determinados en base a un estudio tarifario específico realizado cada 4 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). Misma situación se presenta en el sistema Hornopirén, donde los activos de generación y transmisión son de propiedad de las empresas Cuchildeo y Sagesa, mientras que la distribución al cliente final es realizada por la empresa distribuidora Saesa.



## **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 regulado. 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 especial, 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.

#### Lev 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**

Edelaysen es una sociedad que desarrolla actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en la provincia de Palena, Región de Los Lagos, y en la Región de Aysén, a través de cuatro sistemas aislados: Cisnes, Huichas, Villa O'Higgins y Amengual-La Tapera; y tres sistemas medianos: Aysén, Palena y General Carrera.

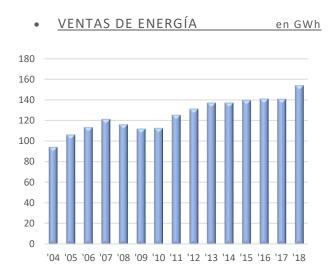
Esencialmente es una empresa verticalmente integrada que genera energía eléctrica en un 100% y la distribuye en las zonas que le fueron otorgadas en concesión y en las que posee permisos municipales. Además, realiza ventas de energía en media tensión a Saesa, en Palena.

Con el fin de satisfacer la demanda y crecimiento normal del servicio, mejorando la confiabilidad del sistema, la sociedad efectuó inversiones por MM \$5.463 durante el año 2018.

Edelaysen representa un 9,72% del activo de Saesa.

#### TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos en cuentas corrientes que pagan intereses de mercado, que se calculan por el periodo que dure la operación.

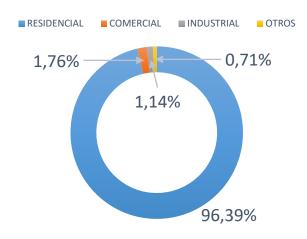


Las ventas de energía durante el 2018 alcanzaron los 154 GWh.



Edelaysen al cierre del ejercicio 2018 atendía a 47 mil clientes.

#### COMPOSICIÓN DE CLIENTES



#### **CONCESIONES**

Para el desarrollo de sus actividades, las empresas del Grupo Saesa cuentan 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 aquellos 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, las empresas tienen 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 son titulares las empresas pertenecientes al Grupo Saesa, han sido otorgadas por la autoridad competente, con el carácter de indefinidas.



Al 31 de diciembre de 2018, Edelaysen tiene las siguientes superficies asociadas a sus zonas de concesión, conferidas mediante la cantidad de decretos de concesión que se indican:

	SUPERFICIE (km²)	CANTIDAD DE DECRETOS
EDELAYSEN	616	5

#### PROVEEDORES Y CLIENTES PRINCIPALES

En Edelaysen, empresa principalmente generadora, los porcentajes de compras de petróleo se distribuyen entre Copec con aproximadamente 67% del total, Esmax con 27%, otras compañías 6%.

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

## **GENERACIÓN**

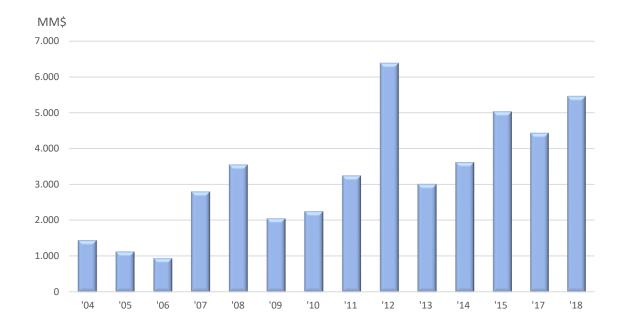
Sistema	Central	Tipo	Producción de Energía KWh 2018	Energía Generada por Sistema KWh 2018
Puerto Cisnes	NUEVO REINO - TÉRMICO	TÉRMICA	1.618.352	3.856.252
Puerto Cisnes	NUEVO REINO - HIDRO	HIDRÁULICA	2.237.900	5.050.252
Huichas	CALETA ANDRADE	TÉRMICA	971.767	971.767
Tapera - Amengua	LA TAPERA	TÉRMICA	459.872	461 310
Tapera - Amengua	AMENGUAL	TÉRMICA	1.438	461.310
Villa O'Higgins	HIELOS DEL SUR - TÉRMICO	TÉRMICA	275.059	1 127 010
Villa O'Higgins	HIELOS DEL SUR - HIDRO	HIDRÁULICA	851.959	1.127.018
Santa Bárbara	SANTA BÁRBARA	TÉRMICA	3.475.532	3.475.532
Palena	FUTALEUFU	TÉRMICA	228.207	
Palena	PALENA	TÉRMICA	444.050	
Palena	LAGO VERDE	TÉRMICA	6.435	9.027.898
Palena	PUYUHUAPI	TÉRMICA	70.498	9.027.898
Palena	LA JUNTA	TÉRMICA	38.708	
Palena	RIO AZUL - HIDRO	HIDRÁULICA	8.240.000	
Aysén	ALTO BAHUALES	EÓLICA	9.921.054	
Aysén	CHACABUCO	TÉRMICA	15.079.211	
Aysén	LAGO ATRAVESADO - HIDRO	HIDRÁULICA	48.499.062	
Aysén	TEHUELCHE	TÉRMICA	20.371.570	
Aysén	PUERTO IBAÑEZ	TÉRMICA	14.669	147.964.730
Aysén	PUERTO AYSEN - TÉRMICO	TÉRMICA	1.232.298	
Aysén	PUERTO AYSEN - HIDRO	HIDRÁULICA	42.266.834	
Aysén	MAÑIHUALES	TÉRMICA	17.603	
Aysén	MONREAL	HIDRÁULICA	10.562.429	
General Carrera	CHILE CHICO	TÉRMICA	5.676.867	12.401.754



### **INVERSIONES**

Edelaysen realiza un plan quinquenal de inversiones, el que contempla por una parte, "inversiones base", que consideran los proyectos necesarios para satisfacer la demanda y crecimiento normal del negocio y por otra, proyectos de rentabilidad. El monto anual aproximado del plan de inversiones base de Edelaysen para el próximo periodo bordea los MM\$ 4.000, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa.

La inversión total del año 2018 fue de aproximadamente \$ 5.463 millones.





### 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	C	APACIDAD INSTALDA
	Central Tehuelche	Coyhaique	12,67	MW
	Central Lago Atravesado	Coyhaique	10,50	MW
Edolouson	Central Chacabuco	Chacabuco	6,80	MW
Edelaysen	Central Hidroeléctrica Aysén	Aysén	8,60	MW
	Otras Centrales	Distintas localidades de la región de Aysén	21,77	MW

#### SISTEMAS AISLADOS

Edelaysen cuenta con una amplia experiencia en el desarrollo de proyectos de generación y distribución, orientados a satisfacer las exigencias de sectores aislados que no cuentan con una conexión al SEN y que requieren disponer de fuentes de electricidad las 24 horas al día para su desarrollo sustentable.

Actualmente, los sistemas aislados administrados por Edelaysen son los siguientes:

SISTEMAS AISLADOS	VENTAS ENERGÍA (MWh)	CLIENTES
Cisnes	3.846	1.226
Huichas	939	501
Villa O'Higgins	1.060	330
Amengual- La Tapera	472	284
TOTAL	6.317	2.341

### **CALIDAD DE SERVICIO**

En 2018, la sociedad presento importante mejoras en los indicadores \*SAIFI y\*SAIDI, disminuyendo en un 25% la frecuencia de interrupción, y un 48% la duración de la interrupción respecto de la distribución de energía eléctrica.



\*SAIFI: Índice de frecuencia de interrupción promedio.

\*SAIDI: Índice de duración de interrupción promedio.



# **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 y sus filiales 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 existen procesos de fijación tarifaria para la distribución, transmisión y transformación de energía, así como la generación en los sistemas medianos como los atendidos por la filial Edelaysen.

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 la optimización económica 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 aspectos regulatorios, así como en cada fijación tarifaria que podrían afectar los ingresos actuales de la sociedad.

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

#### A) CAMBIO DE LA REGULACIÓN

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

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

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

La sociedad monitorea periódicamente los potenciales cambios regulatorios de modo de adoptar oportunamente las acciones de mitigación que se requieran. Actualmente la sociedad participa en los comités consultivos y en las consultas públicas de aquellos reglamentos con impacto en el negocio.



En este sentido, se avizoran como principales fuentes de cambios regulatorios del último tiempo lo siguiente:

- Proceso de revisión, discusión y consulta pública de modificaciones a la LGSE, que gestione el Ministerio de Energía. En este sentido, la autoridad ya ha manifestado su interés por introducir perfeccionamientos a la reciente Ley de Transmisión, una nueva regulación para la Distribución eléctrica y también para los Sistemas Medianos.
- Proceso de elaboración y consulta pública respecto de la Reglamentación de la Ley 20.936, que defina el Ministerio de Energía.
- Proceso de elaboración o revisión, discusión y consulta pública de diversos cuerpos Normativos (Sistemas Medianos, NetBilling, Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), Servicios

#### B) FIJACIÓN DE TARIFAS DE GENERACIÓN

Actualmente, un generador puede cumplir distintos roles, en forma exclusiva o de manera simultánea, para comercializar la producción de una central. Por una parte, puede actuar como un generador puro, vale decir comercializar la producción completa de la central al mercado spot y por otra, como generador comercializador, ya sea al establecer contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación de precios o participando de licitaciones de suministro de electricidad para clientes regulados impulsadas por la Comisión Nacional de Energía.

Los precios para valorizar la inyección de energía al mercado spot son calculados por la Dirección de Peajes del Coordinador y se denomina "costo marginal horario", la que se obtiene en función de los costos variables de las unidades que fueron despachadas en el sistema para satisfacer la demanda horaria de éste en forma económica y segura. La valorización de potencia se realiza considerando los precios calculados por la Comisión Nacional de Energía en fijaciones tarifarias semestrales.

Por otra parte, si el generador cuenta con contratos de suministro, éste debe comprar al mercado marginal la energía necesaria para poder satisfacer sus contratos de suministro con el comercializador, quien, a su vez, recaudará de sus clientes el valor de la energía vendida al precio establecido en dichos contratos bilaterales de suministro.

Para los sistemas medianos, la fijación de tarifas de generación es realizada cada cuatro años, reflejando los costos medios de generación eficiente en la zona correspondiente y estableciendo un plan de obras de expansión de carácter obligatorio. Los precios determinados son incorporados a la tarifa total del cliente final. En 2015 se publicaron tarifas para los sistemas medianos que rigen desde noviembre 2014 hasta la fecha y mientras no sean publicadas las nuevas tarifas resultantes del último proceso realizado durante el año 2018, cuya vigencia estará comprendida para el período noviembre 2018 y octubre de 2022.

#### C) FIJACIÓN DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 24 de agosto de 2017, el Ministerio de Energía publicó un nuevo Decreto Supremo de fórmulas de tarifas (DS N°11T-2017), que regiría desde noviembre de 2016 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2020. Sin embargo, producto de la publicación de la Norma Técnica de Calidad de Servicio en Distribución a fines del 2017, se estableció 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, cuya exigencia se haría una vez que su costo de implementación se refleje en



las tarifas de distribución, permitiendo a las empresas costear estas nuevas exigencias. Así, a fines de septiembre de 2018, se publicaron las nuevas tarifas (DS N°5T-2018), acorde a los nuevos estándares, que se encontrarán vigentes 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.

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 publicaron nuevas tarifas en julio de 2018, mediante la publicación del DS N°13T-2017.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de Distribución son monitoreados continuamente, en función de los cambios que la autoridad introduzca con ocasión de cada nuevo proceso tarifario, con el objeto de proteger los activos de la Sociedad y sus filiales, y la 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 FINANCIERO**

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

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

El 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 (actual Comisión para el Mercado Financiero)

En razón a lo anterior la utilidad líquida distribuible por el ejercicio 2018 asciende a M\$ 5.523.423.-

#### DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES

El Directorio de la sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo №37 de \$ 44,096377628 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018. Este dividendo representa un 30% de la utilidad y significa un pago total de M\$ 1.657.027.-

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

#### CAPITAL SOCIAL

Al 31 de diciembre de 2018 el capital suscrito y pagado de la sociedad ascendía a M\$ 37.005.894, distribuido en 37.577.393 de acciones suscritas y pagadas.

En caso de que la Junta Ordinaria de Accionistas apruebe la distribución de utilidades propuesta, la composición de los fondos sociales al 31 de diciembre de 2018 sería la siguiente:

	M\$
Capital emitido	37.005.894
Ganancias acumuladas	44.207.372
Otras reservas	714.568
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	81.927.834



#### **DIVIDENDOS**

Los dividendos pagados por la sociedad los últimos tres años son los siguientes:

DIVIDENDO	FECHA DE PAGO	\$ POR ACCIÓN MONEDA HISTÓRICA	IMPUTADO EJERCICIO
Final N°34	24-05-2016	31,38	2015
Final N°35	27-05-2017	23,44	2016
Final N°36	26-05-2018	45,21	2017

#### REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO Y EJECUTIVOS PRINCIPALES

#### **DIRECTORES**

En conformidad a lo dispuesto en el artículo 33 de la Ley № 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, Stephen Best, 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. Por lo tanto, sólo los siguientes Directores recibieron remuneraciones fijas por el ejercicio de sus funciones, y corresponden a dietas de asistencia:

#### REMUNERACIÓN DIRECTORIO (M\$)

	2018	2017
Jorge Lesser Garcia Huidobro	1.762	1.593
Ivan Diaz Molina	1.762	1.593
TOTAL	3.524	3.186

#### **EJECUTIVOS PRINCIPALES**

El equipo gerencial de la sociedad en 2018 está compuesto por un ejecutivo, al igual que durante el año 2017.

