



Reporte Anual 2019

Índice

CARTA DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO	3
VISIÓN CORPORATIVA	6
IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD	7
ANTECEDENTES RELEVANTES	8
ESTRUCTURA DE LA PROPIEDAD	9
PROPIEDAD Y CONTROL	10
GOBIERNO CORPORATIVO	11
RESPONSABILIDAD SOCIAL Y DESARROLLO SOSTENIBLE	14
DIRECTORIO	16
ADMINISTRACIÓN	17
ESTRUCTURA ORGANIZATIVA	18
MARCHA DE LA EMPRESA	19
LÍNEA DE TIEMPO	31
DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN CHILE	34
ACTIVIDADES DE LA SOCIEDAD	40
FACTORES DE RIESGO	44
GESTIÓN FINANCIERA	48
HECHOS RELEVANTES	52
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	54
ESTADOS FINANCIEROS	55

CARTA DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO

Nuestros clientes

Si el año recién pasado lo cerramos diciendo que nos enfrentábamos a enormes desafíos, al terminar este 2019 nos encontramos frente a retos que no hubiésemos imaginado. Estos últimos meses han estado marcados por movimientos sociales y políticos cuya complejidad y matices sólo el tiempo nos permitirá dimensionar con claridad.

Como parte de esta sociedad, no podemos abstraernos de las nuevas realidades y como empresa, hace tiempo hemos entendido que la manera de hacer negocios ha cambiado, y para siempre. La creación de valor se mide hoy por el compromiso y aporte a los clientes, los colaboradores y, en definitiva, a la sociedad en general. Para nosotros, todo esto no puede ser otra cosa que un llamado a redoblar nuestro compromiso y aumentar la confianza de nuestros clientes y de la comunidad.

En virtud de lo anterior, estamos enfocados en optimizar la calidad del suministro y en mejorar la experiencia de cada cliente cuando se relaciona con nuestra compañía, ofreciendo soluciones expeditas y asesorías que generen valor, empleando toda la tecnología que podamos disponer.

En este orden de ideas, durante el año 2019 comenzamos exitosamente las inversiones e incorporación de nuevas tecnologías, destinadas a cumplir con nuevos y muy altos estándares en nuestras redes.

Nuestra comunidad

Estamos insertos y tenemos un compromiso permanente con nuestra comunidad, el que se manifiesta principalmente en el compromiso con la mejora continua de la calidad de servicio que entregamos, y también a través de la implementación de programas que contribuyen al desarrollo de las comunidades que se ubican en nuestra zona de servicio, en muchas de las cuales el aislamiento y situación geográfica representan tremendos desafíos.

Es así como seguimos desarrollando fuertemente nuestros importantes 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.

Sustentabilidad

Mantenemos nuestro compromiso con el desarrollo eléctrico del país, conscientes de que la única manera de hacerlo es de manera sustentable.

Nuestra meta es ofrecer a nuestros clientes y a la comunidad soluciones energéticas que no sólo mejoren su calidad de vida, sino que sean amigables con nuestro medio ambiente, y asimismo perduren en el tiempo. Es así como ofrecemos soluciones eficientes de climatización eléctrica, apoyamos y aportamos procesos de electrificación autónoma de comunas mediante energías renovables, siendo pioneros en movilidad eléctrica. Previendo el modo de movilizarnos en el mediano y largo plazo, hemos implementado una red de carga eléctrica para vehículos en el sur del país, con estaciones en los lugares estratégicos de cada comuna, de forma de poder movernos con comodidad y sin riesgos de suministro entre Temuco y Castro.

Nuestros colaboradores

A nuestros colaboradores les debemos todo lo que somos. Con más de 1.400 trabajadores de empresa y más de 5.880 personas de empresas contratistas, su seguridad y bienestar siempre ha sido nuestra prioridad y valor fundamental.

Hay un logro que nos llena de orgullo, porque venimos trabajando para ello desde hace muchos años. Entendemos a nuestra empresa como una familia y el valor incalculable que tienen las relaciones interpersonales. Es por ello que hemos puesto un enorme esfuerzo por crear las condiciones e ir con las más modernas tendencias que permitan que el clima laboral y los beneficios a nuestros colaboradores sean del más alto nivel. Gracias a ello, este año fuimos reconocidos como la segunda mejor empresa para trabajar en Chile, de conformidad al ranking "Great Place to Work".

En este orden de ideas, y respecto a los llamados que la sociedad está haciendo a las empresas, podemos decir, orgullosos, que nuestra compañía, desde hace mucho tiempo, reconoce el tremendo lugar que las mujeres tienen no sólo en nuestra sociedad sino también en el mundo empresarial. Contamos desde hace décadas con un Directorio integrado por mujeres y, si bien todavía los hombres son mayoría, gran parte de los ámbitos más relevantes de nuestra compañía son liderados por nuestras ejecutivas.

Adicionalmente también con orgullo podemos informar que ya por quinto año consecutivo, nuestros indicadores de seguridad son de los mejores de la industria eléctrica, no sólo sin accidentes fatales en estos cinco años, si no que con resultados de frecuencia y gravedad de accidentes con mínimos históricos en la empresa y la industria eléctrica, esto consistente con nuestra real preocupación y prioridad por los trabajadores.

Integridad

Las empresas pertenecientes a nuestro grupo empresarial están sometidas a los más altos estándares de integridad y cumplimiento, a través de normativas expresas y estrictos deberes éticos. Como parte de ello, hemos implementado y certificado un riguroso y completo programa de "compliance", estableciendo para ello un cargo de oficial de "compliance" (o cumplimiento), cuya misión es hacer valer esas normas en nuestro quehacer y en el de nuestros contratistas, igualmente.

En el mes de junio, se aplicó el Barómetro de Valores y Ética Empresarial (BVEE), gestionado por Fundación Generación Empresarial para postular al "Premio FGE-DF al Compromiso con la Integridad 2019". El objetivo fue medir la percepción que los colaboradores del Grupo SAESA tienen sobre el estado de la cultura ética y de cumplimiento corporativo, diferenciando las respuestas según niveles jerárquicos. Los excelentes resultados obtenidos en el Barómetro hicieron a Grupo Saesa merecedor de la distinción máxima otorgada, de un total de 49 empresas que se sometieron a la evaluación.

Resultados financieros

El Ebitda del Grupo Saesa alcanzó los \$130.678 millones, lo que representa un crecimiento del 20,7% respecto al año anterior, lo que refleja una mejora en casi todas nuestras líneas de negocios. A lo anterior, se suman los nuevos ingresos provenientes de la entrada en servicio de nuevos proyectos desarrollados por la empresa, inversiones que en el año 2019 alcanzaron los \$182.161 millones, un 50% más de lo invertido durante el año 2018. Esto, como consecuencia de la confianza y compromiso de nuestros accionistas en respaldar el desarrollo sustentable de nuestro sector, a la luz de nuestra

responsabilidad respecto de la calidad de servicio amparada en la nueva norma técnica de distribución.

Agradecimientos

Aprovecho la oportunidad para agradecer una vez más a todos quienes forman parte del Grupo Saesa, sus colaboradores, accionistas, directores y empresas contratistas, que con su trabajo y compromiso han permitido posicionarnos como un referente de la industria eléctrica del país. Lo anterior ha sido posible gracias a nuestra cultura de colaboración, valores y principios orientados a nuestra gente, comunidad y desarrollo de la industria eléctrica en Chile.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Iván Díaz-Molina', with a stylized flourish at the end.

Iván Díaz-Molina / 14.655.033-9

PRESIDENTE

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 próximos 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

El año 2022 el Grupo Saesa deberá tener 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. Se deberá asegurar un equipo de personas con una cultura de excelencia y ser percibida como la mejor opción para trabajar en la industria. La compañía deberá además 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 imprimir en su quehacer diario estos siete valores fundamentales:

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

IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD

Razón Social

Compañía Eléctrica Osorno S.A.

Nombre de Fantasía

Luz Osorno

Rol Único Tributario

96.531.500-4

Domicilio Legal

Isidora Goyenechea 3621, Piso 20, Las Condes, Santiago

Domicilio Comercial

Bulnes 441, Osorno

Fono

+56 22 414 7500

Fax

+56 22 414 7009

Correo Electrónico

infoinversionistas@saesa.cl

Sitio web

www.gruposaes.cl

Atención Inversionistas

+56 64 238 5400

Tipo de Entidad

Sociedad Anónima Cerrada

Inscripción Registro de Entidades Informantes

Nº116

Fecha Inscripción Registro de Entidades Informantes

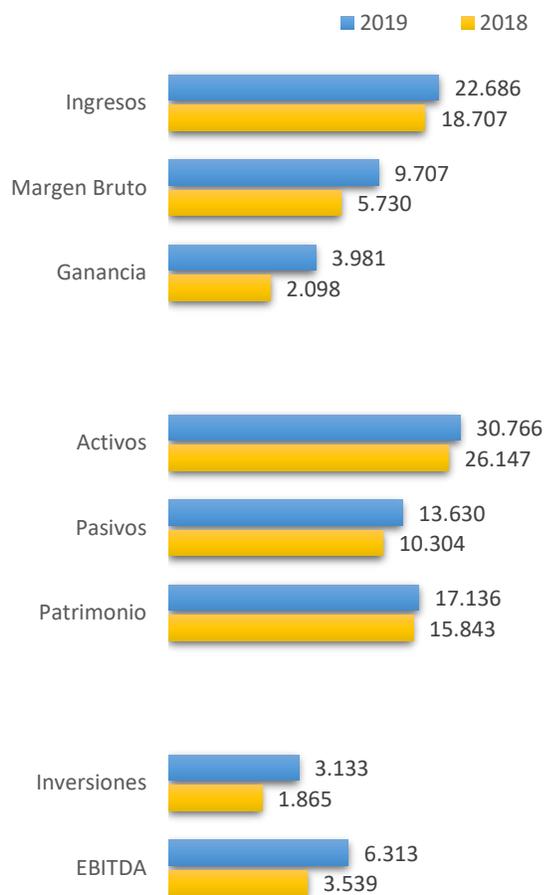
09/05/2010

DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS

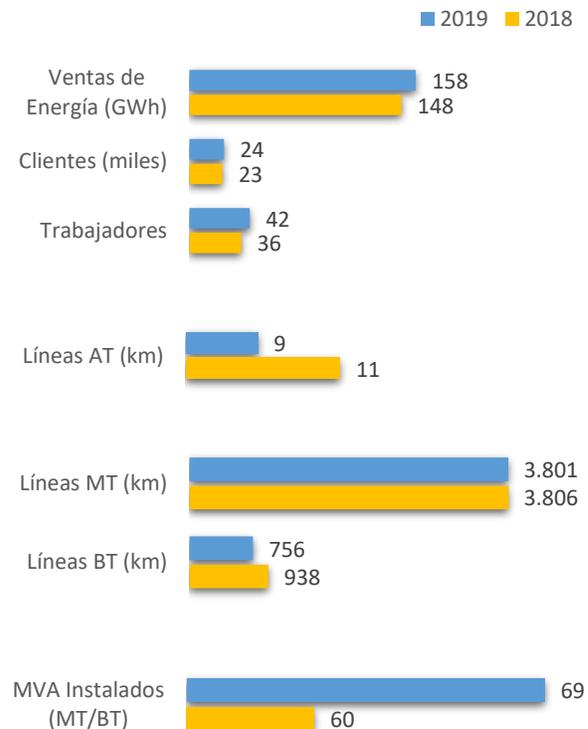
Constituida por escritura pública de fecha 11 de enero de 1988, otorgada en Notaría de Osorno de don Oscar Aníbal Henríquez. Extracto autorizado inscrito a fojas 46 vta N°35 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Osorno del año 1988.