Las remuneraciones del equipo gerencial de la sociedad con cargo a resultados ascienden a MM\$95 al 31 de diciembre de 2018.

La sociedad tiene establecido para sus ejecutivos, un plan de incentivo por cumplimiento de objetivos individuales de aportación a los resultados de las sociedades. Estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas, pagándose un anticipo de 25% de una remuneración bruta durante el tercer trimestre de cada año y el saldo en el primer trimestre del año siguiente.

Los ejecutivos principales no poseen porcentajes de participación en la propiedad de la sociedad ni su matriz.

Durante el año 2018, no se registraron indemnizaciones por años de servicio percibidas por principales ejecutivos de la sociedad.



# DOTACIÓN DE PERSONAL

Al 31 de diciembre de 2018, la sociedad cuenta con la siguiente dotación de personal:

	2018
GERENCIA Y EJECUTIVOS PRINCIPALES	1
PROFESIONALES Y TÉCNICOS	45
ADMINISTRATIVOS Y ELECTRICISTAS	51
TOTAL	97

<sup>\*</sup>No incluye directorio



# **HECHOS RELEVANTES**

Durante el año 2018, la información esencial de la sociedad fue la siguiente:

- En Junta Ordinaria de Accionistas de la sociedad celebrada con fecha 26 de abril de 2018, se efectuó la renovación del Directorio, eligiéndose a los señores Iván Díaz-Molina, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Dale Burgess, Ben Hawkins y Christopher Powell.
- En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 26 de abril de 2018, se acordó el pago de un dividendo final de \$45,214365494 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017.
  - El dividendo se pagó en dinero efectivo y el número de acciones con derecho a recibirlos ascendió a 37.577.393, lo que significó un pago total de M\$1.699.038 por este concepto.
- 3. En sesión celebrada con fecha 16 de mayo de 2018, el Directorio de la Sociedad procedió a elegir como Presidente de Directorio y de la Sociedad al señor Jorge Lesser García-Huidobro y como Vicepresidente al señor Iván Díaz-Molina.
- 4. En sesión celebrada con fecha 22 de agosto de 2018, el Directorio de la sociedad, tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director de la Sociedad del señor Dale Burgess y designó, en su reemplazo, al señor Stephen Best.



# **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 Comisión para el Mercado Financiero (ex Superintendencia de Valores y Seguros), y sus modificaciones, declaran bajo juramento que se hacen responsables de la veracidad de toda la información proporcionada en la presente Memoria Anual.

Jorge Lesser García-Huidobro / 6.443.633-3

**PRESIDENTE** 

Juan Ignacio Parot B. / 7.011.905-6

**DIRECTOR TITULAR** 

Ben Hawkins / Extranjero

Bon Hanking

**DIRECTOR TITULAR** 

Christopher Powell / Extranjero

**DIRECTOR TITULAR** 

Iván Díaz Molina / 14.655.033-9J

**VICEPRESIDENTE** 

Waldo Fortín C. / 4.556.889-K

**DIRECTOR TITULAR** 

Stacey Purcell / Extranjera

**DIRECTOR TITULAR** 

Stephen Best / Extranjero

**DIRECTOR TITULAR** 

Francisco Alliende Arriagada / 6.379.874-6



**Estados Financieros Clasificados** 



# **Estados Financieros Clasificados**

# Por los años terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017

# **EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.**

En miles de pesos - M\$



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

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

#### INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

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

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Empresa Eléctrica de Aisén S.A., (en adelante la "Sociedad") que comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2018 y 2017 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 Sociedad 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 Sociedad. 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 Empresa Eléctrica de Aisén S.A. al 31 de diciembre de 2018 y 2017 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").

Marzo 21, 2019

Concepción, Chile

Deloite.

René González L.

RUT: 12.380.681-6



### EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A. Estados de Situación Financiera, Clasificados

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 (En miles de pesos – M\$)

ACTIVOS CORRIENTES			M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	1.302.949	851.67
Otros activos no financieros corrientes		136.064	93.77
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	7	8.537.206	5.696.64
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	8	18.121.540	19.369.69
Inventarios corrientes	9	1.899.731	1.591.72
Activos por Impuestos corrientes, corrientes	10	435.048	596.76
osición clasificados como mantenidos para la venta.  TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		30.432.538	28.200.29
ACTIVOS NO CORRIENTE			
ACTIVOS NO CORRIENTE Otros activos no financieros, no corrientes		1.059	1.05
Otros activos no financieros, no corrientes	7	1.059 704.391	
	7 11		469.38
Otros activos no financieros, no corrientes Cuentas por cobrar, no corrientes	-	704.391	1.05 469.38 147.21 63.276.48
Otros activos no financieros, no corrientes Cuentas por cobrar, no corrientes Activos intangibles distintos de la plusvalía	11	704.391 147.009	469.38 147.21



### EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A. Estados de Situación Financiera, Clasificados

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 (En miles de pesos – M\$)

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
		INIΦ	МФ
PASIVOS CORRIENTES			
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	14	3.010.869	2.600.50
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	8	1.898.640	1.961.85
Otras provisiones, corrientes	16	123.007	321.44
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	10	1.678	528.57
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	16	570.709	443.01
Otros pasivos no financieros, corrientes	17	977.436	657.57
otal de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su		6.582.339	6.512.96
lisposición clasificados como mantenidos para la venta		0.302.339	0.512.50
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		6.582.339	6.512.96
PASIVOS NO CORRIENTES Pasivo por impuestos diferidos Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados Otros pasivos no financieros, no corrientes TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	13 16 17	8.133.815 422.088 28.827 8.584.730	7.215.69 565.52 27.72 <b>7.808.9</b>
TOTAL PASIVOS		15.167.069	14.321.90
PATRIMONIO			
Capital emitido	18	37.005.894	37.005.89
Ganancias acumuladas	18	44.207.372	40.333.49
Otras reservas	18	714.568	701.03
TOTAL PATRIMONIO		81.927.834	78.040.42
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		97.094.903	92.362.3



# EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

Estados de Resultados Integrales, por Naturaleza Por los años terminados Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 (En miles de pesos – M\$)

Estado Resultados Integrales	Nota	01/01/2018 al	01/01/2017 al
Ganancia		31/12/2018	31/12/2017
		M\$	М\$
Ingresos de actividades ordinarias	19	21.562.590	19.454.210
Otros ingresos	19	2.797.192	2.509.928
Materias primas y consumibles utilizados	20	(6.830.953)	(4.602.229)
Gastos por beneficios a los empleados	21	(2.592.485)	(2.320.783)
Gasto por depreciación y amortización	22	(2.949.292)	(2.671.112)
Otros gastos, por naturaleza	23	(5.653.537)	(5.629.222)
Otras ganancias (pérdidas)		(101.380)	714
Ingresos financieros	24	654.194	622.491
Costos financieros	24	(1.477)	(1.128)
Diferencias de cambio	24	(3.335)	(1.393)
Resultados por unidades de reajuste	24	31.930	22.596
Ganancia antes de impuestos		6.913.447	7.384.072
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	13	(1.390.024)	(1.720.612)
Ganancia procedente de operaciones continuadas		5.523.423	5.663.460
Ganancia		5.523.423	5.663.460



# EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A. Estados de Otros Resultados Integrales

Por los años terminados Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 (En miles de pesos – M\$)

Estado del Resultado Integral	Nota	01/01/2018 al 31/12/2018 M\$	01/01/2017 al 31/12/2017 M\$
Ganancia		5.523.423	5.663.460
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	18.544	2.342
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		18.544	2.342
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos		-	-
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del año			
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	13	(5.007)	(632)
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral ajuste tasa	13	•	304
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se		(5.007)	(328)
reclasificará al resultado del año		(0.00.)	(020)
Otro Resultado Integral		13.537	2.014
Resultado Integral Total		5.536.960	5.665.474



#### EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A. Estados de Cambios en el Patrimonio Neto

Por los años terminados Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 (En miles de pesos – M\$)

						Can	bio en otras rese	ervas			
							Reserva de				
							ganancias o				
							pérdidas				
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto					Reserva de	Reserva de	actuariales en				
Estado de Jambios en erratimonio neto			Otras		diferencias de	coberturas de	planes de				
		Primas de	participaciones		cambio en	flujo de	beneficios	Otras reservas		Ganancias	Total
	Capital emitido M\$	emisión M\$	en el patrimonio M\$	Revaluación MS	conversiones M\$	efectivo M\$	definidos M\$	varias M\$	Otras reservas M\$	acumuladas M\$	Patrimonio Neto M\$
Saldo Inicial al 01/01/2018	37.005.894	IVIQ -	IVIŞ	IVIŞ	IVIQ	IVIQ -	(170.142)			40.333.499	78.040.424
Ajustes de Períodos Anteriores	37.003.034						(170.142)	071.173	701.031	40.333.433	70.040.424
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables (NIIF 9)										7.477	7.477
Patrimonio al 01/01/2018 con aplicación de nuevas normas	37.005.894					<del></del>	(170.142)	871.173	701.031	40.340.976	78.047.901
·	37.003.094	-	-		-		(170.142)	0/1.1/3	701.031	40.340.970	70.047.901
Cambios en patrimonio											
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.523.423	5.523.423
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	13.537	-	13.537	-	13.537
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.536.960
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.657.027)	(1.657.027)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	-	-			-	-	-		-
Total de cambios en patrimonio	-		-	-			13.537	-	13.537	3.866.396	3.879.933
Saldo Final al 31/12/2018	37.005.894	-	-	-	-	-	(156.605)	871.173	714.568	44.207.372	81.927.834

						Can	nbio en otras rese	ervas			
							Reserva de				
							ganancias o				
							pérdidas				
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto					Reserva de	Reserva de	actuariales en				
Estado do Gambio on on da monto noto			Otras		diferencias de						
		Primas de	participaciones			flujo de	beneficios	Otras reservas		Ganancias	Total
		emisión	en el patrimonio		conversiones	efectivo	definidos	varias	Otras reservas	acumuladas	Patrimonio Neto
	Capital emitido M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2017	37.005.894		-	-	-	-	(172.156)	871.173	699.017	36.369.077	74.073.988
Ajustes de Períodos Anteriores											
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	37.005.894		-	-	-	-	(172.156)	871.173	699.017	36.369.077	74.073.988
Cambios en patrimonio											
Resultado Integral											
Ganancia	-	-	-		-	-	-	-	-	5.663.460	5.663.460
Otro resultado integral	-	-	-		-	-	2.014	-	2.014	-	2.014
Resultado integral		-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.665.474
Dividendos	-	-	-		-	-	-	-	-	(1.699.038)	(1.699.038)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	-		-		-	-	2.014		2.014	3.964.422	3.966.436
Saldo Final al 31/12/2017	37.005.894	-		-	-		(170.142)	871.173	701.031	40.333.499	78.040.424



### EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A. Estados de Flujo de Efectivo Método Directo

Por los años terminados Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 (En miles de pesos – M\$)

estado de flujos de efectivo método directo	NOTA	01/01/2018 al 31/12/2018 M\$	01/01/2017 a 31/12/2017 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación		26.852.653	
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		26.716.103	23.903.11
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		77.137	
Otros cobros por actividades de operación		59.413	142.45
Clases de pagos		(19.060.208)	
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(16.347.013)	,
Pagos a y por cuenta de los empleados		(2.713.195)	(1.873.068
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(1.347.080)	(164.103
Flujos de efectivo netos procedentes de actividades de operación		6.445.365	8.255.14
Cobros a entidades relacionadas Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión		2.002.000 600.497 (4.293.545)	221.75 714.67 (8.679.854
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación		(1.698.379)	(880.497
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación		(1.698.379)	(880.497
Incremento (disminución) neto en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en			
la tasa de cambio		453.441	(1.305.210
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(2.170)	(1.343
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(2.170)	(1.343
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		451.271	(1.306.553
<b></b>		851.678	2.158.23
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo		031.070	2.130.23



# EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

# NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

# ÍNDICE

		ación General y Descripción del Negocio	
	tesum	en de las Principales Políticas Contables Aplicadas	. !!
2.1		Principios contables	. 11
2.2		Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas	
2.3		Período cubierto	
2.4		Bases de preparación	. 11
2.5	i.	Moneda funcional	. 12
2.6	i.	Bases de conversión	. 12
2.7		Compensación de saldos y transacciones	
2.8		Propiedades, planta y equipo	
2.9		Activos intangibles	
2.0	201	Servidumbres y Derechos de Agua	1/
		Programas informáticos	
	2.8.2	Costos de investigación y desarrollo	11
0.4	2.9.3	Detailed the setting of the setting	. 14
2.1		Deterioro de los activos no financieros	
2.1		Instrumentos financieros	
		1 Clasificación y medición inicia de los activos financieros	
		2 Medición posterior de los activos financieros	
	2.11.	3 Deterioro de activos financieros no derivados	. 17
	2.11.	4 Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	. 17
	2.11.	5 Clasificación, medición inicial y posterior de los pasivos financieros	. 17
		6 Instrumentos de patrimonio	
2.1		Inventarios	
		Otros pasivos no financieros	
۷.۱		1 Ingresos diferidos	
		2 Subvenciones estatales	
~ 4		3 Obras en construcción para terceros	
2.1		Provisiones	
2.1		Beneficios a los empleados	
2.1		Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	
2.1		Impuesto a las ganancias	
2.1	8.	Reconocimiento de ingresos y gastos	. 21
2.1	9.	Dividendos	. 22
2.2	0.	Estado de flujos de efectivo	. 22
2.2		Nuevos pronunciamientos contables	
		ción Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	
3.1		Generación eléctrica	
3.2		Distribución	
3.3		Marco regulatorio	
3.3			
		Aspectos generales	
		Ley Net Metering	
		Ley de Concesiones	
	3.3.4	Ley de Licitación de ERNC	. 31
	3.3.5		
	3.3.6	Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local	. 31
	3.3.7	Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	. 31
4. P	olítica	a de Gestión de Riesgos	
4.1		Riesgo financiero	
	4.1.1		
		Variación UF	
		Tasa de interés	
		Riesgo de liquidez	
		Riesgo de crédito	
		y estimaciones de la Administración al aplicar las políticas contables críticas de	
6 F	fective	o v Equivalentes al Efectivo	36



7. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar	
8. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas	
9. Inventarios	
10. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	
11. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	
12. Propiedades, Planta y Equipos	47
13. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos	
13.1. Impuesto a la renta	
13.2. Impuestos diferidos	
14. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	
15. Instrumentos financieros por categoría	
15.1 Valor Justo de instrumentos financieros	
16. Provisiones.	
16.1. Otras provisiones corrientes	55
16.2. Provisiones corrientes, por beneficios a los empleados	
16.3. Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados	
16.4. Juicios y multas	
16.4.1. Juicios	
16.4.2.Multas	
17. Otros Pasivos no Financieros	
18. Patrimonio	
18.1. Patrimonio neto de la sociedad	
18.1.1.Capital suscrito y pagado	
18.1.2. Dividendos	
18.1.3. Otras reservas	
18.1.4. Ganancias acumuladas	
18.1.5. Gestión de capital	
18.1.6. Restricciones a la disposición de fondos	
19. Ingresos	61
20. Materias Primas y Consumibles Utilizados	
21. Gastos por Beneficios a los Empleados	
22. Gasto por Depreciación y Amortización	63
23. Otros Gastos por Naturaleza	
24. Resultado Financiero	
25. Medio Ambiente	
26. Garantías Comprometidas con Terceros	
27. Cauciones Obtenidas de Terceros	
28. Moneda Extranjera	
29. Hechos Posteriores	66



#### EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A. Notas a los Estados Financieros Al 31 de diciembre de 2018 y 2017

(En miles de pesos – M\$)

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

#### a) Información General

La Sociedad Empresa Eléctrica de Aisén S.A., en adelante para efectos de este informe "Edelaysen" o la "Sociedad", está inscrita en el Registro Especial de Entidades Informantes con el número 28 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 las empresas del Grupo Saesa, de las que la Sociedad forma parte.

#### b) Información del negocio

Edelaysen es una empresa verticalmente integrada que genera en un 100% la energía para distribuir en su zona de influencia, principalmente en la Región de Aisén.



#### 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 2018, han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF ó IFRS por sus siglas en inglés), emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB"). Estos estados financieros han sido aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 21 de marzo de 2019. 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 de Empresa Eléctrica de Aisén S.A. al 31 de diciembre de 2018 y 2017.
- Estados de Resultados Integrales por Naturaleza por los años terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017.
- Estados de Cambios en el Patrimonio Neto por los años terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017.
- Estados de Flujos de Efectivo Método Directo por los años terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017.

#### 2.4. Bases de preparación

Los Estados Financieros de la Sociedad Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB").

La Sociedad aplica, por primera vez, IFRS 15 "Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes" e IFRS 9 "Instrumentos financieros" los cuales requieren una cuantificación de los impactos sobre cada una de las cuentas contables afectadas y saldos al 1 de enero de 2018 como parte de la transición a las nuevas normas contables. No se modificaron los saldos de los períodos anteriores en relación con la aplicación de las nuevas normas



#### 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 la transacción. Los activos y pasivos expresados en monedas distintas a la moneda funcional se vuelven a convertir a las tasas de cambio de cierre. Las ganancias y pérdidas por la reconversión se incluirán en las utilidades o pérdidas netas dentro de las otras partidas financieras.

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno.

#### 2.6. 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:

	31/12/2018 \$	31/12/2017 \$
Dólar Estadounidense	694,77	614,75
Unidad de Fomento (UF)	27.565,79	26.798,14

#### 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 calificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo: instalaciones de distribución, transmisión o generación eléctrica. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad o la matriz del grupo.



- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$120.063 por el año terminado al 31 de diciembre de 2018 y a M\$104.535 por el año terminado al 31 de diciembre de 2017 (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.

La Sociedad y filial deprecian sus activos fijos desde el momento en que los bienes están en condiciones de uso.

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 al 31 de diciembre de 2018 y 2017.



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
Sistema de Generación	25-50
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 y Derechos de Agua

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

#### 2.9.2 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 han presentado costos de desarrollo, que de haberlos se contabilizan como un activo en la medida que cumplan los criterios de reconocimiento, de lo contrario son gastos en el año en que ocurren o dejen de cumplir los criterios por cambio en las circunstancias.

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 al 31 de diciembre de 2018 y 2017.

#### 2.10. Deterioro de los activos no financieros

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

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



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

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

Cambios posteriores en la agrupación de la UGE o la periodicidad de los flujos de efectivo podrían impactar el valor libro de los respectivos activos.

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

Si el valor recuperable de un activo o UGE se estima que es menor que su valor libro, este último disminuye al valor recuperable. Se reconoce el deterioro como otra depreciación. En caso que se reverse un deterioro posteriormente, el valor libro aumenta a la estimación revisada del valor recuperable, pero hasta el punto que no supere el valor libro que se hubiese determinado, si no se hubiera reconocido un deterioro anteriormente. Se reconoce un reverso como una disminución del cargo por depreciación de inmediato en el resultado del año.

Para el cálculo del valor de recuperación de las propiedades, plantas y equipos, y del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por la Sociedad en la mayoría de los casos.

Para estimar el valor en uso, la Sociedad prepara las proyecciones de flujos de caja futuros a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Administración sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

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

#### 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.

En el período actual, la Sociedad ha adoptado la NIIF 9 Instrumentos Financieros. Las cifras comparativas del año finalizado el 31 de diciembre de 2017 no han sido actualizadas. Por lo tanto, los instrumentos financieros en el período comparativo todavía se contabilizan de acuerdo con NIC 39 Instrumentos Financieros.

#### 2.11.1 Clasificación y medición inicia de los activos financieros

La Sociedad clasifica sus activos financieros basados en el modelo de negocio en el que se administran y de las características contractuales de sus flujos de efectivo, siguiendo los parámetros establecidos en la NIIF 9.

La nueva clasificación y medición corresponde a la siguiente:

#### Costo amortizado:

Activos financieros medidos a costo amortizado que se mantienen dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es cobrar los flujos de efectivo contractuales que cumplan con el criterio de "solo pagos de principal e intereses" y sus términos contractuales dan lugar a fechas específicas.



ii. Valor razonable con cambios en otros resultados integrales (patrimonio):

Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales que se mantienen dentro de un modelo de negocios cuyo objetivo es lograr obtener los flujos de efectivo contractuales que cumplan con el criterio de "solo pagos de principal e interés" y la venta de activos financieros, y sus términos contractuales dan lugar a fechas específicas.

iii. Valor razonable con cambios en resultados

Activos financieros reconocidos a valor razonable con cambios en resultados, que son mantenidos para negociar o fueron adquiridos con el propósito de venderlos en el corto plazo. Las ganancias o pérdidas netas, incluyendo cualquier ingreso por intereses o dividendos, se reconocen en la utilidad o pérdida del ejercicio. Los instrumentos derivados también se clasifican como mantenidos para negociar a menos que sean designados con tratamiento de contabilidad de cobertura.

La Sociedad, basado en su modelo de negocio mantiene principalmente activos financieros por préstamos y deudores comerciales medidos a costo amortizado, con el objetivo de recuperar sus flujos futuros en fechas determinadas, logrando el cobro del capital más intereses sobre el capital si es que corresponde.

Los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar son los principales activos financieros no derivados de la sociedad, estos activos poseen pagos fijos o determinables que no cotizan en un mercado activo. Se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha del balance en que se clasifican como activos no corrientes.

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

#### 2.11.2 Medición posterior de los activos financieros

Los activos financieros se miden posteriormente a (i) costo amortizado, (ii) valor razonable con cambios en otros resultados integrales, y (iii) valor razonable con cambios en resultados. La clasificación se basa en dos criterios: (a) el modelo de negocio de la Sociedad para administrar los instrumentos financieros, y (ii) si los flujos de efectivo contractuales de los activos financieros no derivados representan "solo pago de principal e interés".

- (i) En el caso de los activos financieros reconocidos inicialmente a costo amortizado, deberán ser medidos posteriormente al costo amortizado utilizado el método de la tasa de interés efectiva, la cual descuenta exactamente los pagos o cobros de efectivo futuros estimados durante la vida esperada del activo financiero. Para calcular la tasa de interés efectiva ajustada por calidad crediticia, una entidad estimará los flujos de efectivo esperados teniendo en cuenta todas las condiciones contractuales del instrumento financiero (por ejemplo, pagos anticipados, duración, opciones de compra y similares), y las pérdidas crediticias esperadas.
  - Los ingresos y gastos financieros, las ganancias y pérdidas cambiarias, el deterioro, así como cualquier ganancia o pérdida en baja en cuentas se reconoce en resultados del año.
- (ii) Los activos financieros reconocidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales, se miden posteriormente a valor razonable. Los ingresos por intereses son calculados utilizando el método de la tasa de interés efectiva, las ganancias y pérdidas cambiarias y el deterioro se reconocen en resultados. Otras ganancias y pérdidas netas se reconocen en el estado de resultados integrales. En baja de cuentas, las ganancias y pérdidas acumuladas en resultados integrales se reclasifican a resultados del año.
- (iii) En relación a los activos financieros reconocidos inicialmente a valor razonable con cambios en resultado, estos se miden posteriormente a valor razonable. Las



ganancias o pérdidas netas, incluyendo cualquier ingreso por intereses o dividendos, se reconocen en resultados del periodo. Estos activos financieros son mantenidos para negociar y se adquieren con el propósito de venderlos en el corto plazo. Los activos financieros en esta categoría se clasifican como otros activos financieros corrientes.

#### 2.11.3 Deterioro de activos financieros no derivados

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 relación con el deterioro de los activos financieros, NIIF 9 exige un modelo de pérdidas crediticias esperadas, en contraposición con el modelo de pérdidas crediticias incurridas bajo NIC 39. El modelo de pérdidas crediticias esperadas exige que una entidad contabilice las pérdidas crediticias esperadas y los cambios en esas pérdidas crediticias esperadas en cada fecha de reporte para reflejar los cambios en el riesgo de crédito desde el reconocimiento inicial. En otras palabras, no es necesario que ocurra un evento crediticio para que se reconozcan las pérdidas crediticias.

La Sociedad ha aplicado el enfoque simplificado para reconocer pérdidas crediticias esperadas a lo largo de la vida del activo para sus cuentas por cobrar comerciales y cuentas por cobrar por arrendamientos e importes adeudados por clientes como es requerido por NIIF 9. Adicionalmente, existe una revisión permanente de todos los grados de morosidad de los deudores, a objeto de identificar en forma oportuna factores relevantes indicativos de deterioro.

En relación con los préstamos a partes relacionadas, la Administración ha evaluado que no ha habido un incremento significativo en el riesgo de crédito de los préstamos a partes relacionadas desde el reconocimiento inicial hasta el 31 de diciembre de 2018. Por consiguiente, la administración no espera reconocer pérdidas crediticias esperadas en los próximos 12 meses para los préstamos a empresas relacionadas.

#### 2.11.4 Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación financiera se registra el efectivo en caja, bancos 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.

#### 2.11.5 Clasificación, medición inicial y posterior de los pasivos financieros

Los pasivos financieros se clasifican como medidos posteriormente al costo amortizado, excepto por:

- (i) Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados. Como aquellos pasivos financieros que incluyen los derivados que son pasivos.
- (ii) Aquellos pasivos financieros que surjan por una transferencia de activos financieros que no cumplan con los requisitos para su baja de cuentas o que se contabilicen utilizando el enfoque de la implicación continuada.

La Sociedad mantiene los siguientes pasivos financieros en su Estado de Situación Financiera:

a) Cuentas por pagar comerciales:

Las obligaciones con proveedores se reconocen inicialmente a su valor razonable, siendo este el valor a pagar, y posteriormente se valoran a su costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva.



#### b) Obligaciones con bancos e instituciones financieras.

Las obligaciones con bancos e instituciones financieras se reconocen, inicialmente, por su valor razonable, netos de los costos en que se haya incurrido en la transacción.

Posteriormente, los recursos ajenos se valorizan por su costo amortizado; cualquier diferencia entre los fondos obtenidos (netos de los costos necesarios para su obtención) y el valor de reembolso, se reconoce en el estado de resultados durante la vida de la deuda de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva. El método de interés efectivo consiste en aplicar la tasa de mercado de referencia para deudas de similares características al importe de la deuda (neto de los costos necesarios para su obtención).

Los recursos ajenos se clasifican como pasivos corrientes a menos que el Grupo tenga un derecho incondicional a diferir su liquidación durante al menos 12 meses después de la fecha del balance.

#### 2.11.6 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 integrales 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.