ANTECEDENTES RELEVANTES

ANTECEDENTES FINANCIEROS (MM\$)

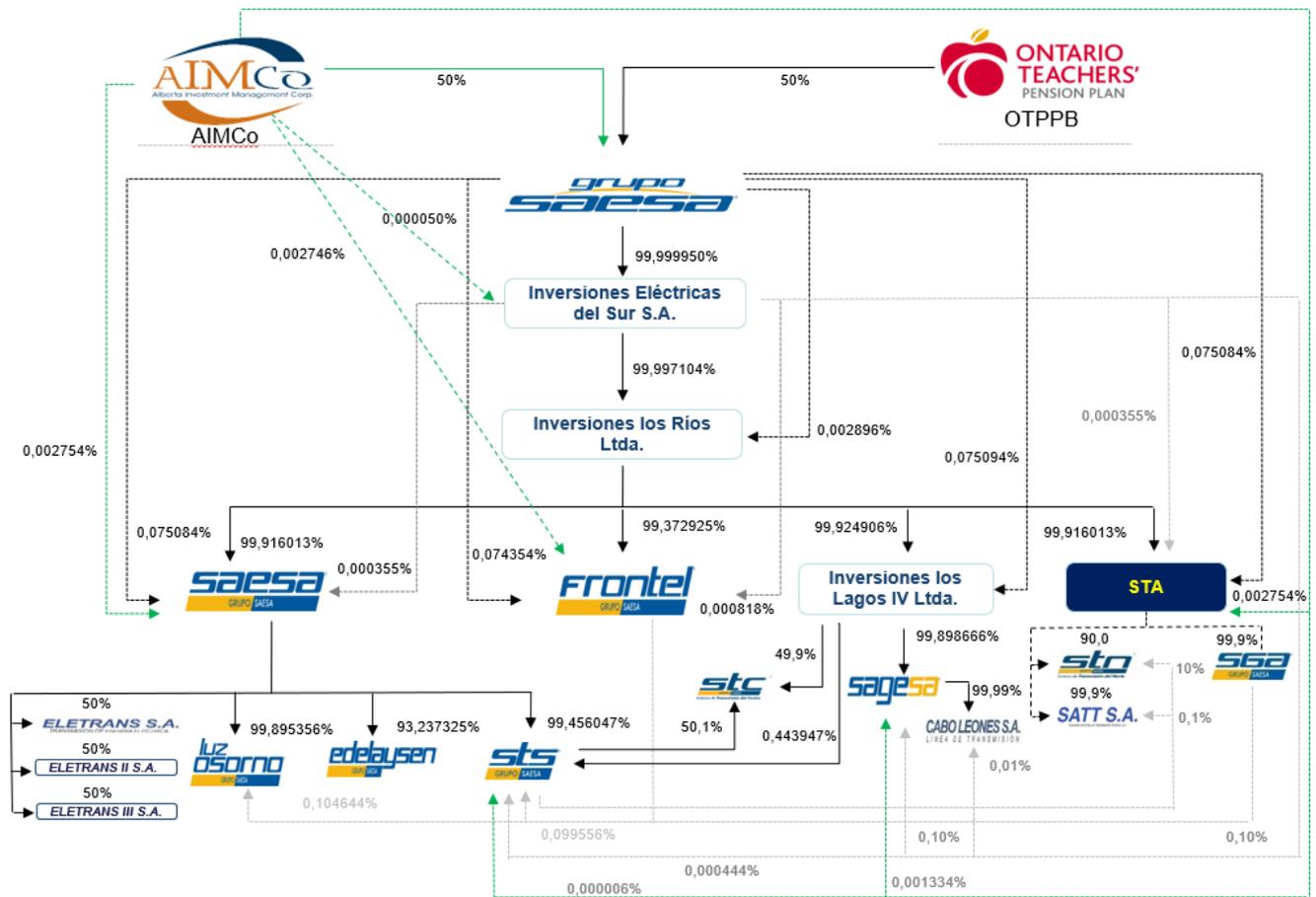


ANTECEDENTES OPERACIONALES



ESTRUCTURA DE LA PROPIEDAD

La estructura de propiedad al 31 de diciembre de 2019 es la siguiente:



PROPIEDAD Y CONTROL

Los Accionistas de Luz Osorno al 31 de diciembre de 2019 son:

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

Las acciones de la sociedad se distribuyen en una única serie, durante el año 2019 no se registraron transacciones de acciones de la Sociedad.

GOBIERNO CORPORATIVO

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

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

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

MODELO DE PREVENCIÓN DE DELITOS Y POLÍTICA DE COMPLIANCE

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 sus 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 un Programa 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 tuvo por finalidad, en sus inicios, prevenir la comisión los delitos de lavado de activos, financiamiento del terrorismo y cohecho a funcionario público nacional y extranjero.

Posteriormente, en el año 2016 se dictó la Ley N° 20.931, conocida como Ley de Agenda Corta Antidelincuencia, que incluyó la receptación al catálogo de delitos de la Ley N° 20.393, cuestión que derivó en la necesidad de actualizar por primera vez el Modelo.

El 20 de noviembre de 2018 se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 21.121 que aumenta las penas de delitos asociados a la corrupción y modifica de manera muy importante el estatuto de responsabilidad penal de las personas jurídicas

contenido en la Ley N° 20.393 al incorporar cuatro nuevos delitos: administración desleal, corrupción entre particulares, negociación incompatible y apropiación indebida.

Esta última modificación ha redundado en un arduo trabajo de actualización del Modelo de Prevención de Delitos y sus políticas asociadas, el que ha incluido el levantamiento de matrices de riesgos relacionados con los nuevos delitos introducidos al catálogo, sus controles vigentes y los planes de acción necesarios para mitigar los riesgos legales que el Grupo Saesa pudiera estar expuesto, la modificación de las cláusulas de responsabilidad penal que habitualmente se insertan en los contratos de trabajadores, contratistas y proveedores de la sociedad, así como el capítulo que sobre la materia y que se incorpora en los Reglamentos Internos de las empresas del Grupo Saesa.

Para llevar a cabo esta tarea de actualización del Modelo de Prevención la sociedad ha solicitado el apoyo y asesoría de consultores expertos en la materia. De esta manera, se asegura que el Grupo Saesa se adecúe al nuevo escenario social y jurídico que vive el país y mantenga su estándar de integridad.

A la cabeza del Modelo se encuentra el Encargado de Prevención de Delitos, quien ha sido especialmente designado para estos efectos por el Directorio de las empresas que integran el Grupo Saesa. El Encargado es autónomo respecto de la administración, cuenta con los recursos económicos y medios materiales suficientes para su desempeño y reporta, al menos semestralmente, al Directorio respecto del estado del Modelo de Prevención de Delitos.

Desde la implementación del referido Modelo, la Sociedad se ha preocupado de capacitar a su personal interno y también a los trabajadores de sus empresas contratistas, tanto en la modalidad presencial como *e-learning*. En dichas capacitaciones se abordan tanto los conceptos establecidos en las Normas de Integridad, así como los alcances de la Ley N° 20.393.

Con el propósito de asegurar que el Modelo de Prevención de Delitos cumpla cabalmente con las exigencias impuestas por la ley y garantizar así su plena eficacia, la Sociedad ha obtenido la certificación del mismo desde el año 2014, renovándose anualmente desde esa fecha.

Complementariamente, a partir del año 2017, la función de Compliance ha monitoreado el cumplimiento del referido Modelo de Prevención de Delitos, además de dictar normas y procedimientos de carácter interno, enmarcados en el Programa de Compliance, que han venido a robustecerlo.

En efecto, el Grupo Saesa cuenta hoy con un Modelo de Prevención de Delitos sólido, que cumple cabalmente con cada una de las exigencias impuestas por la ley, lo que asegura un control adecuado para prevenir conductas ilícitas al interior de la Sociedad, permitiendo que la integridad se siga manteniendo como uno de los cimientos del trabajo diario que en ella se realiza.

COMPLIANCE

En el año 2017, el Grupo Saesa comenzó la implementación de un Programa de Compliance, el cual reúne un conjunto de políticas, procedimientos, acciones e iniciativas de gestión organizacional cuyo fin es la implementación de buenas prácticas que permitan dar cumplimiento a las leyes vigentes y a los principios éticos y de integridad que promueve la Sociedad, y que posibiliten reducir el riesgo de la comisión de hechos que pudiesen configurar actos de incumplimiento normativo.

Para el Grupo Saesa, “compliance” es mucho más que el cumplimiento de normas y estándares. Implica la creación de una cultura de integridad y ética corporativa que guía el comportamiento y la toma de decisiones de todos los trabajadores de la organización, otorgándole un sello distintivo en la manera de enfrentar sus lineamientos y objetivos estratégicos de cara a todos sus *stakeholders*.

En esa línea, el Grupo Saesa realizó transformaciones dentro de su organigrama y sus procesos, de manera de enfocar todas sus acciones en un marco ético común, que está definido de acuerdo con ciertos principios básicos, particularmente aquellos plasmados en las Normas de Integridad, documento que, por cierto, también vivió un proceso de actualización muy detallado durante el presente año a fin de adecuarse a las nuevas exigencias sociales y jurídicas.

De esta forma, la creación orgánica y funcional del Área de Cumplimiento en 2017, bajo los parámetros y lineamientos de la Alta Dirección, lidera hoy un sistema de gestión que busca ser el motor de cambio para la implementación de buenas prácticas en todos los ámbitos en que el tratamiento eficiente de riesgos así lo aconseje.

Los pilares básicos del Programa de Compliance son, por un lado, el liderazgo interno que apunte a fortalecer una cultura de valores y promueva el buen gobierno corporativo, la transparencia y la integridad y, por el otro, un enfoque basado en el análisis y gestión de riesgos que apunte a detectar dónde están las vulnerabilidades y las acciones a implementar para prevenirlas y/o remediarlas.

Adicionalmente, dentro de los lineamientos y principios de la compañía se encuentra el respetar las reglas para el correcto funcionamiento del mercado, prohibiendo cualquier actuación que conlleve un impedimento, restricción o entorpecimiento de la libre competencia o tienda a producir dichos efectos. El Grupo Saesa rechaza categóricamente todas las prácticas de competencia desleal y cualquier acto, hecho o convención que vulnere las leyes aplicables o la regulación interna, tal y como lo establece el Manual de Cumplimiento de la Normativa de Defensa de la Libre Competencia publicado en el año 2017.

El Programa de Compliance dispone de un diseño integral, que incluye el levantamiento de riesgos, su gestión, monitoreo y reporte y planes anuales de capacitación y difusión creados para fomentar y reforzar las conductas de cumplimiento en materias declaradas como prioritarias según el alcance establecido en la Política Compliance. Los elementos de este programa dan cuenta del compromiso organizacional para sentar las bases de un sistema de gestión eficiente y de mejora continua, que comprometa a toda la organización en el fortalecimiento de una cultura de cumplimiento, transparencia, integridad y respeto de los estándares éticos que el Grupo Saesa promueve.

En consonancia con lo anterior, Grupo Saesa decidió aplicar, por tercer año consecutivo, el Barómetro de Valores y Ética Empresarial (BVEE), gestionado por Fundación Generación Empresarial. El objetivo de la encuesta aplicada fue medir la percepción que los colaboradores de la Sociedad tienen sobre el estado de la cultura ética y de cumplimiento corporativo, distinguiendo las respuestas según niveles jerárquicos.

Los excelentes resultados obtenidos en el Barómetro, fruto del trabajo diario y mancomunado en la gestión de la ética corporativa, hicieron a Grupo Saesa merecedor de la distinción máxima otorgada entre las 49 empresas que se sometieron a la evaluación, al recibir el “Premio Generación Empresarial - Diario Financiero al Compromiso con la Integridad 2019”.

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	1	-	1
Entre 41 y 50 años	2	1	3
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	1	-	1
Entre 6 y 9 años	4	-	4
Entre 9 y 12 años	1	1	2
Mayor a 12 años	-	-	-
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	3	-	3
EXTRANJERA	4	1	5

DIVERSIDAD EN LA GERENCIA GENERAL Y DEMÁS GERENCIAS

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

DIVERSIDAD EN LA ORGANIZACIÓN

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 30 años	5	10	15
Entre 30 y 40 años	7	8	15
Entre 41 y 50 años	4	5	9
Entre 51 y 60 años	1	-	1
Entre 61 y 70 años	2	-	2
Mayor a 70 años	-	-	-
ANTIGUEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3 años	9	13	22
Entre 3 y 6 años	1	4	5
Entre 6 y 9 años	2	-	2
Entre 9 y 12 años	1	4	5
Mayor a 12 años	6	2	8
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	19	22	41
EXTRANJERA	-	1	1

RESUMEN DIVERSIDAD DEL DIRECTORIO, GERENCIA Y ORGANIZACIÓN

DIVERSIDAD RANGO DE EDADES (AÑOS)	DIRECTORIO		GERENCIAS		ORGANIZACIÓN		TOTAL		REPRESENTATIVIDAD	
	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menor a 30 años	-	-	-	-	5	10	5	10	10,0%	20,0%
Entre 30 y 40 años	1	-	-	-	7	8	8	8	16,0%	16,0%
Entre 41 y 50 años	2	1	-	-	4	5	6	6	12,0%	12,0%
Entre 51 y 60 años	2	-	-	-	1	-	3	-	6,0%	N/A
Entre 61 y 70 años	1	-	-	-	2	-	3	-	6,0%	N/A
Mayor a 70 años	1	-	-	-	-	-	1	-	2,0%	N/A
ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menor a 3 años	1	-	-	-	9	13	10	13	20,0%	26,0%
Entre 3 y 6 años	1	-	-	-	1	4	2	4	4,0%	8,0%
Entre 6 y 9 años	4	-	-	-	2	-	6	-	12,0%	N/A
Entre 9 y 12 años	1	1	-	-	1	4	2	5	4,0%	10,0%
Mayor a 12 años	-	-	-	-	6	2	6	2	12,0%	4,0%
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
CHILENA	3	-	-	-	19	22	22	22	44,0%	44,0%
EXTRANJERA	4	1	-	-	-	1	4	2	8,0%	4,0%
							52,0%	48,0%		
							50			

*Incluye Directorio

BRECHA SALARIAL POR GÉNERO

PROMEDIO TOTAL REMUNERACIONES (HABERES FIJOS + BONOS)

FAMILIA DE CARGO	G. FEMENINO	G. MASCULINO	DIFERENCIA
Administrativo	100%	0%	-100%
Enc. Unidad	85%	100%	15%
Jefes de Área	81%	100%	19%
Linieros	N/A	N/A	N/A
Profesionales	107%	100%	-7%
Supervisores	N/A	100%	N/A
Técnicos	0%	100%	100%

DIRECTORIO

En el año 2019 el Directorio de Inversiones Eléctricas del Sur S.A y sus empresas Filiales se compone de 8 integrantes, sin contemplar la existencia de miembros suplentes. La duración en sus cargos corresponde a un periodo de dos años, pudiendo ser reelegidos.

Durante el último año el Directorio ha estado compuesto por los siguientes miembros:



PRESIDENTE

Iván Díaz-Molina
Ingeniero Civil
Rut 14.655.033-9



VICEPRESIDENTE

Jorge Lesser García-Huidobro
Ingeniero Civil
Rut 6.443.633-3



DIRECTOR TITULAR

Juan Ignacio Parot
Ingeniero Civil Industrial
Rut 7.011.905-6



DIRECTOR TITULAR

Waldo Fortín
Abogado
Rut 4.556.889-K



DIRECTOR TITULAR

Ben Hawkins
Maestría en Administración
de Empresas
Extranjero



DIRECTOR TITULAR

Stacey Purcell
Ingeniero Comercial
Extranjera



DIRECTOR TITULAR

Christopher Powell
Ingeniero Bachiller
en Ciencias
Extranjero



DIRECTOR TITULAR

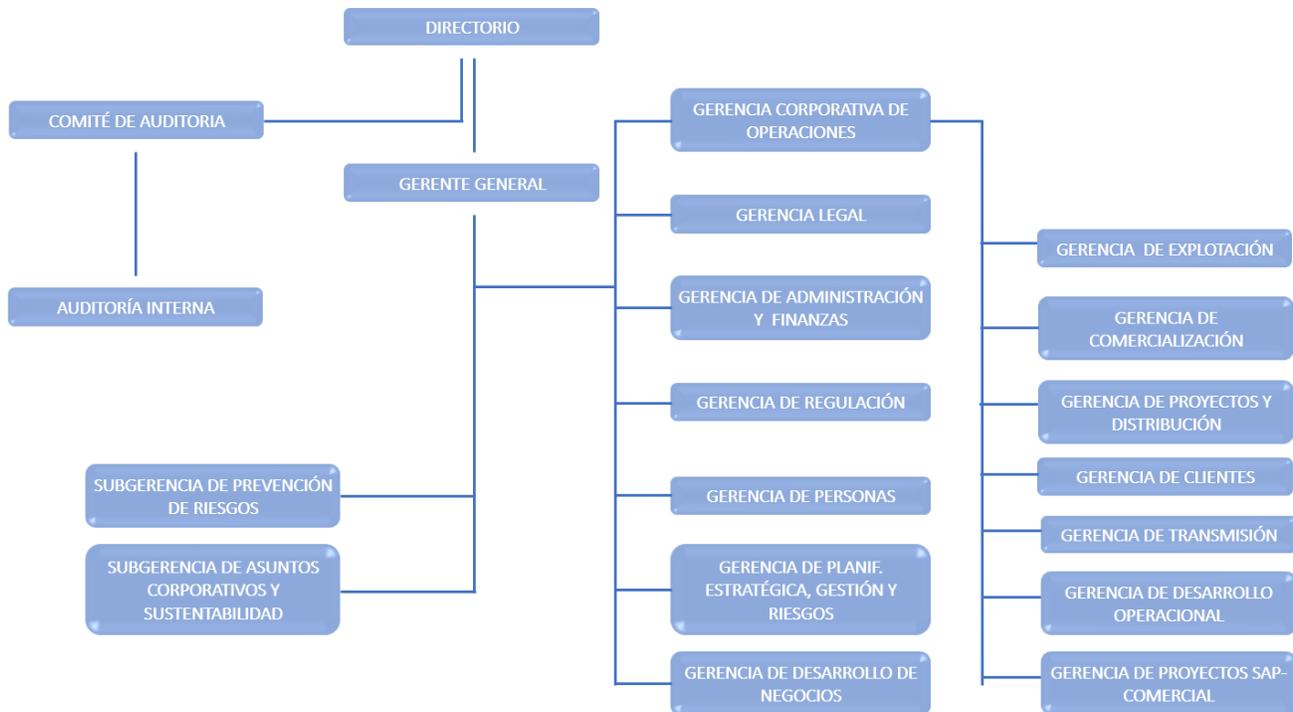
Stephen Best
Contador Público
Extranjero