La Sociedad mide el grado de avance diferenciando según el presupuesto total de la obra (entre mayores o menores a los M\$50.000). Bajo este monto el grado de avance se determina



en relación al costo incurrido en el proyecto, por sobre este monto, el avance se medirá de acuerdo a informes técnicos de avance.

Se consideran transacciones similares aquellas obras sobre M\$50.000 por reunir las siguientes características:

- Proyectos de recambio masivo de luminarias en sistema de alumbrado público, licitados a través de mercado público, cuyo financiamiento puede provenir tanto del ministerio de energía, gobierno regional o la agencia chilena de eficiencia energética (ACHEE).
- Proyectos relacionados con eficiencia energética, principalmente sistemas fotovoltaicos, licitados a través de mercado público también con financiamiento del ministerio de energía o gobierno regional.
- Proyectos a clientes (preferentemente constructoras) relacionadas con electrificación de loteos tanto aéreos como subterráneos.

#### 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 período que corresponde.

#### - Beneficios post-empleo: Indemnizaciones por años de servicio

Las condiciones de empleo estipulan el pago de una indemnización por años de servicio cuando un contrato de trabajo llega a su fin. Esto corresponde al pago de una proporción del sueldo base (0,9) multiplicada por cada año de servicio, siempre y cuando el trabajador tenga más de 10 años de antigüedad.

La obligación de indemnización por años de servicio es calculada de acuerdo a valorizaciones realizadas por un actuario independiente, utilizando el método de unidad de crédito proyectada, la que se actualiza en forma periódica. La obligación reconocida en el estado de situación financiera representa el valor actual de la obligación de indemnización por años de servicio. Las pérdidas y ganancias actuariales producidas por cambios en los supuestos actuariales se registran en otro resultado integral del año.

La Sociedad utiliza supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Dicha expectativa, al igual que los supuestos, son establecidos en conjunto con un actuario externo. Estos supuestos incluyen una tasa de descuento (nominal) 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 pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos se recuperen y los pasivos se liquiden.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo que no provengan de combinaciones de negocio, se registran en resultados o en rubros de patrimonio neto en el estado de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

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

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

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas 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.

La Sociedad reconoce ingresos de las siguientes fuentes principales:

- Venta de energía
- Ingresos por venta al detalle de productos y servicios
- Ingresos por construcción de obras a terceros
- Ingresos por intereses

El ingreso es medido basado en la contraprestación específica en un contrato con un cliente. La Sociedad reconoce ingresos cuando transfiere el control de un producto o servicio a un cliente.

#### Venta de Energía:

Los contratos de la Sociedad con clientes para la venta de energía incluyen una obligación de desempeño, por lo que el ingreso por ventas de electricidad se registra en base a la energía suministrada sea que esta se encuentre facturada o estimada a la fecha de los presentes Estados Financieros. Los ingresos por venta de energía son reconocidos en un punto del tiempo.

#### Ingresos por venta al detalle de productos y servicios:

Los ingresos por venta de productos de hogar, materiales y equipos son reconocidos cuando los riesgos y beneficios significativos de los bienes han sido traspasados al comprador, la obligación se desempeñó se satisface cuando se ha traspasado el control del bien al cliente. El traspaso del bien para la venta de productos ocurre en el punto de venta, donde el cliente obtiene físicamente el bien y momento donde también ocurre la facturación. Los ingresos por venta al detalle de productos y servicios son reconocidos en un punto del tiempo.

Los ingresos son medidos al valor razonable del pago recibido, excluyendo descuentos, rebajas e impuestos a la venta.

Ingresos por construcción de obras a terceros: (se miden según lo indicado en Nota 2.13.3)

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. Los ingresos por construcción de obras a terceros son reconocidos a través del tiempo.

#### Ingresos por intereses:

Los ingresos por intereses se contabilizan considerando la tasa de interés efectiva aplicable al principal pendiente de amortizar durante el ejercicio de devengo correspondiente. Los ingresos por intereses son reconocidos a través del tiempo.



#### 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 año. 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 2018:

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:	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
- 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".	
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
Nuevas Interpretaciones	Fechas de aplicación obligatoria
	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de

Nuevas Interpretaciones	Fechas de aplicación obligatoria
CINIIF 22 Operaciones en moneda extranjera y consideración anticipada	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
Enmiendas a NIIF	Fechas de aplicación obligatoria
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 01 de enero de 2018, y sólo disponible 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

### a.1) Impacto de la aplicación de NIIF 9 "Instrumentos Financieros":

La NIIF 9 introduce nuevos requerimientos para (1) la clasificación y medición de activos financieros y pasivos financieros, (2) deterioro de activos financieros, y (3) contabilidad de cobertura general.

La Sociedad ha aplicado NIIF 9 a contar del 1 de enero de 2018 (fecha de aplicación inicial) y ha optado por no re-expresar información comparativa de períodos anteriores con respecto a los requerimientos de clasificación y medición (incluyendo deterioro).



Adicionalmente, la Sociedad ha optado por continuar aplicando los requerimientos de contabilidad de cobertura de NIC 39 en su totalidad en lugar de aplicar los requerimientos establecidos en NIIF 9. Las diferencias en los valores libros de los activos financieros y pasivos financieros resultantes de la adopción de NIIF 9 se reconoció en resultados retenidos al 1 de enero de 2018. Por consiguiente, la información presentada para el año 2017 no refleja los requerimientos de NIIF 9, sino que aquellos establecidos en NIC 39.

#### Clasificación y Medición de activos financieros:

La fecha de aplicación inicial en la cual la Sociedad ha evaluado sus actuales activos financieros y pasivos financieros en términos de los requerimientos de NIIF 9 es el 1 de enero de 2018. Por consiguiente, la Sociedad ha aplicado los requerimientos de NIIF 9 a instrumentos que no han sido dados de baja al 1 de enero de 2018 y no ha aplicado los requerimientos a instrumentos que ya fueron dados de baja al 1 de enero de 2018. Los importes comparativos en relación con instrumentos que no han sido dados de baja al 1 de enero de 2018, no han sido re-expresados.

Todos los activos financieros que están dentro del alcance de NIIF 9 son requeridos a ser posteriormente medidos a costo amortizado o valor razonable. Específicamente, los instrumentos de deuda que son mantenidos dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es cobrar los flujos de efectivo contractuales, y que tienen flujos de efectivo contractuales que son solamente pagos del capital e intereses sobre el capital pendiente son generalmente medidos a costo amortizado al cierre de los períodos contables posteriores. Los instrumentos de deuda que son mantenidos dentro de un modelo de negocios cuyo objetivo es logrado mediante el cobro de los flujos de efectivo contractuales y la venta de activos financieros, y que tienen términos contractuales que dan origen en fechas especificadas a flujos de efectivo que son solamente pagos de capital e intereses sobre el capital pendiente, son generalmente medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales. Todos los otros instrumentos de deuda e instrumentos de patrimonio son medidos a su valor razonable al cierre de los períodos contables posteriores. Adicionalmente, bajo NIIF 9, las entidades podrían realizar una elección irrevocable para presentar los cambios posteriores en el valor razonable de un instrumento de patrimonio (que no es mantenido para negociación, ni es una consideración contingente reconocida por un adquiriente en una combinación de negocios) en otros resultados integrales, donde generalmente los ingresos por dividendos serían reconocidos en resultados.

La Sociedad revisó y evaluó los activos financieros existentes al 1 de enero de 2018 basados en los hechos y circunstancias que existían a esa fecha y concluyeron que la aplicación de NIIF 9 había tenido el siguiente impacto en los activos financieros de la Sociedad con respecto a su clasificación y medición:

- Los activos financieros clasificados como 'mantenidos al vencimiento' y 'préstamos y cuentas por cobrar' bajo NIC 39 que eran medidos a costo amortizado, continúan siendo medidos a costo amortizado bajo NIIF 9 dado que ellos son mantenidos dentro de un modelo de negocio para cobrar los flujos de efectivo contractuales, y estos flujos de efectivo contractuales consisten solamente de pagos del capital e intereses sobre el capital pendiente.
- Los activos financieros que eran medidos a Valor razonable con cambio en resultado bajo NIC 39 continúan siendo medidos como tal bajo NIIF 9.

Ninguno de los cambios en clasificación de los activos financieros ha tenido un impacto en la posición financiera, resultados, otros resultados integrales o en resultados integrales de la Sociedad.



La siguiente tabla ilustra la clasificación y medición de los activos financieros bajo NIIF 9 y NIC 39 a la fecha de aplicación inicial, 1 de enero de 2018:

Tipo Instrumento Financiero	Categoría original de medición bajo NIC 39	Nueva categoría de medición bajo NIIF 9	Valor libros original bajo NIC 39 (M\$)	Corrección de valor por NIIF 9 (M\$)	Nuevo valor libros bajo NIIF 9 (M\$)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos Financieros a costo amortizado	5.696.649	10.243	5.706.892
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos Financieros a costo amortizado	19.369.694	-	19.369.694
Efectivo y equivalentes al efectivo	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos Financieros a costo amortizado	321.355	-	321.355
Efectivo y equivalentes al efectivo	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Activos a valor razonable con cambio en resultados	530.323	-	530.323
Otros activos financieros, no corrientes	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos Financieros a costo amortizado	1.059	-	1.059
Totales	•		25.919.080	10.243	25.929.323

La corrección de valor por la aplicación inicial de NIIF 9 es detallada en esta misma nota "Deterioro". La clasificación de los activos financieros se presenta en Nota 15.

#### Clasificación y Medición de pasivos financieros:

Un cambio significativo introducido por NIIF 9 en la clasificación y medición de pasivos financieros se relaciona con la contabilización de los cambios en el valor razonable de un pasivo financieros designado a valor razonable con cambio en resultado atribuible a cambios en riesgo crediticio del emisor.

Específicamente, NIIF 9 requiere que los cambios en el valor razonable del pasivo financiero que es atribuible a los cambios en el riesgo crediticio de ese pasivo sean presentados en otros resultados integrales, a menos que el reconocimiento de los efectos de los cambios en el riesgo crediticio del pasivo en otros resultados integrales crearía o incrementaría una asimetría contable en resultados. Los cambios en el valor razonable atribuibles al riesgo crediticio de un pasivo financiero no son posteriormente reclasificados a resultados, en su lugar son transferidos a resultados retenidos cuando el pasivo financiero es dado de baja. Previamente, bajo NIC 39, el importe total del cambio en el valor razonable del pasivo financiero designado a valor razonable con cambio en resultado era presentado en resultados.

La aplicación de NIIF 9 no ha tenido un impacto en la clasificación y medición de los pasivos financieros de la Sociedad.

La siguiente tabla ilustra la clasificación y medición de los pasivos financieros bajo NIIF 9 y NIC 39 a la fecha de aplicación inicial. 1 de enero de 2018:

Tipo Instrumento Financiero	Categoría original de medición bajo NIC 39	Nueva categoría de medición bajo NIIF 9	Valor libros original bajo NIC 39 (M\$)	Corrección de valor por NIIF 9 (M\$)	Nuevo valor libros bajo NIIF 9 (M\$)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Préstamos y cuentas por pagar	Pasivos Financieros a costo amortizado	2.600.502	-	2.600.502
Cuentas por pagar a entidades relacioandas, corrientes	Préstamos y cuentas por pagar	Pasivos Financieros a costo amortizado	1.961.857	-	1.961.857
Totales			4.562.359	-	4.562.359

La clasificación de los pasivos financieros se presenta en Nota 15.

### **Deterioro:**

Respecto al deterioro de los activos financieros, NIIF 9 reemplaza el modelo de "pérdida incurrida" de NIC 39 con un modelo de "pérdida crediticia esperada", la Sociedad utiliza el enfoque simplificado con el expediente práctico de NIIF 9 en la estratificación de los vencimientos de la cartera.

Para determinar si existe o no deterioro sobre la cartera, la Compañía realiza análisis de riesgos de acuerdo a la experiencia histórica (tres años) sobre la incobrabilidad de la misma, la



cual es ajustada de acuerdo a variables macroeconómicas, con el objetivo de obtener información prospectiva suficiente para la estimación.

Las pérdidas según el modelo de pérdidas esperadas es una estimación ponderada de la probabilidad de pérdidas crediticias. Las pérdidas crediticias se miden considerando la incobrabilidad de los últimos tres años. Estos ratios históricos son ajustados con el cálculo estadístico de "Forward Looking" el cual convierte la pérdida histórica en una pérdida estimada proyectada de acuerdo a la correlación de variables macroeconómicas

A la fecha del presente Estado Financiero, el efecto de la aplicación del modelo de pérdidas crediticias esperadas tuvo un ajuste inicial de M\$7.477.

A continuación, se presenta el efecto de la aplicación inicial de NIIF 9:

	M\$
Patrimonio Neto al 01.01.2018, antes de nuevas normas	78.040.424
Activos	
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	10.243
Activos por impuestos diferidos	(2.766)
Total activos	7.477
Pasivos y patrimonio	
Resultados acumulados	7.477
Total pasivos y patrimonio	7.477
Patrimonio Neto al 01.01.2018, con aplicación nuevas normas	78.047.901

Se reconoce un aumento en los Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar producto de la disminución en la nueva provisión de deterioro por M\$10.243 y su correspondiente efecto en impuestos diferidos por (M\$2.766). Lo anterior representa un efecto neto de M\$7.477 en Ganancias acumuladas.