ADMINISTRACIÓN

Gerente General	Francisco Alliende Arriagada / Ingeniero Comercial / RUT 6.379.874-6 Fecha nombramiento 01 de febrero de 2012
Gerente Corporativo de Operaciones	Raúl González Rojas / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 7.741.108-9 Fecha nombramiento 10 de septiembre de 2012
Gerente de Administración y Finanzas	Víctor Vidal Villa / Ingeniero Civil Industrial / RUT 9.987.057-5 Fecha nombramiento 11 de abril de 2012
Gerente Legal	Sebastián Sáez Rees / Abogado / RUT 8.955.392-K Fecha nombramiento 01 de octubre de 2007
Gerente de Proyecto SAP Comercial	Patricio Turén Arévalo / Ingeniero Civil Industrial / RUT 7.256.279-8 Fecha nombramiento 01 de enero de 2018
Gerente de Comercialización	Marcelo Bobadilla Morales / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 10.151.086-7 Fecha nombramiento 01 de octubre de 2017
Gerente de Proyectos de Distribución	Paolo Rodríguez Pinochet / Ingeniero Eléctrico / RUT 13.199.851-1 Fecha nombramiento 17 de diciembre de 2018
Gerente de Regulación	Rodrigo Miranda Díaz / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 10.784.472-4 Fecha nombramiento 10 de septiembre de 2012
Gerente de Personas	María Dolores Labbé Daniel / Ingeniero Comercial / RUT 13.117.638-4 Fecha nombramiento 10 de diciembre de 2013
Gerente de Desarrollo de Negocios	Charles Naylor Del Río / Ingeniero Civil Industrial / RUT 7.667.414-0 Fecha nombramiento 15 de mayo de 2014
Gerente de Planificación Estratégica, Gestión y Riesgos	Marcela Ellwanger Hollstein / Ingeniero Comercial / RUT 12.752.648-6 Fecha nombramiento 10 de diciembre de 2013
Gerente de Transmisión	Marcelo Matus Castro / Ingeniero Eléctrico / RUT 11.364.868-6 Fecha nombramiento 17 de diciembre de 2018
Gerente de Desarrollo Operacional	Leonel Martínez Martínez / Ingeniero Eléctrico / RUT 14.556.330-5 Fecha nombramiento 01 de enero de 2018
Subgerente de Prevención de Riesgos	Patricio Velásquez Soto / Ingeniero en Prevención de Riesgos / RUT 12.540.271-2 Fecha nombramiento 30 de octubre de 2013
Director de Auditoría Interna	Jorge Castillo Quiroz / Contador Auditor / RUT 7.759.917-7 Fecha nombramiento 01 de octubre de 2009
Subgerente de Regulación	Jorge Muñoz Sepúlveda / Ingeniero Civil Electricista / RUT 11.694.983-0 Fecha nombramiento 01 de septiembre de 2009
Gerente de Clientes	Barbara Boekemeyer Slater / Ingeniero Civil Industrial / RUT 12.747.160-6 Fecha nombramiento 01 de abril de 2018
Gerente de Explotación	Diego Moenne-Locoz / Contador Público y Auditor / RUT 12.708.537-4 Fecha nombramiento 01 de enero de 2018
Subgerente Asuntos Corporativos y Sustentabilidad	Alondra Leal Maldonado / Ingeniero Comercial / RUT 12.421.730-k Fecha nombramiento 01 de mayo de 2019

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.



MARCHA DE LA EMPRESA

La sociedad es filial de Sociedad Austral de Electricidad S.A., ambas pertenecientes al Grupo Saesa, y las siguientes son sus actividades más relevantes realizadas durante el año:

EXCELENCIA OPERACIONAL

Para medir la calidad de servicio se emplea un indicador denominado SAIDI, que mide el tiempo promedio (en horas) de interrupciones por cliente y un indicador denominado SAIFI, que mide la frecuencia (en cantidad) de las interrupciones promedio por cliente. Durante el año 2019, las empresas del Grupo Saesa tuvieron un resultado de 28,78 para el indicador SAIDI y un 11,03 para el indicador SAIFI.

Respecto de la calidad de servicio, Grupo Saesa concretó, durante el año 2019, el segundo año de inversiones destinado a cumplir con la nueva norma técnica de distribución, que busca mejorar significativamente los estándares de la distribución.

Al concluir el año, el 58% de las comunas en las cuales Grupo Saesa presta servicios cumplió con los indicadores globales de calidad de servicio impuestos por la autoridad. Esto constituye una gran diferencia con respecto al 21% de ciudades que lo cumplían apenas 2 años antes.

Como parte del proceso que está llevando a Grupo Saesa a un nuevo estándar en la distribución eléctrica del país, se han realizado obras en las redes de las 112 comunas de la zona de operación, orientadas específicamente a eliminar la causa de origen de las fallas; sumado a la incorporación de tecnología, equipos automatizados y modernización en la administración del sistema. Los equipos de maniobra digital alcanzan al 73% y se espera llegar al final del proyecto de norma técnica con la totalidad del equipamiento de maniobras digitalizado.

Esta modernización de la red hace posible tener mayor certeza del punto exacto de una falla, conocer la zona y cantidad de clientes afectados y acelerar el proceso de reposición. Con la implementación de nuevas tecnologías, se ha logrado una mayor confiabilidad en la operación y la información que ofrece la red.

Grupo Saesa han implementado soluciones innovadoras, como el proyecto Los Molinos en Valdivia, donde con baterías de litio, una red inteligente conectada a los domicilios respalda el suministro de los vecinos durante una falla.

Asumiendo el compromiso con las comunidades Grupo Saesa incluyó la construcción de centrales de respaldo en 50 comunas, para que entren en funcionamiento en fallas con origen en la red de transmisión. A fines de 2019, ya se han implementado 31 de estos sistemas.

Con el objetivo de cumplir con los estándares que la autoridad y los clientes requieren, principalmente en cuanto a cantidad y tiempo máximo anual sin energía, es que Grupo Saesa se enfoca en una modernización efectiva del sistema de distribución.

SUSTENTABILIDAD

Grupo Saesa busca mejorar la calidad de vida de las personas y contribuir al desarrollo sostenible del país, entregando energía confiable y segura. El trabajo diario se fundamenta en un profundo compromiso con clientes, el cuidado y desarrollo de colaboradores y la modernización de la industria eléctrica en Chile, lo que en una perspectiva a largo plazo creando el valor que los accionistas esperan.

En este desafío, la Sustentabilidad es central y es por eso que constituye uno de los valores que guían a la empresa. Esto implica trabajar por un desempeño corporativo social, medioambiental y económico responsable y plenamente consciente con el presente y el futuro de todos sus grupos de interés (inversionistas, clientes, contratistas, colaboradores, comunidades, proveedores, etc.)

A través de acciones en el día a día que potencien el servicio entregado, se abordan cada uno de los impactos que las operaciones y gestión del Grupo Saesa generan, en virtud de una búsqueda permanente por contribuir y aportar valor al desarrollo de las regiones donde la empresa se encuentra presente. Para ello, es primordial que cada una de estas acciones sea consistente con los focos estratégicos que la Política de Sustentabilidad ha definido, vale decir: el Diálogo, la Consciencia y el Valor Compartido.

- **Diálogo:** Se ve en los espacios de intercambio y conversación un camino constructivo para relacionarse con los grupos de interés. Para ello, el Grupo Saesa busca que la comunicación a través de información oportuna, útil y legítima hacia todos ellos se desarrolle con la escucha y la cercanía como ejes que permitan construir vínculos en base al conocimiento mutuo y la transparencia.
- **Conciencia:** Grupo Saesa comprende el impacto de lo que hace y actúa poniendo la responsabilidad social y medioambiental en el centro de las operaciones. Busca que las operaciones y proyectos, se desarrollen bajo un marco de cuidado, respeto y empatía hacia las comunidades y territorios en los que opera.
- **Valor compartido:** Grupo Saesa establece relaciones que permitan desarrollar su quehacer impactando positivamente en los grupos de interés, emprendiendo un trabajo colaborativo y orientado al beneficio mutuo. Trabajan para aportar valor, innovando procesos en procura de un real progreso social más allá de la mitigación de sus impactos.

La forma de avanzar y relevar la importancia de trabajar por un desarrollo sostenible se inicia con el compromiso de cada uno de los integrantes de la organización. Es por ello que se está trabajando en el fortalecimiento de liderazgos que hagan suyo este desafío, promoviendo en cada uno de los colaboradores una disposición activa a formar parte del trabajo por la Sustentabilidad que se quiere potenciar hoy y de cara al futuro.

Durante el 2019 el Comité de Sustentabilidad conformado por Jefes de Área y Encargados de Unidad a cargo de programas o procesos contribuyentes al crecimiento y materialización de este valor a través de sus objetivos, resultados e indicadores, desarrolló el Plan de Sustentabilidad, el cual fue fundamental para comenzar a diseñar durante la segunda mitad del año, una hoja de ruta y estrategia sustentable que agregue valor a los objetivos del negocio y sea comunicable al público de interés.

Fue así como se realizó un diagnóstico interno para determinar la línea base en materia de Sustentabilidad. Luego, a través de un benchmarking, se contrastó la línea base con la visión y gestión de diferentes empresas eléctricas del mundo y de Chile, utilizando como parámetro en el análisis las metas que establecen los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la ONU.

A partir de la situación actual del Grupo Saesa, los desafíos/oportunidades que enfrenta la industria eléctrica y la comprensión de las prioridades estratégicas que enfrenta la compañía se construyó una estrategia de corto, mediano y largo plazo para avanzar en el liderazgo sustentable, aportando directamente a algunos objetivos de desarrollo sostenible y sus metas.

Finalmente, Grupo Saesa inicia la construcción de un cuadro de mando integral que permitirá monitorear los avances y brechas en el proceso de desarrollo de esta su nueva Estrategia de Sustentabilidad.

Asimismo, durante el 2019 los Programas de Sustentabilidad con foco en la Comunidad cuyo objeto es lograr un acercamiento real que aporte al bienestar de los vecinos, niños y jóvenes, y, en definitiva, al desarrollo local, continuaron implementando una serie de actividades.

PROGRAMA SOMOS VECINOS:

Espacio de encuentro y diálogo con la comunidad que busca atender inquietudes, trabajar conjuntamente en soluciones y entregar información de interés a diferentes actores de la comunidad organizada, a través de reuniones participativas. Esto llevará a la empresa a desarrollar vínculos sostenibles en el tiempo con los vecinos.

Somos Vecinos más que un programa de vinculación con la comunidad es un estilo de relacionamiento abierto, cercano, transparente, práctico y educativo, que busca darle a la empresa una imagen humana que vaya más allá de un logo corporativo o una boleta que llega a los clientes todos los meses.

Durante el 2019, la matriz de Luz Osorno (Saesa) realizó 203 reuniones, no solo con juntas de vecinos, sino que también con diversas organizaciones sociales, entre las que destacan bomberos, comunidades indígenas, gremios, cámaras de comercio, concejos municipales, clubes deportivos, instituciones educacionales, carabineros, entre otros.

PROGRAMA DE CONEXIÓN DE SEDES SOCIALES:

Una empresa responsable y sostenible desarrolla programas de relacionamiento comunitario de tal forma que su presencia en los territorios donde opera signifique una oportunidad real para el desarrollo y bienestar de las comunidades vecinas a través de una inversión social legítima y que realmente aporte valor.

El Programa de Conexión de Sedes Sociales que a lo largo de 7 años ha llevado el suministro eléctrico a más de 140 sedes de organizaciones sociales, ha impactado positivamente la vida de más de 8.000 familias que hoy cuentan con un lugar más adecuado para desarrollar sus actividades productivas, recreativas y vida en comunidad, inclusive en invierno dado que ahora cuentan con luz para poder reunirse.

Durante el año 2019 en la matriz de Luz Osorno (Saesa) se conectaron 10 nuevos recintos en diferentes comunas de la zona de operación de la compañía, entre los que destacan diversas organizaciones beneficiadas, a través de sedes comunitarias, parroquias, comunidades indígenas y sedes de clubes deportivos. Asimismo, y para seguir aportando a las comunidades beneficiadas se implementaron capacitaciones en actividades productivas para los vecinos: talleres de cultivos orgánicos y de confección textil utilizando prendas usadas, donando además invernaderos y máquinas de coser para que los vecinos puedan aplicar lo aprendido, producir, vender y generar recursos.

PROGRAMA “A LA ESCUELA CON ENERGÍA”:

Programa cuya actividad inicial durante el mes de marzo, consiste en la entrega de mochilas, útiles escolares y equipamiento audiovisual o deportivo en escuelas fundamentalmente rurales y a las que asisten niños cuyas familias por lo general son de escasos recursos.

El año 2019 se beneficiaron 74 escuelas y en el caso de la matriz de Luz Osorno (Saesa) alrededor de 971 alumnos, completándose así más de 370 establecimientos beneficiados desde los inicios de esta iniciativa en el año 2011.

En el marco de este programa se desarrolló por 3er año consecutivo la Competencia de Eficiencia Energética inter-escuelas. Fue así como durante 5 meses los establecimientos participantes compitieron por reducir en el mayor porcentaje posible sus propios consumos eléctricos comparándolos con lo consumido en igual periodo del año anterior. Entre mayo y septiembre se les enviaron reportes mensuales sobre sus desempeños, consejos de ahorro, videos de eficiencia energética para mostrar a los alumnos, y además se realizaron charlas sobre este tema por parte del equipo de relacionamiento de las zonales. En 2019 participaron 65 escuelas, resultando 7 escuelas ganadoras pertenecientes a las comunas de Gorbea, Maullín, Queilen, Futrono, Los Álamos, Coyhaique y Puerto Octay.

PROGRAMA DE LICEOS ELÉCTRICOS:

Este programa, con foco en la educación, apoya el proceso formativo de estudiantes de electricidad de tercer y cuarto año de enseñanza media de liceos técnico-profesionales dentro de la zona de operación del Grupo Saesa. Lo anterior, se traduce en clases prácticas y teóricas, entrega de elementos de protección personal y la instalación de un patio de entrenamiento 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 2019, a través de la matriz de Luz Osorno (Saesa) fueron beneficiados 5 establecimientos de diferentes comunas que participaron en este programa.

PROGRAMA LIGA SAESA:

Esta iniciativa es uno de los pilares fundamentales dentro de los programas de Sustentabilidad con foco en la comunidad del Grupo Saesa. Más de 6 mil jóvenes han sido parte de la Liga Saesa, considerado el campeonato formativo de básquetbol más importante de Chile que el año 2019 cumplió 21 años.

El año 2019 durante 6 meses ininterrumpidos de partidos todos los fines de semana (totalizando 625 encuentros durante el año), participaron 20 clubes representantes de 16 comunas a lo largo de 3 regiones, y con una convocatoria de aproximadamente 1.500 basquetbolistas entre niños, jóvenes y adultos.

Liga Saesa es un espacio para el desarrollo deportivo y personal que no solo impacta la vida de los deportistas sino también de sus familias y comunidad en general que interactúan en un ambiente de sana convivencia, en donde además se crea una fuente directa de trabajo para alrededor de 450 personas.

MEDIOAMBIENTE

Grupo Saesa ha ido desarrollando y fomentando proyectos vinculados con energías renovables. Es así como al 2019, la capacidad de generación a través de este tipo de energías alcanzó los 946 kW a través de 16 proyectos fotovoltaicos y eólicos. Durante el año 2019, nos fueron adjudicados 5 proyectos fotovoltaicos de soluciones individuales en distintas zonas del país, con una potencia instalada de 265 kW, de los cuales 3 proyectos se encuentran terminados y 2 en proceso de ejecución. Estos proyectos impactan de forma directa en mejorar la calidad de vida y fomentar el desarrollo de al menos 119 Familias. Para el año 2020 proyectamos adjudicarnos 500 kW de potencia instalada en soluciones fotovoltaicas, lo que permite aumentar a 1.446 kW en dicho tipo de generación, lo que representa un aumento de un 53% respecto al año 2019.

Desde hace años, Grupo Saesa ha promovido el valor de la sustentabilidad, incorporando iniciativas que buscan establecer lazos y generar efectos positivos en el desarrollo de la comunidad, a través de un trabajo colaborativo.

Dentro de ellos destaca el programa “RecoPila”, destinado a asegurar el manejo correcto y seguro, así como la disposición final, de los residuos altamente tóxicos de las pilas alcalinas en desuso, especialmente perjudiciales para nuestro medio ambiente. Este programa de recolección, que data del año 2014, se desarrolla en conjunto con Secretarías Regionales Ministeriales de Medio Ambiente y Municipalidades ubicadas entre las regiones de Bío Bío y Aisén. En ella se busca promover principalmente la participación de niños, transmitiendo a partir de ellos a las comunidades el valor del respeto por nuestro medioambiente.

Durante las actividades realizadas en el año 2019, se logró recolectar y efectuar disposición final de 12,5 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. La gestión del manejo de dichos residuos se realizó a través de Saesa con 5,25 toneladas (42%), Frontel con 6,1 toneladas (49%) y Edelaysen con 1,12 toneladas (9%).

Cabe mencionar que este ciclo de recolección y correcto manejo no estaría completo si este tipo de residuos no se dispusieran de forma segura en lugares autorizados para su tratamiento y disposición final. Para ello, nos hemos asociado con Hidronor Chile S.A., quien nos apoya en la correcta gestión de residuos. Las pilas recolectadas son enviadas a la planta de Hidronor donde pasan por un proceso de “inertización”, en el cual se separan los metales peligrosos y luego se confinan en contenedores estancos que impidan la lixiviación de compuestos hacia el suelo y/o las napas subterráneas.

Durante el año 2019, nuestra compañía Edelaysen continuó trabajando en conjunto con la Corporación Patagonia Viva, en la campaña de recolección de baterías en la Región de Aisén que de forma inédita se implementó durante el año 2018. De esta manera, fueron trasladadas hasta disposición final 22 toneladas de baterías en desuso.

También en el ámbito medioambiental, y como consecuencia de la ejecución de obras civiles para robustecer los sistemas eléctricos dentro de las zonas de concesión de la compañía y, las faenas de roce y poda de árboles cercanos al tendido eléctrico, es que anualmente se presentan Planes de Manejo de Corte y Reforestación para la ejecución de Obras Civiles, ante la Corporación Nacional Forestal (CONAF), cumpliendo así con lo establecido en la Ley 20.283, que establece la ley sobre la recuperación del bosque nativo y el fomento forestal.

En dicho contexto, Grupo Saesa está consciente del impacto de sus operaciones, por lo que la responsabilidad en el cuidado del medio ambiente está en el centro de las mismas. Es por eso que la compañía tiene la constante

preocupación de que las operaciones y proyectos se desarrollen bajo el marco de cuidado y respeto al entorno donde opera, llevándola a restituir especies arbóreas intervenidas para el desarrollo de estos proyectos. Fue así como en el año 2019, se reforestaron más de 218 hectáreas de árboles nativos, lo que consideró la plantación de alrededor de 350 mil especies arbóreas. En donde destacan particularmente proyectos de inversión emblemáticos para la compañía como lo son los proyectos de transmisión LT Chiloé-Gamboa y LT San Fabian-Ancoa, con 89 y 75 hectáreas respectivamente, entre ambos representan alrededor del 75% de todos los compromisos de reforestación del grupo durante este periodo. Respecto de esas 218 hectáreas reforestadas en el 2019; 96,61 corresponden a STS que representa un 44%; 74,76 hectáreas a STC equivalentes al 34% del total; 38,99 hectáreas (18%) como obligación compensatoria de SAESA; un 3,3% correspondiente a FRONTEL que representa unas 7,17 hectáreas y Edelayen con 0,76 hectáreas que equivalen a un 0,3% del total de los compromisos de compensación de bosques.

NUESTRAS PERSONAS, VALOR COMPARTIDO

Lo más importante para Grupo Saesa son las personas. Con 1.418 colaboradores pertenecientes a nuestras empresas y 5.885 colaboradores del mundo de nuestros contratistas, este año sigue avanzando Grupo Saesa en los distintos desafíos que se traza.

La excelencia, el desarrollo de nuevos talentos, competencias y aprendizajes jugaron un rol fundamental en un año más disruptivo de lo pensado. En un mundo que cambia constantemente, la Flexibilidad, Agilidad, Innovación y Colaboración son comportamientos cada vez más necesarios para lograr la cultura que queremos construir.