#### Cobertura:

Los nuevos requerimientos generales de contabilidad de cobertura mantienen los tres tipos de mecanismos de contabilidad de cobertura actualmente disponibles en NIC 39. Bajo NIIF 9, se ha introducido una mayor flexibilidad a los tipos de transacciones elegibles para contabilidad de cobertura, específicamente se ha ampliado los tipos de instrumentos que califican como instrumentos de cobertura y los tipos de componentes de riesgo de ítems no financieros que son elegibles para contabilidad de cobertura. Adicionalmente, la prueba de efectividad ha sido revisada y reemplazada con el principio de 'relación económica'. La evaluación retrospectiva de la efectividad de la cobertura ya no será requerida. También se han introducido requerimientos mejorados de revelación acerca de las actividades de gestión de riesgos de la entidad.

La Sociedad en la aplicación por primera vez de NIIF 9, ha elegido, como su política contable, continuar aplicando los requerimientos de la contabilidad de coberturas de la NIC 39 en lugar de los requerimientos NIIF 9. La Sociedad ha aplicado esa política a todas sus relaciones de cobertura. En conformidad con las disposiciones de transición de NIIF 9, la Sociedad continuará aplicando la CINIIF 16 Coberturas de una Inversión Neta en un Negocio en el Extranjero sin las modificaciones que ajustan esa Interpretación a los requerimientos de NIIF 9. Por consiguiente, la aplicación por primera vez de NIIF 9 no ha tenido un impacto sobre los resultados y la posición financiera de la Sociedad en el período actual o en períodos anteriores.



#### a.2) NIIF 15 "Ingresos procedentes de Contratos con Clientes":

NIIF 15 Ingresos procedentes de Contratos con Clientes, emitida en mayo de 2014, es una nueva norma que es aplicable a todos los contratos con clientes, excepto arrendamientos, instrumentos financieros y contratos de seguros. Se trata de un proyecto conjunto con el FASB para eliminar diferencias en el reconocimiento de ingresos entre IFRS y US GAAP.

Esta nueva norma establece un marco integral para determinar la oportunidad y medición del reconocimiento de los ingresos y reemplaza la NIC 18 "Ingresos de actividades ordinarias", y todas las interpretaciones relacionadas; y se aplica a todos los ingresos que surgen de contratos con clientes, a menos que dichos contratos estén dentro del alcance de otras normas.

Durante el año 2017, la Sociedad inició el proceso de evaluación de los potenciales impactos de NIIF 15. Para tal propósito, la Sociedad evaluó dichos ingresos en base a los contratos para determinar la naturaleza, derechos y obligaciones, plazo y la incertidumbre, en cada caso, de los ingresos reconocidos. De dicho análisis se determinó que el impacto de adopción de esta norma no fue significativo.

Los ingresos de contratos con los clientes están relacionados principalmente con la venta de energía y potencia especialmente a través de clientes regulados y libres en base a contratos donde los servicios comprometidos constituyen una obligación de desempeño única.

Las aplicaciones de estos pronunciamientos contables, excluyendo NIIF 9 y NIIF 15 explicados en los párrafos anteriores 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 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 arrendator. 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		
Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria		
CINIIF 23 Incertidumbre sobre tratamiento de impuesto a las ganancias	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019		
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)	Fecha de vigencia aplazada indefinidamente		
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		
Modificaciones al plan, reducciones y liquidaciones (enmiendas a NIC 19)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019		
Definición de un negocio (enmiendas a NIIF 3)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2020		
Deficinición de Material (enmiendas a NIC 1 y NIC 8)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2020		
Marco Conceptual para el Reporte Financiero Revisado	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2020		
· ·	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·		

La Sociedad está evaluando el impacto de la aplicación de NIIF 16 y CINIIF 23, sin embargo, no es posible proporcionar una estimación razonable de los efectos que estas normas tendrán hasta que la administración realice una revisión detallada. En opinión de la administración, no se espera que la aplicación futura de otras normas y enmiendas e interpretaciones tengan un efecto significativo en los estados financieros.



#### 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 21.11.2017 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 Medianos como Aysén, Palena y Carrera, cuya operación y explotación está en manos de la Sociedad, existen una serie de condiciones que los diferencia de los anteriores. Como por ejemplo, que algunos son operados por empresas que administran tanto las instalaciones de generación como las de transmisión y distribución (integradas verticalmente), quienes tienen la función de coordinar la operación del sistema de la forma más eficiente y segura posible. En estos sistemas eléctricos los costos de generación y transmisión son determinados en base a un estudio específico realizado cada cuatro años.

#### 3.2. Distribución

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

Las compañías dedicadas a la distribución eléctrica operan bajo el sistema de concesiones, que definen los territorios en los cuales cada compañía se obliga a servir a los clientes regulados bajo un régimen de tarifa máxima, conjugado con un modelo de empresa eficiente, fijada por la autoridad regulatoria. Dada las barreras de entrada de la actividad, principalmente debido a las fuertes economías de densidad, las empresas distribuidoras operan con características de monopolio natural en el mercado de los clientes regulados.

Cada cuatro años, la Autoridad Regulatoria (CNE) fija el Valor agregado de distribución (VAD), así como sus fórmulas de indexación, en base a un proceso de clasificación de cada una de las empresas en áreas típicas y utilizando criterios económicos, tales como densidad de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simulan varias empresas modelo, una en cada área típica, considerando fundamentalmente estándares operacionales y que se asimilan a las empresas reales que correspondan, según sus características. La tarifa es fijada finalmente buscando una tasa interna de retorno de 10% para cada empresa modelo,



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

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.

En el caso de la sociedad, esta misma es la que se abastece de energía (generada internamente) con precios fijados por la autoridad reguladora, según lo comentado en el punto 3.1.

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 Lev Net Metering

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

#### 3.3.3 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.

#### 3.3.4 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.

#### 3.3.5 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.

#### 3.3.6 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.

#### 3.3.7 Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

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

- a) Comisión Nacional de Energía ("CNE"): Se encarga fundamentalmente del buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional. Específicamente, la CNE es responsable de diseñar las normas del sector y del cálculo de las tarifas. Adicionalmente, actúa como ente técnico e informa al Panel de Expertos cuando se presentan divergencias entre los miembros del CEN o cuando se presentan diferencias en los procesos de fijación de precios, entre otras materias.
- b) Superintendencia de Electricidad y Combustibles ("SEC"): Organismo descentralizado, encargado de fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas relativas a generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. Adicionalmente, es quien otorga concesiones provisionales y verifica la calidad de los servicios prestados.



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

#### 4. Política de Gestión de Riesgos

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

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

### 4.1. Riesgo financiero

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

La administración de los riesgos financieros de la Sociedad se realiza de modo 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.

También en el caso de operaciones de financiamiento o flujos de caja importantes, distintos de la moneda funcional de la Sociedad, se contratan instrumentos derivados con el fin de realizar coberturas.

Por otro lado, el costo de energía está indexado a variables como el tipo de cambio y al precio de combustibles (petróleo). Sin embargo, éste es traspasado a sus clientes mitigando el impacto en los resultados de 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 del 65% de los ingresos de la Sociedad corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía (UF). Las tarifas de ventas incluyen además en sus en sus indicadores otros factores de actualización, tales como el IPP y el Dólar.



#### 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 2018, la Sociedad no posee deuda con el sistema financiero.

La administración de caja se realiza centralizadamente en las matrices de la Sociedad (Sociedad Austral de Electricidad S.A. 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 (Sociedad Austral de Electricidad S.A. 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.

En Edelaysen y su matriz Saesa, 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 2018 y 2017, se muestra la relación entre los ingresos totales y el monto de ventas y otras cuentas por cobrar vencidas o deterioradas:

Conceptos	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Ingresos operacionales y otros Ingresos (últimos 12 meses) Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y	24.359.782	21.964.138
deterioradas (últimos 12 meses)	95.754	59.246
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar		
deterioradas / ingresos operacionales y otros Ingresos	0,39%	0,27%

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 puede ser recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro. En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo efectivo independiente son agrupados en una Unidad Generadora de Efectivo ("UGE") a la cual pertenece el activo. 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:** La Sociedad estimará el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar, para lo que se establecen porcentajes de provisión según las pérdidas crediticias esperadas.
- Indemnización por años de servicio: Las obligaciones reconocidas por concepto de indemnizaciones por años de servicio nacen de convenios colectivos suscritos con los trabajadores de la Sociedad en los que se establece el compromiso por parte de ella. La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de cambios en los supuestos actuariales, es reconocido dentro de otros resultados integrales del período.



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

- Ingresos y costos de explotación: La Sociedad considera como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el 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.
- Litigios y contingencias: La Sociedad evalúa periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias, de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad han estimado que se obtendrán resultados favorables, o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

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



#### 6. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

a) El detalle del rubro Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Efectivo y equivalente al efectivo	31/12/2018 <b>M</b> \$	31/12/2017 M\$
Efectivo en caja	303.004	220.251
Saldo en Bancos	142.670	101.104
Otros instrumentos de renta fija	857.275	530.323
Totales	1.302.949	851.678

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

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

b) El detalle de los Depósitos a corto plazo y Otros instrumentos de renta fija, es el siguiente:

Nombre	Nombre			Monto inversión	
empresa	Nombre entidad financiera	instrumento financiero	Clasificación de Riesgo	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Edelaysen	Scotia Administradora General de FM S.A. Clipper Serie B		AA+fm/M2(cl)	857.275	-
Edelaysen	Banco Estado S.A. AGF Conveniencia Serie I	Fondos Mutuos	AAAfm/M1(cl)	-	530.323
Totales				857.275	530.323

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

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	CLP	1.302.949	851.678
Totales		1.302.949	851.678



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

a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

	31/1	12/2018	31/12/2017	
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	М\$	М\$	М\$
Deudores comerciales, bruto	6.717.247	7 -	4.144.350	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	2.169.296	704.391	1.816.125	469.382
Totales	8.886.543	3 704.391	5.960.475	469.382

	31/12/2018		31/12/2017	
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	6.649.826		4.090.197	•
Otras cuentas por cobrar, neto	1.887.380	704.391	1.606.452	469.382
Totales	8.537.206	704.391	5.696.649	469.382

Provisión de deterioro deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	31/	12/2018	31/12/2017			
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente		
CODITAT	M\$	M\$	М\$	M\$		
Deudores comerciales	67.42	1 -	54.153	-		
Otras cuentas por cobrar	281.91	6 -	209.673	-		
Totales	349.33	7 -	263.826	-		

b) El detalle de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar facturadas y no pagadas o provisionados al 31 de diciembre 2018 y 2017, es el siguiente:

	31/12	2/2018	31/12/2017			
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$		
Facturados	6.013.149	304.402	3.089.180	327.134		
Energía	4.297.527	-	1.639.712	-		
Anticipos para importaciones y proveedores	86.443	-	89.495	-		
Cuenta por cobrar proyectos en curso	68.198	-	68.198	-		
Convenios de pagos y créditos por energía	134.491	86.937	97.451	149.143		
Deudores materiales y servicios	332.108	-	269.755	-		
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	707.913	217.465	590.919	177.991		
Otros	386.469	-	333.650	-		
No Facturados o provisionados	2.547.951	-	2.590.699	-		
Diferencias a reliquidar por nuevos decretos	896.997	-	1.282.219	-		
Energía en medidores (*)	1.522.723	-	1.222.419	-		
Provisión ingresos por obras	97.843	-	61.639	-		
Otros	30.388	-	24.422	-		
Otros (Cuenta corriente empleados)	325.443	399.989	280.596	142.248		
Totales, Bruto	8.886.543	704.391	5.960.475	469.382		
Provisión deterioro	(349.337)	-	(263.826)	-		
Totales, Neto	8.537.206	704.391	5.696.649	469.382		

<sup>(\*)</sup> Energía consumida y no facturada a los clientes.



#### Principales conceptos de otras cuentas por cobrar corrientes:

	31/12	2/2018	31/12/2017		
Otras cuentas por cobrar	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	
Convenios de pagos y créditos	134.491	86.937	97.451	149.143	
Anticipos para importaciones y proveedores	86.443	-	89.495	-	
Cuenta por cobrar proyectos en curso	166.041	-	129.837	-	
Deudores materiales y servicios	332.108	-	269.755	-	
Cuenta corriente al personal	325.443	399.989	280.596	142.248	
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	707.913	217.465	590.919	177.991	
Otros deudores	416.857	-	358.072	-	
Totales	2.169.296	704.391	1.816.125	469.382	
Provisión deterioro	(281.916)	-	(209.673)	-	
Totales, Neto	1.887.380	704.391	1.606.452	469.382	

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2018 es de M\$9.241.597, y al 31 de diciembre de 2017 es de M\$6.166.031.
- b) Las Sociedades de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con lo que establece el DFL4/2006, artículo 136 y 125, están obligadas a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A diciembre de 2018 la Sociedad distribuye energía eléctrica a 47.054 clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito.