Programa Somos Formadores

- Durante el año 2019 se llevó a cabo el **Plan de Capacitación Corporativa** ejecutando 1.886 hrs. orientadas al desarrollo profesional de los trabajadores.
- A través del Programa **Crece** estudiaron 118 colaboradores de los cuales 88 continúan sus estudios. El desarrollo del programa para Luz Osorno contempló 974 horas.
- En su cuarto año en la compañía el Sistema de Evaluación de Desempeño y Recompensa (**SEDR**), continúa potenciando la cultura del aprendizaje y la retroalimentación. Este año se potencia el modelo con Facilita, herramienta tecnológica que entrega datos de los trabajadores y reportabilidad para la administración del proceso.
- EL 27 de diciembre se publicó la Política de Diversidad e **Inclusión Laboral**, la que tiene por objetivo fomentar la **Diversidad** y una cultura de inclusión en los equipos de trabajo al interior del Grupo Saesa. Esto implica respetar y valorar las diferencias individuales, asegurando la no discriminación arbitraria, gestionar los talentos y fortalezas de cada trabajador empresa o contratista, promover su participación de manera igualitaria equitativa y efectiva en los procesos de reclutamiento, selección y desarrollo de su carrera.

Un Gran lugar para trabajar

- El **clima laboral** es uno de los puntos más relevantes dentro del Grupo Saesa, el 2019 la encuesta de clima reflejó que un 90 % de los trabajadores se encuentra satisfecho de trabajar en la compañía, siendo las dimensiones más valoradas el Compromiso Organizacional, las Condiciones de Trabajo y Ambiente laboral. En tanto que la encuesta de clima laboral contratistas refleja un 81 % de satisfacción.
- El 9 de enero 2019 fue un día inolvidable para toda la organización, Grupo Saesa subió al N° 2 en **Great Place to Work** ranking que mide las mejores empresas para trabajar en Chile. La compañía ha construido una cultura única y diferenciadora **#SOMOSPUROORGULLO**



- La iniciativa Trampolín de los **Sueños**, que da la oportunidad de pausar **la vida laboral** para seguir un sueño personal benefició a 5 trabajadores.
- De la mano de la **Transformación DIGITAL**, se lanzó una nueva intranet **MUNDOSAESA**, una plataforma que reúne toda la información en el mismo lugar.
- Más de 1.000 trabajadores hicieron uso de sus Puntos **Sonrisas**, reflejando un 94% de tasa de uso de 2 días de experiencias positivas (2000 puntos), además 57 trabajadores fueron beneficiados con **Trabajo Flexible**, es decir 2 medias jornadas lo hicieron desde su hogar.
- Se dio lugar a una nueva iniciativa denominada **Tus Aplausos Suman**, un lugar para reconocer y agradecer. Más de 70 trabajadores han sumado aplausos, siendo el comportamiento más reconocido la colaboración.

CUIDAMOS A LOS NUESTROS

El riguroso camino a la excelencia

El desafío de contar con lugares de trabajo libres de accidentes y enfermedades profesionales es una motivación para el Grupo Saesa. En la actualidad destaca la calidad de las iniciativas que desarrolla en conjunto con sus empresas colaboradoras, con el objetivo de resguardar la vida y salud de sus personas, estableciendo conductas al interior de la compañía.

Alcanzar desempeños que cumplan con estándares nacionales e internacionales en esta materia, requiere un férreo compromiso de toda la organización, en un camino no exento de dificultades, sino más bien lleno de aprendizajes que permiten mejorar día tras día.

El Grupo Saesa ha puesto a las personas en el centro del desarrollo, de esta forma ha podido sortear con decisión y compromiso los desafíos que han permitido avanzar en el camino hacia la excelencia.

La elaboración de programas preventivos por unidad de negocio, área y empresa contratista, ha permitido dedicar esfuerzos específicos en materia de prevención de accidentes graves y fatales, sumando más de 140.000 acciones preventivas anuales en toda la organización, distribuyendo de forma transversal las responsabilidades y exigencias que este desafío requiere, donde las personas son elementos claves y funcionan como un elemento transmisor de la Cultura de Seguridad que se desea instaurar en esta compañía.

Focos de trabajo 2019:

Cultura de Seguridad Grupo Saesa

- Inducción de Seguridad a personal propio y contratista
- Taller de Focos Críticos
- Semanas de la Seguridad en cada zona
- Talleres de Reforzamiento del Modo Seguro

Formación Técnica y Seguridad

- Validaciones técnicas para dar mayor autonomía y seguridad a brigadas
- Ejecución y control de planes de capacitación a empresas contratistas
- Escuela de Linieros
- Capacitación a personal de sistemas aislados

Compromiso:

- Jornadas revisión de resultados, planes y programas zonales
- Actividad lúdica "PA' LA FOTO"
- Ampliado con Encargados de Prevención de Riesgos de Empresas Contratistas.
- Seminario de Seguridad y Salud Ocupacional para la Alta Dirección.
- Programas de gestión preventiva para proyectos en Transmisión.

Difusión y acercamiento:

- Feria de la Seguridad 2019
- "Plegados", intervención artística enfocada en Prevención de Riesgos y Clientes.

Seguridad Corporativa (Vigilancia)

- Campañas y charlas permanentes enfocadas en la seguridad de los trabajadores.
- Planes preventivos acordados y sensibilizados con la autoridad e industria eléctrica.
- Sistema de detección preventiva de alto nivel en la industria y zona sur de Chile.

En los últimos años, el Grupo Saesa ha logrado desempeños históricos en materia de seguridad, resultados que han sido fuertemente apalancados por la gestión interna y también de sus empresas de apoyo, las que han registrado indicadores de frecuencia y gravedad del más alto estándar en la industria eléctrica en Chile, donde se destaca la

ausencia de accidentes fatales en el trabajo, lo que se traduce en un foco permanente de acción que mantiene dedicación exclusiva de los esfuerzos en esta materia.

La compañía valora y considera a sus personas como un elemento clave para seguir construyendo su proyecto, que representa a una compañía líder en el cuidado de la vida y la salud de sus integrantes. Reconoce que el camino hacia la excelencia es duro y mantiene su compromiso para liderar y trabajar con la mayor rigurosidad y participación de cada uno de sus integrantes.

GESTIÓN COMERCIAL

GESTION DE CLIENTES 2019

El año 2019 estuvo marcado por eventos externos que condicionaron a la baja gran parte los resultados de satisfacción y experiencia de nuestros clientes. Por lo mismo, la actividad para revertir estos resultados fue importante: Se desarrolló el concepto “Modo Cliente – Modo Seguro” y se inicia un Plan Cultura de Servicio al Cliente, que incorpora al cliente en los comportamientos básicos de la gestión: Flexibilidad, Colaboración, Agilidad e Innovación.

Junto a lo anterior, se crea la frase inspiradora que pone al cliente al mismo nivel de la seguridad: "El Clientes es nuestro propósito e inspiración & la seguridad un intransable en nuestra forma de trabajar".

En el 2019 se destacan los siguientes proyectos:

Plan de digitalización de interacciones con clientes

- Boleta Digital: La evolución de la suscripción a boleta digital ha permitido superar los 85 mil clientes a la fecha, logrando acercar la compañía a los clientes de forma más ágil, económica y sustentable.
- Se publica el nuevo home web que moderniza las páginas de inicio de las 4 distribuidoras priorizando los servicios de mayor uso de los clientes, adaptando su formato a todo tipo de dispositivo, con un diseño más cercano y amigable.
- Potenciamiento de los canales de Redes Sociales, como mejoras en el nivel de servicios y respuestas entregadas a través de Twitter y el lanzamiento de Facebook para Edelaysen, este último nos ha permitido realizar campañas más certeras de marketing y comunicaciones, con un nuevo sistema de monitoreo de RRSS.
- Se crea la APP de factibilidades: Destinada a mejorar la experiencia del cliente e instalador, en relación a este proceso, con un periodo de marcha blanca en las zonas de Valdivia y Osorno. Paralelamente se programan las APIs y se realizan pruebas unitarias.
- Tótem de Autoatención: Se encuentran operativos en total 20 tótems de autoatención en 16 oficinas de la zona de concesión, en los que se han efectuado 28 mil transacciones, siendo las principales interacciones de los clientes: consulta de boleta, cupón de pago y certificados. Esto es parte de un plan de migración a canales virtuales.

Gestión de Información de Fallas: El modelo de inteligencia artificial que permite mantener informados a los clientes a través de comunicación directa del estado de las fallas, se ha enriquecido haciendo llamadas de verificación, para que, una vez generado el primer reclamo, llame a los clientes eléctricamente cercanos con el objeto de identificar rápidamente la existencia de una falla masiva. Se aprecia una contribución al indicador de satisfacción del viaje de fallas de -3,9% a 11,3%

Además, se ha trabajado en un proyecto complementario de “Gestión del Dato del Cliente” a fin de contar con la mayor cantidad de datos de contacto de los clientes y explotar mejor la herramienta desarrollada.

Lanzamiento de nuevas líneas de productos para el Retail asociados a la transición energética:

- Climatización: Con un gran despliegue se lanzó esta línea con la tecnología de equipos split inverter, que entregan una opción altamente eficiente y cómoda para los clientes. Esta línea ha permitido posicionarse a la compañía como un actor relevante en el mercado de climatización en el Sur de Chile. Complementariamente, se creó en Edelayen la Tarifa de Climatización eléctrica Ecoayre en áreas urbanas de Coyhaique y Puerto Aysén.
- Agua Caliente Residencial: Manteniendo la línea del uso eficiente de la electricidad, se lanza la línea de termos eléctricos para uso de agua caliente doméstica, el cual está en etapa de introducción.
- Smart Hommy: Línea de domótica para los clientes residenciales.
- Asistencia Eléctrica “Servisur”: Servicio de asistencia eléctrica para instalaciones interiores.
- Apertura de ventas de seguros hogar protegido en Valdivia, Osorno, Puerto Montt y Chiloé.

Clientes Empresa

- La migración de clientes libres ha generado cambios importantes en los procesos comerciales y de atención y está generando una competencia en el mercado por los clientes mayores a 500 kW. Esto ha impulsado a la compañía a desarrollar soluciones complementarias a este grupo de clientes a fin de mantener su fidelidad.
- Se desarrolló la tarifa de riego, que permite generar ahorro a los clientes regantes del orden del 15%

Norma Técnica – Calidad Comercial

- En el año se han podido potenciar los equipos relacionados a distintos procesos comerciales, en particular en el servicio de Contact Center, Facturación, Reclamos, Factibilidades y Estudios, Conexiones, Contactabilidad, Redes Sociales. Los indicadores solicitados por la autoridad en esta materia están siendo reportados y cumplidos dentro de las exigencias.

Escuela de Experiencia - Modelo Conductual

- Como parte de la Escuela de Experiencia se han capacitado 1.229 personas con 7.643 HH. En este contexto se ha desarrollado la Gestión de Competencias como: Descripción de cargos - diccionario de competencias, Reclutamiento y Selección, Capacitación y Entrenamiento, y Evaluación de Desempeño (SEDE)
- Paralelamente se ha desarrollado el Modelo Conductual, con un piloto que se desarrolló en la Zonal Valdivia con 95 personas capacitadas y 260 HH, y al personal de Contact Center con 120 personas capacitadas y 2.566 HH con cursos y actividades que potencian la atención al cliente.

Finalmente, los equipos de la compañía supieron adaptarse al contexto social de finales de año, lo que nos exigió mantener la operación de los procesos de atención, evidenciándose un verdadero compromiso en situaciones de mucha adversidad. Junto a lo anterior se desarrolló un plan de facilidades de pago especial para clientes pymes.

PROCESOS COMERCIALES

Durante el año 2019 se generaron importantes desarrollos e iniciativas, como las siguientes:

- **Facturación de suministro libre:** Se implementó el proceso de facturación del suministro en el sistema comercial para clientes libres, automatizando el proceso, permitiendo el seguimiento y visualización del detalle de los cargos, entre otros beneficios que visualizan los clientes.
- **Cambios regulatorios:** Durante el año 2019 se realizaron diversos procesos de reliquidaciones y devoluciones (Medición Inteligente, Ley 21.185 (Mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica), entre otros), modificaciones asociadas al proceso de facturación que fueron exigidas por la autoridad (modificación al recargo por mal factor de potencia para clientes en Alta Tensión, facturación de clientes netbilling, entre otras). Adicionalmente, luego del análisis realizado el año 2018 y su tramitación durante el año 2019, a partir de enero 2020 entrará en vigencia una mejora que minimizará el impacto en las pérdidas de energía producidas por los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) en las redes de las distribuidoras.
- **Optimización de lecturas:** Se logró mejorar el proceso de registro de la lectura, en un día hábil para grupos de facturación mensuales y cuatro días, para grupos de facturación bimestrales. Todo esto tras el ordenamiento de rutas de lectura, aplanamiento de grupos de facturación, distribución de carga laboral de lectores, y mayor gestión y control de indicadores asociados.
- **Nueva aplicación de reparto:** Se implementó una nueva aplicación de reparto para dar cumplimiento a las exigencias de la norma técnica, registrando en terreno mayor detalle del proceso con indicación del lugar de entrega, registro del documento a través de scanner, geolocalización e información de contingencias.
- **Implementación de Facturación Automática de Medidores Inteligentes:** Se implementó este sistema tanto para servicios con demandas y potencias, como para los con solo lectura de energía. Fue así como se cerró el año con más de 5.800 servicios integrados al sistema de facturación, minimizando el riesgo de error para el proceso de toma de lectura y permitiendo, entre otras virtudes, disponer de la información de consumos para nuestros clientes, informar de forma inmediata fallas de suministro eléctrico, realizar procesos de corte y reposición a distancia.
- **Proyecto de Gestión de Requerimientos Comerciales:** Piloto que permite contar con mayor información y cercanía con el cliente, incluyendo el agendamiento de requerimientos comerciales y técnicos. A partir de los buenos resultados obtenidos, se amplió su cobertura alcanzando un total de 4 de las principales ciudades dentro de la zona de concesión, como Valdivia, Osorno, Puerto Montt y Castro; logrando una cobertura de 276.000 clientes, es decir, aproximadamente un 57% de los clientes de la distribuidora.
- **Mejoras proceso de Corte y Reposición de servicio:** Se incorporó y actualizó una aplicación para el servicio de Corte y Reposición, implementando el uso de teléfonos móviles para la operación de estas brigadas. Adicionalmente, se implementó un sistema web para la planificación de corte y reposición, mejorando la experiencia del usuario en las zonales.
- **Generación de ingresos:** Este año se consolidaron las capacidades desarrolladas en años anteriores, para generar nuevos niveles y cumplimientos de ingresos que permitieron casi duplicar el ingreso por requerimientos técnicos y comerciales en 2 años. En línea con lo anterior, se lograron buenos indicadores que permitieron cumplir con las metas establecidas, demostrando mejoras en los procesos.
- **Nueva metodología:** Como subgerencia se implementó una nueva forma de trabajar proyectos enmarcados en la metodología OKR (Objectives and Key Results), lo que permitió llevar parte de las mejoras comentadas en los puntos anteriores, logrando un cumplimiento de lo planificado de un 99% al cerrar el año.

A modo de resumen, durante el año 2019 se incorporaron herramientas de inteligencia de negocios, tecnología, automatización y nuevos procesos para generar mayores márgenes y mejorar la satisfacción de nuestros clientes.

GESTIÓN DE NUEVOS SERVICIOS Y PROYECTOS

El año 2019 destacó por la exitosa gestión en la venta 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 basadas en bombas de calor.

LÍNEA DE TIEMPO

1988

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

1994

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

1996

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

1999

La Décima Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada el 6 de agosto, aprobó la modificación del artículo quinto de los estatutos sociales, aumentándose la composición del Directorio de 5 a 7 miembros.

Con fecha 11 de noviembre, Saesa y Frontel compraron a CREO Ltda. y Pulefu S.A., las acciones que dichas sociedades poseían en Compañía Eléctrica Osorno S.A., adquiriendo Saesa el 99,9% de las acciones y Frontel el 0,1% de la Sociedad.

2003

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

1980

-

1990

1991

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

1995

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

1998

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

2002

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

2001

-

2004

2004

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

2005

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

2007

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

2009

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

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).

2014

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

2004

2001
-
2004

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

2006

2005
-
2009

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

2008

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

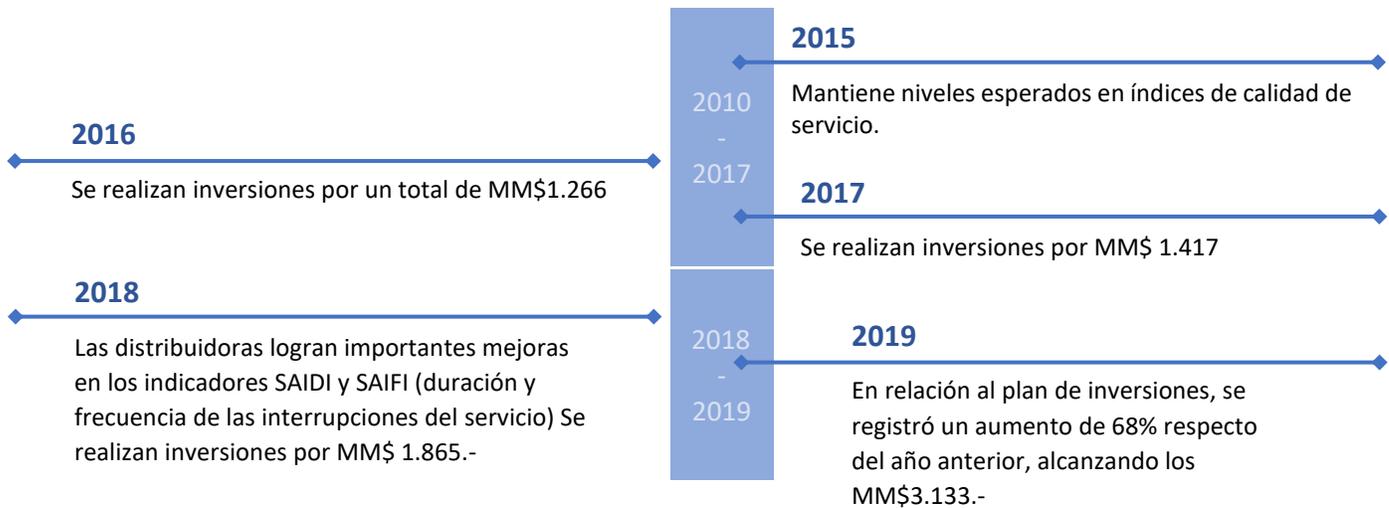
2010

2010
-
2017

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

2013

Mejora en índices de calidad de servicio.



DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN 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 Edelayesen, 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 Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo).

Al mismo tiempo, con ventas en 2019 por 3.669 GWh y 894 mil clientes atendidos, el Grupo Saesa es el tercer mayor grupo de distribución de energía eléctrica del país, tanto a nivel de ventas como en número de clientes. En el cuadro siguiente se presenta el detalle por cada una de sus respectivas empresas distribuidoras:

	ZONA DE DISTRIBUCIÓN	CLIENTES (miles)	VENTAS (GWh)
SAESA	IX, X y XIV Región	455	2.351
FRONTEL	VIII y IX Región	366	1.001
EDELAYSEN	X y XI Región	49	159
LUZ OSORNO	X y XIV Región	24	158

REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El sector eléctrico chileno contempla las actividades de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, las que son desarrolladas por el sector privado, cumpliendo el estado una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria. Lo anterior se traduce en que las empresas tienen capacidad de decisión respecto de sus inversiones, la comercialización de sus servicios y la operación de sus instalaciones, siendo, por tanto, responsables de la calidad del servicio otorgado en cada segmento, según lo estipule el marco regulatorio del sector.

En sistemas con una capacidad instalada igual o superior a 200 MW los actores del sector eléctrico operan coordinadamente, y dicha coordinación está a cargo del Coordinador Eléctrico Nacional (Coordinador o CEN), con las siguientes funciones:

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

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, Aysén 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 Edelayesen).