Tipo Cliente	Cantidad	Participación ventas ejercicio %
Residencial	37.180	34%
Comercial	5.086	27%
Industrial	112	11%
Otros	4.676	28%
Totales	47.054	100%

Respecto de las ventas que realiza la Sociedad se distinguen dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otros relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad fidelizar al cliente con una gama más amplia de productos tales como ventas al detalle de productos y servicios, y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

c) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, 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	31/12/2018 Corriente M\$	31/12/2017 Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	1.484.135	1.688.799
Con vencimiento entre tres y seis meses	53.683	33.264
Con vencimiento entre seis y doce meses	21.663	9.429
Con vencimiento mayor a doce meses	12.796	2.562
Totales	1.572.277	1.734.054



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	Deudores por venta al detalle de productos y servicios
No vencidas	0,1%	0,22%
1 a 30	0,2%	0,49%
31 a 60	0,5%	2,10%
61 a 90	4,8%	26,35%
91 a 180	24,2%	53,62%
181 a 270	44,4%	76,39%
271 a 360	45,8%	81,11%
361 a más	92,6%	100,00%

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 2018 y 2017, la estratificación de la cartera, es la siguiente (la Sociedad no tiene cartera securitizada):

			Saldo al	31/12/2018	Saldo al 31/12/2017							
Tramos de morosidad	Cartera n	o repactada	Cartera	repactada	Total ca	rtera bruta	Cartera n	o repactada	Cartera	repactada	Total car	rtera bruta
	Número de	Monto bruto	Número de	Monto bruto	Número de	Monto bruto	Número de	Monto bruto	Número de	Monto bruto	Número de	Monto bruto
	Clientes	M\$	Clientes	M\$	Clientes	M\$	Clientes	M\$	Clientes	M\$	Clientes	M\$
Al día	25.174	6.663.669	254	194.151	25.428	6.857.820	22.433	3.833.192	263	91.485	22.696	3.924.677
Entre 1 y 30 días	9.985	958.528	113	20.240	10.098	978.768	9.883	941.027	107	18.673	9.990	959.700
Entre 31 y 60 días	2.835	437.396	38	5.607	2.873	443.003	3.445	566.512	46	132.971	3.491	699.483
Entre 61 y 90 días	306	71.936	7	691	313	72.627	392	34.432	12	3.909	404	38.341
Entre 91 y 120 días	210	40.292	10	2.210	220	42.502	179	15.064	10	1.725	189	16.789
Entre 121 y 150 días	138	21.312	6	430	144	21.742	140	14.891	7	441	147	15.332
Entre 151 y 180 días	129	14.558	6	843	135	15.401	90	10.705	2	385	92	11.090
Entre 181 y 210 días	106	18.762	1	167	107	18.929	93	8.034	1	113	94	8.147
Entre 211 y 250 días	84	12.547	5	367	89	12.914	79	9.890	6	2.604	85	12.494
Más de 250 días	898	280.130	20	4.833	918	284.963	881	202.157	21	4.887	902	207.044
Total	39.865	8.519.130	460	229.539	40.325	8.748.669	37.615	5.635.904	475	257.193	38.090	5.893.097

e) Al 31 de diciembre 2018 y 2017, la cartera en cobranza judicial y protestada, es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	Sald 31/12/		Saldo al 31/12/2017		
Cartera protestada y en cobranza judiciai	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$	
Documentos por cobrar protestados	-	-	2	774	
Documentos por cobrar en cobranza judicial	37	169.997	30	119.491	
Totales	37	169.997	32	120.265	



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 2017	361.942			
Disminuciones del año	(59.246)			
Montos castigados	(38.870)			
Saldo al 31 de diciembre de 2017	263.826			
Aumentos (disminuciones) del año	119.921			
Montos castigados	(24.167)			
Ajuste inicial NIIF 9 (*)	(10.243)			
Saldo al 31 de diciembre de 2018	349.337			

(\*) De acuerdo a la NIIF 9, la Sociedad aplicó el modelo simplificado de pérdidas esperadas para Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar, determinando una disminución de la provisión de deterioro de deudores por M\$10.243 con la correspondiente disminución de Activos por Impuestos Diferidos por M\$2.766 (Nota 13).

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

g) El detalle de las provisiones y castigos durante los años 2018 y 2017, es el siguiente:

	Saldo al					
Provisiones y castigos	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$				
Provisión cartera no repactada	109.604	(57.644)				
Provisión cartera repactada	74	(1.602)				
Castigos del año	(24.167)	(38.870)				
Totales	85.511	(98.116)				

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 más importante de la Sociedad Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Accionistas	Serie Unica	Total	Participación
Sociedad Austral de Electricidad S. A.	35.028.640	35.028.640	93,22%
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	2.516.231	2.516.231	6,70%
Productora y Exportadora H.O.L. Chile Ltda.	7.693	7.693	0,02%
Comercial Comtesa S.A.	6.401	6.401	0,02%
llustre Municipalidad de Rio Ibánez	6.194	6.194	0,02%
Empresa Portuaria de Chacabuco	4.986	4.986	0,01%
Corvalán Neira Sandra Mónica	1.975	1.975	0,01%
Empresa Constructora Cóndor S.A.	1.745	1.745	0,00%
Fiedler Agurto Nestor Leandro	1.322	1.322	0,00%
Lomas del Sol S.A.C.	1.065	1.065	0,00%
Santana Miranda Osvaldo Marcelo	994	994	0,00%
Otros	147	147	0,00%
Totales	37.577.393	37.577.393	100%

#### b. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

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

Los préstamos entre entidades relacionadas se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos préstamos se regulan dentro de un marco de administración consolidada de caja que recae principalmente en la Sociedad matriz Saesa y su matriz Eléctricas, encargadas de definir los flujos óptimos entre relacionadas. Los intereses son de mercado y se calculan por el período que dure la operación.

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

							31/12/2018		31/12/2017	
RUT	Sociedad	Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76.073.162-5 Soc	ciedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Préstamo en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	18.121.231	-	19.369.534	-
76.186.388-6 Sag	gesa S.A	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Com ún	CH\$		-	160	-
77.683.400-9 Sis	tema de Transmisión del Sur S.A	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Com ún	CH\$	71			
96.531.500-4 Cor	mpañía Eléctrica Osorno S.A	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Com ún	CH\$	238	-	-	-
						Totales	18.121.54	) -	19.369.694	



#### b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

							31/12	/2018	31/12	/2017
RUT	Sociedad	Origen	Descripción de la	Plazo de la	Naturaleza de	Moneda	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
KUI	Jociedad		transacción	transacción	la relación		M\$	M\$	M\$	M\$
76.073.162-5 So	ociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Provisión dividendo mínimo	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	1.544.636	-	1.583.798	-
76.073.162-5 So	ociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	344.177	-	138.118	-
76.073.162-5 So	ociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Venta de materiales	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	-	-	150.901	-
76.186.388-6 Sa	agesa S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	141	-	-	-
96.531.500-4 Cd	ompañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Com ún	CH\$		-	3.515	-
76.073.164-1 En	npresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Com ún	CH\$	9.686	-	85.285	-
14.655.033-9 lvá	án Díaz Molina	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	-	-	120	-
6.443.633-3 Jo	rge Lesser Garcia-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	-	-	120	-
						Totales	1.898.640		1.961.857	

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

					31/1	2/2018	31/1	2/2017
RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	Monto Transacción	Efecto en resultado (cargo)/abono	Monto Transacción	(cargo)/abono
					M\$	M\$	M\$	M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Préstamo cuenta corriente (Capital /Intereses)	(1.302.000)	636.466	4.039.467	621.280
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Dividendos por pagar	(39.162)		762.813	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Recuperación de Gastos - Materiales	55.158		43.954	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Matriz Común	Recuperación de Gastos	(3.515)		3.492	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz Común	Recuperación de Gastos	(75.599)	-	57.186	-

### c. Directorio y personal clave de la gerencia

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

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 26 de abril de 2018, 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 16 de mayo de 2018, el Directorio de la Sociedad procedió a elegir como Presidente del Directorio y de la Sociedad al señor Jorge Lesser García-Huidobro y como Vicepresidente al señor Iván Díaz-Molina.

En sesión celebrada el 22 de agosto de 2018, el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director del señor Dale Burgess y designó, en su reemplazo, al señor Stephen Best

Al 31 de diciembre de 2018 el Directorio de la Sociedad está compuesto por los señores: Jorge Lesser García – Huidobro, Iván Díaz - Molina, Ben Wawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Stephen Best, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell y Christopher Powell.



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

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

Director	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Iván Díaz-Molina	-	120
Jorge Lesser García-Huidobro	-	120
Totales	-	240

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

#### b) Remuneración del Directorio

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

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

Los Directores señores Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Stephen Best, 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 2018 y 2017, son las siguientes:

Director	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Iván Díaz-Molina	1.762	1.459
Jorge Lesser García-Huidobro	1.762	1.459
Totales	3.524	2.918

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

La Sociedad cuenta actualmente con un ejecutivo como empleado directo. Las remuneraciones del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados ascienden a M\$67.930 al 31 de diciembre de 2018 y a M\$65.050 al 31 de diciembre de 2017.

La Sociedad tiene para sus ejecutivos establecido un plan de incentivo por cumplimiento de objetivos individuales de aportación a los resultados de la sociedad. Estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas. Se paga un anticipo de 25% de una remuneración bruta durante el tercer trimestre de cada año y el saldo es cancelado en el primer semestre del año siguiente. El cargo a resultados del plan de incentivo asciende a M\$31.876 al 31 de diciembre de 2018 y M\$20.076 al 31 de diciembre de 2017.

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

No existen garantías constituidas a favor del personal clave de la gerencia.



#### 9. Inventarios

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2018:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	1.377.063	1.352.534	24.529
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	291.468	275.810	15.658
Petróleo	271.387	271.387	_
Totales	1.939.918	1.899.731	40.187

Al 31 de diciembre de 2017:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	1.114.073	1.109.629	4.444
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	176.015	175.260	755
Petróleo	306.837	306.837	_
Totales	1.596.925	1.591.726	5.199

No existen inventarios entregados en garantía para el cumplimiento de obligaciones.

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un cargo M\$38.891 para el año 2018 y un cargo de M\$30.532 para el año 2017.

Movimiento Provisión	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Provisión del año	38.891	30.532
Aplicaciones a provisión	(3.903)	(44.424)
Totales	34.988	(13.892)

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	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Materias primas y consumibles utilizados (*)	6.826.875	4.601.268
Otros gastos por naturaleza (**)	359.609	460.653
Totales	7.186.484	5.061.921

<sup>(\*)</sup> Ver Nota 20.

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2018 ascienden a M\$1.903.950 (M\$2.185.811 en 2017) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2018 asciende M\$18.328 (M\$\$289.025 en 2017).

<sup>(\*\*)</sup> Materiales utilizados para el mantenimiento del Sistema eléctrico.



### 10. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Activos por impuestos corrientes	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Impuesto renta por recuperar	289.164	<u> </u>
IVA Crédito fiscal por recuperar	82.884	573.905
Crédito Sence	15.960	-
Crédito Activo Fijo	24.177	-
Impuesto por recuperar año anterior	22.863	22.864
Totales	435.048	596.769

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Pasivos por impuestos corrientes	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Impuesto a la renta	-	524.974
Otros	1.678	3.596
Totales	1.678	528.570

### 11. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Activos Intangibles Neto	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Activos Intangibles Identificables Neto	147.014	147.212
Servidumbres	33.631	33.631
Derecho de Agua	108.543	108.543
Software	4.840	5.038

Activos Intangibles Bruto	31/12/2018	31/12/2017	
——————————————————————————————————————	М\$	M\$	
Activos Intangibles Identificables Bruto	152.692	152.692	
Servidumbres	33.631	33.631	
Derecho de Agua	108.543	108.543	
Software	10.518	10.518	

Amortización Activos Intangibles	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Activos Intangibles Identificables	(5.683)	(5.480)
Software	(5.683)	(5.480)



La composición y movimientos del activo intangible durante los años 2018 y 2017, son los siguientes:

Movimiento año 2018	Servidumbres Derecho de Software Neto Agua Neto M\$ M\$ M\$			Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2018	33.631	108.543	5.038	147.212
Gastos por amortización  Total movimientos	-	-	(203)	(203)
o ≥ Total movimientos	-	-	(203)	(203)
Saldo final al 31 de diciembre de 2018	33.631	108.543	4.835	147.009

Movimiento año 2018	Servidumbres Neto M\$	Derecho de Agua M\$	Software, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2017	33.631	108.543	5.240	147.414
Retiros Valor Bruto	-	-	(110.582)	(110.582)
Retiros y Traspasos Amortización Acumulada	-	-	110.578	110.578
Gastos por amortización	-	-	(198)	(198)
≥ Total movimientos	-	-	(202)	(202)
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	33.631	108.543	5.038	147.212

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

Los softwares o programas informáticos y licencias se amortizan en forma lineal entre 4 y 6 años. La amortización de estos bienes se presenta en el rubro "Gastos por Depreciación y Amortización" de los Estados de resultados integrales.



# 12. Propiedades, Planta y Equipos

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Propiedades, Planta y Equipo	65.470.694	63.276.483
Terrenos	3.402.852	3.355.818
Edificios	4.528.652	4.393.647
Planta y Equipo	48.019.947	48.111.700
Equipamiento de Tecnologías de la Información	130.936	184.959
Instalaciones Fijas y Accesorios	113.435	128.281
Vehículos de Motor	297.671	352.725
Construcción en Curso	8.442.523	6.171.431
Otras Propiedades, Planta y Equipo	534.678	577.922

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	93.689.333	89.172.416
Terrenos	3.402.852	3.355.818
Edificios	6.796.037	6.476.831
Planta y Equipo	71.714.105	69.952.301
Equipamiento de Tecnologías de la Información	402.162	382.352
Instalaciones Fijas y Accesorios	248.571	240.393
Vehículos de Motor	607.921	603.171
Construcción en Curso	8.442.523	6.171.431
Otras Propiedades, Planta y Equipo	2.075.162	1.990.119

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(28.218.639)	(25.895.933)
Edificios	(2.267.385)	(2.083.184)
Planta y Equipo	(23.694.158)	(21.840.601)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(271.226)	(197.393)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(135.136)	(112.112)
Vehículos de Motor	(310.250)	(250.446)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(1.540.484)	(1.412.197)



El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante el año 2018 y 2017, es el siguiente:

Movimiento año 2018	Terrenos	Edificios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Construcciones en Curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo,	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2018	3.355.818	4.393.647	48.111.700	184.959	128.281	352.725	6.171.431	577.922	63.276.483
Adiciones	-	-	452.078	-	-		4.662.349	59.792	5.174.219
g Retiros Valor Bruto	-	-	(631.938)	(247)	-	(10.183)	) -	(14.934)	(657.302)
Retiros y Traspasos Depreciación Acumulada	-	-	602.547	247	-	8.655	-	14.934	626.383
Otros (Activación Obras en Curso)	47.034	319.206	2.709.460	20.057	8.178	14.933	(3.201.305)	82.437	-
Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde									
∑ Construcciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo	-	-	(767.796)	-	-	-	810.048	(42.252)	-
Gastos por depreciación	-	(184.201)	(2.456.104)	(74.080)	(23.024)	(68.459)	)	(143.221)	(2.949.089)
Total movimientos	47.034	135.005	88.107	(53.776)	(14.846)	(44.871)	(2.391.257)	(88.102)	(2.322.706)
Saldo final al 31 de diciembre de 2018	3.402.852	4.528.652	48.019.947	130.936	113.435	297.671	8.442.523	534.678	65.470.694

Movimiento año 2017	Terrenos	Edificios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo,	Equipamiento de Tecnologías de la	Instalaciones Fijas y	Vehículos de Motor, Neto	Construcciones	Otras Propiedades,	Totales
	M\$	MS	Neto M\$	Información, Neto M\$	Accesorios, Neto M\$	MS	en Curso M\$	Planta y Equipo, M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2017	3.340.531	4.055.549			•	389.147			61.563.713
Adiciones	-		473.101	-	-	-	0.044.400	79.815	4.197.318
g Retiros Valor Bruto	-	-	(236.426)	(3.034)	-	-	-	(100.224)	-339684
Retiros y Traspasos Depreciación Acumulada			422.792	3.034	-		-	100.224	526.050
E Otros (Activación Obras en Curso)	15.287	569.487	4.581.712	56.320	99.544	30.333	(5.498.452)	145.769	
lncremento (Disminuciones) por Transferencias desde									
Sometrucciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo  1. 2	-	(60.486)	(1.111.771)	(45.190)	(66.193)	-	1.262.605	21.035	-
Gastos por depreciación	-	(170.903)	(2.204.018)	(68.899)	(23.035)	(66.755)	) -	(137.304)	(2.670.914)
Total movimientos	15.287	338.098	1.925.390	(57.769)	10.316	(36.422	(591.445)	109.315	1.712.770
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	3.355.818	4.393.647	48.111.700	184.959	128.281	352.725	6.171.431	577.922	63.276.483

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 2018 y 31 de diciembre 2017 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 2018 y 2017, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31/12/2018	31/12/2017
	M\$	М\$
Gasto por impuesto corriente	550.984	1.048.797
Ajustes por impuestos corrientes de años anteriores	-	(44.697)
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	550.984	1.004.100
Gasto por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de		
diferencias temporarias	839.040	716.512
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	839.040	716.512
Gasto por impuesto a las ganancias, operaciones continuadas	1.390.024	1.720.612
Impuestos a las ganancias relacionado con otro resultado integral	31/12/2018	31/12/2017
passes a las gallansias i ciasteranas son on o roculturo intogral	M\$	M\$

Impuestos a las ganancias relacionado con otro resultado integral	31/12/2018	31/12/2017
	M\$	M\$
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios		
definidos de otro resultado integral	5.007	328
Impuestos a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado		
integral	5.007	328

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 2018 y 2017, es la siguiente:

Conciliación de la ganancia contable multiplicada por		31/12/2017
las ganancias impositivas aplicables	M\$	М\$
Ganancia Contable antes de Impuesto	6.913.447	7.384.072
Total de (gasto) por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (27% en 2018 - 25,5% en 2017)	(1.866.631)	(1.882.938)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	99.981	47.751
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(104.531)	(113.885)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	21.075	(5.489)
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	460.082	233.950
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	476.607	162.327
(Gasto) por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(1.390.024)	(1.720.612)
Tasa impositiva efectiva	20,11%	23,30%

### 13.2. Impuestos diferidos

a) El detalle de los saldos de impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

	Act	ivos	Pasi	vos
Diferencias temporarias	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a propiedades, planta y equipo	-	-	8.078.735	7.204.512
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	4.059	1.638	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de cuentas incobrables	91.555	71.233	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	42.566	36.468	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de obsolescencia	10.850	1.404	-	-
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	48.451	40.158	-	-
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	-	-	55.080	11.178
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	80.119	55.626	-	-
Impuestos diferidos otras provisiones	46.432	46.196	-	-
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	15.180	15.177	-	-
Total Impuestos Diferidos	339.212	267.900	8.133.815	7.215.690



b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación en el año 2018 y 2017, es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2017	249.257	6.480.207
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	18.971	735.483
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	(328)	-
Saldo al 31 de diciembre de 2017	267.900	7.215.690
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	79.085	918.125
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	(5.007)	-
Otros incremento (decremento) (*)	(2.766)	-
Saldo al 31 de diciembre de 2018	339.212	8.133.815

(\*) El monto de M\$2.766 incluido en el ítem Otros Incrementos (decrementos), contiene M\$2.766 activos por impuestos diferidos corresponde al efecto producto de la primera aplicación de la NIIF 9 asociada al deterioro de cuentas por cobrar de acuerdo a pérdidas esperadas (Ver nota 2.21, a1).

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Administración de la Sociedad considera que las proyecciones de utilidades futuras cubren lo necesario para recuperar esos activos.



### 14. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

	Corrientes		
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	31/12/2018	31/12/2017	
	M\$	М\$	
Cuentas por pagar comerciales	2.313.615	2.013.120	
Otras cuentas por pagar	697.254	587.382	
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	3.010.869	2.600.502	

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

	Corri	entes
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	31/12/2018	31/12/2017
	M\$	М\$
Proveedores por compra de energía y peajes	2.203	702
Proveedores por compra de combustible y gas	319.291	131.464
Cuentas por pagar importaciones en tránsito	16.699	9.491
Cuentas por pagar bienes y servicios	1.975.422	1.871.463
Dividendos por pagar a terceros	114.251	116.547
Cuentas por pagar instituciones fiscales	34.405	-
Otras cuentas por pagar	548.598	470.835
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	3.010.869	2.600.502

El detalle por vencimiento de cuentas por pagar comerciales al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

		Saldo	al			Saldo	al	
Proveedores con pago al día		31/12/2	2018			31/12/2	2017	
r roveedores con pago ar dia	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta 30 días	958.581	1.091.723	263.311	2.313.615	707.214	954.882	351.024	2.013.120
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	958.581	1.091.723	263.311	2.313.615	707.214	954.882	351.024	2.013.120



El detalle de los principales proveedores de Cuentas por pagar comerciales al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Nombre Proveedores	RUT	31/12/20	18
	KUI	М\$	%
FINNING CHILE S.A.	91.489.000-4	121.372	5,25%
Enrique Valdivieso Valdés	6.497.871-3	119.230	5,15%
Eugenio José Valdes Covar	6.612.761-3	119.230	5,15%
Voith Hydro Ltda.	Proveedor Extranjero	108.231	4,68%
Amelia Ingenieros SpA	76.619.125-8	100.083	4,33%
Aclara Meters, S.L.	Proveedor Extranjero	81.954	3,54%
Cía Petroleo de Chile Copec S. A.	99.520.000-7	81.776	3,53%
Mantención Eléct. Jose Bahamonde B.	76.015.234-K	80.867	3,50%
Ingeniería Electrica Temuco Ltda.	77.467.450-0	72.261	3,12%
Esmax Distribución SPA	79.588.870-5	57.382	2,48%
Servicios Generales Patagonia SpA	76.716.983-3	51.002	2,20%
Stat-Fire SPA	76.484.085-2	48.159	2,08%
Servicios Forestales Vicam SPA	76.608.013-8	47.362	2,05%
Otros Proveedores		1.224.706	52,93%
Totales	_	2.313.615	100%

Nombre Proveedores	RUT	31/12/20	17
Nombre Proveedores	KUI	M\$	%
Stat-Fire SpA	76.484.085-2	176.933	8,79%
FINNING CHILE S.A.	91.489.000-4	162.505	8,07%
Cía Petroleo de Chile Copec S. A.	99.520.000-7	99.555	4,95%
Cristian Apablaza V.lng/Cons EIRL	76.051.781-K	92.972	4,62%
Enercon Chile SpA	76.495.479-3	69.539	3,45%
Servicios Generales Patagonia SpA	76.716.983-3	68.181	3,39%
ESMAX Distribución SPA	79.588.870-5	42.395	2,11%
Man Energy Solutions Chile Ltda.	76.059.324-9	39.673	1,97%
Zhejiang Machinery & Equipment Import & Export C	o.,Ltd. Proveedor Extranjero	37.088	1,84%
Tormesol Ingeniería y Construcción Ltda.	76.621.535-1	36.917	1,83%
Comercial Mundo Austral Ltda.	77.873.090-1	36.193	1,80%
RIMALCO SPA	76.426.249-2	34.288	1,70%
RHONA S.A.	92.307.000-1	32.849	1,63%
Otros Proveedores		1.084.032	53,85%
Totales		2.013.120	100%



### 15. Instrumentos financieros por categoría

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

### a) Activos Financieros

Activos financieros al 31/12/2018	Activos financieros a costo amortizado	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Totales
	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	9.241.597	-	9.241.597
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	18.121.540	-	18.121.540
Efectivo y equivalentes al efectivo	445.674	857.275	1.302.949
Totales	27.808.811	857.275	28.666.086
Activos financieros al 31/12/2017	Activos financieros a	Activos a valor razonable con cambio en	Totales

Activos financieros al 31/12/2017	Activos financieros a costo amortizado	razonable con cambio en resultados	Totales
	M\$	M\$	М\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	6.166.031	-	6.166.031
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	19.369.694	-	19.369.694
Efectivo y equivalentes al efectivo	321.355	530.323	851.678
Totales	25.857.080	530.323	26.387.403
		·-	

### b) Pasivos Financieros

Pasivos financieros al 31/12/2018	Pasivos financieros a costo amortizado	Totales
	M\$	М\$
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	3.010.869	3.010.869
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	1.898.640	1.898.640
Totales	4.909.509	4.909.509
Pasivos financieros al 31/12/2017	Pasivos financieros a costo amortizado	Totales
Pasivos financieros al 31/12/2017	financieros a	Totales M\$
	financieros a costo amortizado	
Pasivos financieros al 31/12/2017  Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar  Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	financieros a costo amortizado M\$	M\$



#### 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 31/12/2018	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	303.004	303.004
Saldo en Bancos	142.670	142.670
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	8.537.206	8.537.206

Pasivos Financieros - al 31/12/2018	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	3.010.869	3.010.869

### 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

### **Provisiones corrientes**

### 16.1. Otras provisiones corrientes

a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

	Provisiones		
Otras provisiones corrientes	31/12/2018 <b>M</b> \$	31/12/2017 M\$	
Otras provisiones (*)	123.007	321.442	
Totales	123.007	321.442	

- (\*) Principalmente provisiones de multas y juicios
- b) El movimiento de las provisiones durante los años 2017 y 2016, es el siguiente:

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales	
Saldo inicial al 01 de enero de 2018	321.442	
Movimientos en provisiones		
Provisiones adicionales	43.596	
Provisión no utilizada	(61.724)	
Incremento en provisiones existentes	(9.603)	
Provisión utilizada	(170.704)	
Total movimientos en provisiones	(198.435)	
Saldo final al 31 de diciembre de 2018	123.007	

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales	
Saldo inicial al 01 de enero de 2017	122.622	
Movimientos en provisiones		
Provisiones adicionales	281.076	
Incremento en provisiones existentes	20.426	
Provisión utilizada	(102.682)	
Total movimientos en provisiones	198.820	
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	321.442	

### 16.2. Provisiones corrientes, por beneficios a los empleados

a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

	Provisiones		
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	31/12/2018	31/12/2017	
	M\$	M\$	
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	157.651	135.065	
Provisión por beneficios anuales	413.058	307.952	
Totales	570.709	443.017	



b) El movimiento de las provisiones durante los años 2018 y 2017, es el siguiente:

Movimientos en provisiones	Por vacaciones del personal	Por beneficios anuales	Totales M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2018	135.065	307.952	443.017
Movimientos en provisiones			
Incremento en provisiones existentes	256.836	457.922	714.758
Provisión utilizada	(234.250)	(352.816)	(587.066)
Total movimientos en provisiones	22.586	105.106	127.692
Saldo final al 31 de diciembre de 2018	157.651	413.058	570.709

Movimientos en provisiones	Por vacaciones del personal	Por beneficios anuales	Totales M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2017	112.869	275.391	388.260
Movimientos en provisiones			
Incremento en provisiones existentes	64.641	320.829	385.470
Provisión utilizada	(42.445)	(288.268)	(330.713)
Total movimientos en provisiones	22.196	32.561	54.757
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	135.065	307.952	443.017

### 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 2018 y 2017, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	422.088	565.521
Totales	422.088	565.521

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante el año 2018 y 2017, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2018	565.521
Costo por intereses	28.415
Costo del servicio del año	42.575
Pagos en el año	(195.879)
Variación actuarial por experiencia	(18.544)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	422.088



#### Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios М\$ Saldo inicial al 1 de enero de 2017 525.108 Costo por intereses 18.585 Costo del servicio del año 40.222 Pagos en el año (16.052)Variación actuarial por cambio tasa (14.088)Variación actuarial por experiencia 11.746 Saldo al 31 de diciembre de 2017 565.521

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

Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$	
Costo por intereses	28.416	18.585	
Costo del servicio del año	42.575	40.222	
Total Gasto reconocido en el estado de resultados	70.991 58.8		
Pérdida actuarial neta plan de beneficios definidos	(18.544)	(2.342)	
Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	52.447	56.465	

### d) Hipótesis actuariales utilizadas al 31 de diciembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017.

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

### e) Sensibilizaciones

Sensibilización de tasa de descuento:

Al 31 de diciembre de 2018, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de un 1 punto porcentual en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

Sensibilización de la tasa de descuento	Disminución de 1% Inc M\$	remento de 1% M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos aumento / (disminución) de pasivo	45.969	(38.670)

Sensibilización de tasa esperada de incremento salarial:

Al 31 de diciembre de 2018, 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% Inc M\$	remento de 1% M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos (disminución) / aumento de pasivo	(39.355)	45.720



#### 16.4. Juicios y multas

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

#### 16.4.1. Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad son los siguientes:

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapa Procesal	Monto M\$
EDELAYSEN	Juzgado de Letras y Garantía de Aysén	C-545-2015	Denuncia obra ruidos (Paredes con EDELAYSEN).	Archivada	Indeterminado
EDELAYSEN	7° Juzgado Civil de Santiago	C-12102-2015	Indemnización de perjuicios extracontractual . No traslado de Postación. (Constructora San Felipe con EDELAYSEN). Demanda colectiva por ley del consumidor. Temporales de junio	Pendiente en primera instancia	2.927.776
EDELAYSEN	2° Juzgado Civil de Osorno	C-2227-2017	(SERNAC con EDELAYSEN)	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
EDELAYSEN	1° Juzgado de Letras de Coyhaique	C-280-2018	Indemnización Perjuicios lesiones corte cable (Adasme con EDELAYSEN)	Pendiente en primera instancia	20.000
EDELAYSEN	1° Juzgado de Letras de Coyhaique	C-1749-2017	Indemnización perjuicios lesiones corte cable (Cifuentes con EDELAYSEN)	Pendiente en primera instancia	14.700
EDELAYSEN	2° Juzgado Civil de Puerto Montt	C-4386-2018	Hacienda.Ruta 7 Chaiten. (fisco con EDELAYSEN)	Pendiente en primera instancia	26.853
EDELAYSEN	Juzgado Policía Local Coyhaique	104095-2018	Ley Consumidor Llapen Onolfa con Edelaysen	Pendiente Primera instancia	3.332

Al 31 de diciembre de 2018, la Sociedad ha realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los presentes estados financieros, que incluye a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar que la Sociedad cuenta con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 1.000.

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

### 16.4.2. Multas

Las multas cursadas a la Sociedad, aún pendientes de resolución, son las siguientes:

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$	
	Multas cursadas en 2018 y pendientes de resolución					
EDELAYSEN	Res Ex. 24.251 de fecha 13.06.2018	SEC	Error información SEC	Reclamo llegalidad	24.177	
	Multas pendientes de resolución de años anteriores					
EDELAYSEN	Res. Ex.12389 de fecha 17.02.2016	SEC	Calidad de Servicio.	Pendiente Recurso de Reposición	9.671	

El monto reconocido por provisiones en los presentes estados financieros es a juicio de la Administración, la mejor estimación del desembolso necesario para liquidar la obligación presente, teniendo en cuenta los riesgos e incertidumbres que incluye los sucesos y circunstancias concurrentes a la valorización de la misma.

Para los casos en que la administración y los abogados de la Sociedad han estimado que se obtendrá resultados favorables o que los resultados son inciertos y las multas se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones.



#### 17. Otros Pasivos no Financieros

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

	Corrientes		No Corrientes	
Otros pasivos no financieros	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
	M\$	М\$	M\$	М\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	288.053	37.499	-	-
Otras obras de terceros	689.383	620.078	-	-
Otros pasivos no financieros	-	-	28.827	27.729
Totales	977.436	657.577	28.827	27.729

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

#### 18. Patrimonio

#### 18.1. Patrimonio neto de la sociedad

#### 18.1.1. Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 el capital social de la Sociedad ascendía a M\$37.005.894 y está representado por 37.577.393 acciones serie única suscritas y pagadas.

#### 18.1.2. Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 26 de abril de 2018 se aprobó el pago de un dividendo final de \$45,214365494 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017, lo que significó un pago total de M\$1.699.038. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 26 de mayo de 2018.

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 27 de abril de 2017 se aprobó el pago de un dividendo final de \$23,4375287078 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017, lo que significó un pago total de M\$880.721. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 27 de mayo de 2017.

#### 18.1.3. Otras reservas

El detalle al 31 de diciembre de 2018 de otras reservas es el siguiente:

	Saldo al 01 de enero de 2018 M\$	Reservas de cobertura M\$	Reservas de pérdidas actuariales M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2018 M\$
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales, netas de				
impuestos diferidos	(170.142)	-	13.537	(156.605)
Otras reservas varias	871.173	-	-	871.173
Totales	701.031	-	13.537	714.568

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



El detalle al 31 de diciembre de 2017 de otras reservas es el siguiente:

	Saldo al 01 de enero de 2017 M\$	Reservas de cobertura M\$	Reservas de pérdidas actuariales M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2017
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales, netas de				
impuestos diferidos	(172.156)	-	2.014	(170.142)
Otras reservas varias	871.173	_	-	871.173
Totales	699.017	-	2.014	701.031

#### 18.1.4. Ganancias acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias (Pérdidas) Acumuladas al 31 de diciembre de 2018 y 2017, son los siguientes:

	Utilidad líquida distribuible acumulada M\$	Ganancia acumulada M\$
Saldo Inicial al 01/01/2018	40.333.499	40.333.499
Ganancia	5.523.423	5.523.423
Provisión dividendo mínimo del año	(1.657.027)	(1.657.027)
Tranferencia y otros cambios (*)	7.477	7.477
Saldo final al 31/12/2018	44.207.372	44.207.372

(\*) De acuerdo a lo que se indica en Nota 2.21, a1, el efecto producto de la aplicación de la NIIF 9 por la provisión de deterioro de acuerdo al modelo simplificado de pérdidas esperadas corresponde a M\$7.477 a la fecha de adopción de la norma.

La utilidad distribuible del año 2018, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2018, esto es M\$5.523.423.

	Utilidad líquida distribuible acumulada M\$	Ganancia acumulada M\$
Saldo Inicial al 01/01/2017	36.369.077	36.369.077
Ganancia	5.663.460	5.663.460
Provisión dividendo mínimo del año	(1.699.038)	(1.699.038)
Saldo final al 31/12/2017	40.333.499	40.333.499

La utilidad distribuible del año 2017, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2017, esto es M\$5.663.460.

#### 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 2018, la Sociedad no posee restricciones de envío de flujo a sus Accionistas.



### 19. Ingresos

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Venta de Energía	21.247.043	19.100.398
Distribución	21.247.043	19.100.398
Residencial	7.451.480	7.777.469
Comercial	6.052.435	5.036.711
Industrial	2.472.546	1.503.243
Otros	5.270.582	4.782.975
Otros ingresos	315.547	353.812
Apoyos	20.878	12.686
Arriendo medidores	58.833	67.444
Cargo por pago fuera de plazo	182.896	238.796
Otros	52.940	34.886
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	21.562.590	19.454.210

Otros Ingresos, por naturaleza	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Construcción de obras y trabajos a terceros	1.158.602	915.309
Venta de materiales y equipos	398.745	302.708
Arrendamientos	22.174	11.727
Intereses créditos y préstamos	6.429	8.446
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	982.721	793.766
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	170.232	86.638
Otros Ingresos	58.289	391.334
Total Otros ingresos, por naturaleza	2.797.192	2.509.928

A continuación se presenta la clasificación de ingresos ordinarios y otros ingresos al 31 de diciembre de 2018 y 2017, según la clasificación establecida por NIIF 15:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Reconocimientos de ingresos en un punto del tiempo		
Venta de Energía Distribución	21.247.043	19.100.398
Otros ingresos	315.547	353.812
Total Ingresos reconocidos en un punto del tiempo	21.562.590	19.454.210
Total Ingresos reconocidos a través del tiempo		_
Total ingresses reconscises a traves der tiempo		
Total ingresos por actividades ordinarias	21.562.590	19.454.210



Otros ingresos, por naturaleza	31/12/2018	31/12/2017
	М\$	М\$
Reconocimiento de ingresos en un punto del tiempo		
Venta de materiales y equipos	398.745	302.708
Arrendamientos	22.174	11.727
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	982.721	793.766
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	170.232	86.638
Otros Ingresos	58.289	391.334
Total Ingresos reconocidos en un punto del tiempo	1.632.161	1.586.173
Reconocimiento de ingresos a través del tiempo		
Construcción de obras y trabajos a terceros	1.158.602	915.309
Intereses créditos y préstamos	6.429	8.446
Total Ingresos reconocidos a través del tiempo	1.165.031	923.755
Total otros ingresos, por naturaleza	2.797.192	2.509.928

## 20. Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, en el Estado de Resultado al 31 de diciembre 2018 y 2017, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31/12/2018	31/12/2017	
	М\$	M\$	
Compras de energía y peajes	4.078	961	
Combustibles para generación y materiales	6.826.875	4.601.268	
Totales	6.830.953	4.602.229	

### 21. Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, en el Estado de Resultado al 31 de diciembre 2018 y 2017, es el siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	31/12/2018	31/12/2017
·	M\$	M\$
Sueldos y salarios	2.207.097	1.929.336
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	398.617	404.415
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	106.834	91.567
Activación costo de personal	(120.063)	(104.535)
Totales	2.592.485	2.320.783



### 22. Gasto por Depreciación y Amortización

El detalle de este rubro, en el Estado de Resultado al 31 de diciembre 2018 y 2017, es el siguiente:

Gasto por Depreciación y Amortización	31/12/2018	31/12/2017	
	M\$	M\$	
Depreciaciones	2.949.089	2.670.914	
Amortizaciones de Intangibles	203	198	
Totales	2.949.292	2.671.112	

### 23. Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro, en el Estado de Resultado al 31 de diciembre 2018 y 2017, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	31/12/2018	31/12/2017	
	M\$	M\$	
Operación y mantención sistema eléctrico	1.384.940	1.622.929	
Sistema generación	1.197.349	1.320.710	
Mantención medidores, ciclo comercial	719.557	712.208	
Operación vehículos, viajes y viáticos	183.020	194.306	
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	19.120	18.536	
Provisiones y castigos	93.455	(69.764)	
Gastos de administración	1.164.394	1.199.438	
Egresos por construcción de obras a terceros	758.781	509.608	
Otros gastos por naturaleza	132.921	121.251	
Totales	5.653.537	5.629.222	



### 24. Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Resultado Financiero	31/12/2018	31/12/2017	
	M\$	M\$	
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	17.728	1.211	
Otros ingresos financieros	636.466	621.280	
Total Ingresos Financieros	654.194	622.491	
Otros gastos financieros	(1.477)	(1.128)	
<b>Total Costos Financieros</b>	(1.477)	(1.128)	
Resultado por unidades de reajuste	31.930	22.596	
Diferencias de cambio	(3.335)	(1.393)	
Positivas	1.355	_	
Negativas	(4.690)	(1.393)	
Total Resultado Financiero	681.312	642.566	

#### 25. Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales efectuados al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Empresa que efectúa el desembolso	Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Edelaysen	Evaluación plan de manejo	Inversión	2.452	1.100
Edelaysen	Asesorías medioambientales	Costo	1.520	21
Edelaysen	Gestión de residuos	Costo	24.300	91.008
Edelaysen	Reforestaciones	Inversión	8.378	-
Edelaysen	Otros gastos medioambientales	Costo	569	886
Edelaysen	Proyectos de inversión	Inversión	-	1.805
Totales			37,219	94.820

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



### 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 2018 son las siguientes según beneficiario relevante:

	Empr	Empresa que entrega garantía		Activos comprometidos		Fecha Liberación Garantía		
Acreedor de la garantía	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Valor Garantia M\$	2019 M\$	2020 M\$	2021 M\$
Dirección General de Aeronautica Civil	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	9.042	9.042	-	-
Gobierno Regiónal de Los Lagos	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	302.456	-	-	302.456
Ilustre Municipalidad de Chaitén	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	2.500	2.500		-
Director Regiónal de Vialidad Región de Aysén	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	9.207	3.005	6.202	-
Director Regiónal de Vialidad Región de Avsén	Edelavsen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	4.135	4.135		-

#### 27. Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2018, la Sociedad ha recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar principalmente cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, respectivamente por un total de M\$1.284.929 (M\$14.632 en 2017).



### 28. Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	U.F.	Peso chileno	25.719	25.71
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			25.719	25.71
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	Peso chileno	122.456	142.24
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			122.456	142.24
TOTAL ACTIVOS			148.175	167.96
	Moneda	Moneda	31/12/2018	31/12/2017
PASIVOS	extranjera	funcional	M\$	М\$
PASIVOS CORRIENTES				
Cuentas por Pagar a Enridades Relacionadas, Corrientes	U.F.	Peso chileno	-	240
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			-	240
TOTAL PASIVOS			-	240

### 29. Hechos Posteriores

En el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2019 y la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros, no han ocurrido hechos significativos que afecten a los mismos.