DISTRIBUCIÓN

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

Las compañías dedicadas a la distribución eléctrica operan bajo el sistema de concesiones, que definen los territorios en los cuales cada compañía se obliga a servir a los clientes regulados bajo un régimen de tarifa máxima, conjugado con un modelo de empresa eficiente, fijada por la autoridad regulatoria. Dada las barreras de entrada de la actividad debido a las fuertes economías de densidad, las empresas distribuidoras operan con características de monopolio natural. Si bien la autoridad puede otorgar concesiones superpuestas, en la práctica no se incentiva que coexistan en un mismo territorio instalaciones pertenecientes a distintas distribuidoras, ya que las señales tarifarias impuestas por la autoridad regulatoria apuntan a un óptimo técnico-económico, vale decir, no financian instalaciones de distribución que ésta considere redundantes o innecesarias para cumplir con las exigencias impuestas a este servicio.

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

a) Clientes Regulados

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

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

La tarifa que corresponde a cada empresa de distribución es fijada por la CNE, en base a un proceso de clasificación de cada una de ellas en áreas típicas, para lo cual se toman en cuenta criterios económicos, tales como densidad de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simulan varias empresas modelo, una en cada área típica, considerando fundamentalmente estándares constructivos y operacionales que permitan el abastecimiento de la demanda de una empresa real, según sus características de distribución espacial, categoría de clientes y otras restricciones que enfrenta en su zona de concesión la empresa real denominada "empresa de

referencia". Hasta ahora, la tarifa era fijada buscando una tasa interna de retorno de 10% antes de impuestos para cada empresa modelo, sobre sus activos modelados. Para validar las tarifas determinadas, se debía 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%). Producto de la ley N° 21.194-19 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21.12.19 se realizaron los siguientes cambios al proceso tarifario:

- Cambia la tasa fija del 10 por ciento antes de impuestos, por una tasa de mercado que se fija para cada proceso tarifario, cuyo valor tiene un piso de 6% y un techo de un 8% después de impuestos. Para el próximo proceso tarifario la tasa se fijó en un 6% después de impuestos.
- Para reflejar mejor la realidad de las cooperativas eléctricas, en cada proceso tarifario se deberá determinar al menos 4 áreas típicas para representarlas. Para el próximo proceso se determinaron 6 áreas para las cooperativas.
- Bases técnicas del proceso de tarificación podrán ser observables y discrepables en el Panel de Expertos.
- Un solo estudio supervisado por un comité especial, integrado por representantes de las distribuidoras, 2 del Ministerio, 2 de CNE, dejando atrás la elaboración de 2 estudios, uno por las empresas y otro por la CNE ponderado los resultados 2/3 CNE y 1/3 empresas.
- Informe técnico CNE preliminar observable y discrepable en el Panel de Expertos.
- Respecto al chequeo de rentabilidad de la industria, la banda cambia del -4% +4%, a una banda de -3% + 2% de la tasa establecida. Realizado con la vida útil de la empresa modelo.
- Mayor participación ciudadana en todo el proceso.

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.

d) Otros

Con fecha 02.11.19, se publicó en el Diario Oficial, Ley N° 21.185 del Ministerio de Energía, que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas. Este mecanismo estabiliza en pesos las tarifas vigentes de los usuarios finales de distribución hasta el 31.12.2020. Los saldos

resultantes entre el precio estabilizado y los precios que debieron ser producto de las indexaciones ordinarias, cuyo riesgo queda a cargo de las generadoras se espera que se saldarán con la entrada de los contratos de suministros ya firmados que en promedio son más baratos que los actuales. En todo caso la tarifa final resultante para cada periodo antes de que salden las diferencias, no podrá superar el precio congelado indexado por el IPC, a menos que quede un remanente al 31.12.26, en cuyo caso, el saldo se traspasará al usuario final.

MARCO REGULATORIO

ASPECTOS GENERALES

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

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

A continuación, se describen las normas más importantes emitidas:

Ley Tokman

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

Ley Net Metering

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

Ley de Concesiones

Durante octubre de 2013 se publicó la Ley N°20.701, que modifica una serie de procesos administrativos de forma de hacer más expedito la obtención de concesiones.

Ley de Licitación de ERNC

También durante octubre de 2013 fue promulgada la Ley N°20.698 que modifica la Ley N°20.257, que propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes de ERNC, y la obligación de generar mediante estas fuentes en un porcentaje que se encuentre dentro del rango de 15% a 20% al año 2025.

Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos

Durante febrero de 2014 se publicó la Ley N°20.726, que modifica la LGSE, con el fin de promover la interconexión de sistemas eléctricos independientes.

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

Durante agosto 2014 se publicó en el Diario Oficial una modificación del Reglamento de Licitaciones de Suministro, en la cual se agregan instrumentos como Licitaciones de Corto Plazo en caso de incrementos de la demanda no previstos, y el Precio de Reserva, con la intención de obtener más ofertas y a precios más competitivos.

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

Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local

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

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

suministro eléctrico, compatible con el beneficio que prestan las comunas que poseen capacidad instalada de generación.

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

Ley de Generación Residencial

El 17 de noviembre del 2018 se publicó la Ley número 21.118, que modifica la LGSE con el fin de incentivar el desarrollo de las generadoras residenciales.

Norma Técnica de Distribución

Con fecha 18 de diciembre de 2017 se publicó la Norma técnica de calidad de servicio en distribución, la que establece estándares más exigentes de duración y frecuencia de las interrupciones de suministro, niveles de calidad comercial, de calidad de producto y sistemas de medición, monitoreo y control (SMMC). No obstante, estos estándares son exigibles de forma gradual a medida que sus costos se reflejen en las tarifas de distribución. Así, a partir de fines de septiembre de 2018, producto de la publicación de decreto tarifario del Ministerio de Energía 5T/2018, se da inicio al período de implementación gradual de las exigencias establecidas en la nueva Norma técnica.

Dentro de los nuevos estándares, la norma técnica define la exigencia de instalar medición inteligente a los clientes finales. Recientemente, producto de un rechazo de la opinión pública al cambio del medidor y su costo asociado, el Ministerio de Energía anunció (29.04.2019) que el cambio a la medición inteligente sería voluntario y que lo cobrado hasta la fecha en la tarifa por este concepto debería ser devuelto por la empresa. A partir de dicho anuncio, se ha dado inicio a un trabajo conjunto con el gobierno para establecer la forma de implementar dicho anuncio y en función de este trabajo determinar correctamente los montos involucrados a contar del 26 de agosto de 2019 se comenzó la devolución de los montos involucrados.

Una nueva versión fue publicada el 10.12.2019 mediante Resolución Exenta CNE N°763-19, perfeccionado algunos puntos de la norma publicada el 2017.

Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica

La Ley N° 21.194-19 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21.12.2019 generó grandes cambios en el marco regulatorio principalmente en el proceso tarifario de distribución.

Los principales cambios propuestos son:

- a) Cambia la tasa fija del 10% antes de impuestos, por una tasa de mercado que se fija para cada proceso tarifario, cuyo valor tiene un piso de 6% y un techo de un 8% después de impuestos. Para el próximo proceso tarifario la tasa se fijó en un 6% después de impuestos.
- b) Para reflejar mejor la realidad de las cooperativas eléctricas, en cada proceso tarifario se deberá determinar al menos 4 áreas típicas para representarlas. Para el próximo proceso se determinaron 6 áreas para las cooperativas. Bases técnicas del proceso de tarificación podrán ser observables y discrepables en el Panel de Expertos.
- d) Un solo estudio supervisado por un comité especial, integrado por representantes de las distribuidoras, 2 del Ministerio, 2 de CNE, dejando atrás la elaboración de 2 estudios, uno por las empresas y otro por la CNE ponderado los resultados 2/3 CNE y 1/3 empresas.
- e) Informe técnico CNE preliminar observable y discrepable en el Panel de Expertos.
- f) Respecto al chequeo de rentabilidad de la industria, la banda cambia del -4% +4%, a una banda de -3% + 2% de la tasa establecida. Realizado con la vida útil de la empresa modelo.
- g) Mayor participación ciudadana en todo el proceso.

ACTIVIDADES DE LA SOCIEDAD

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

Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro Enel Generación, Colbún, Caren, ERNC, El Morado, Chungungo, SPV P4, San Juan, Pelumpen, Santiago Solar, Aela, Cerro Dominador, Rucatayo, Ibereólica, Luz del Norte. Sin embargo, en el corto plazo, se incorporarán los últimos actores que se adjudicaron la última licitación de suministro.

En el ejercicio 2019 se efectuaron inversiones por MM\$3.133, principalmente con el fin de atender el crecimiento de la demanda de energía y extender la cobertura geográfica.

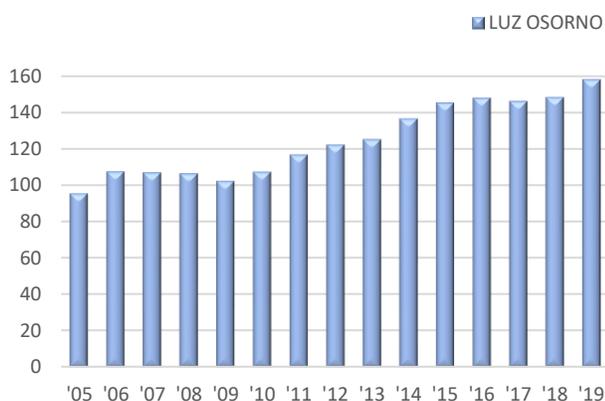
Luz Osorno representa un 2,16% del activo de Saesa.

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

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

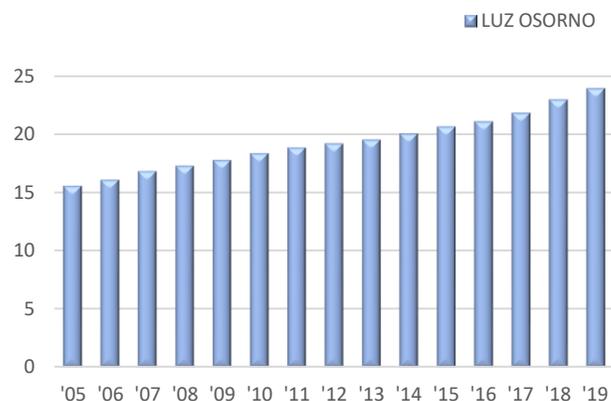
Por otro lado, están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos en cuentas corrientes, que pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación.

- VENTAS DE ENERGÍA en GWh



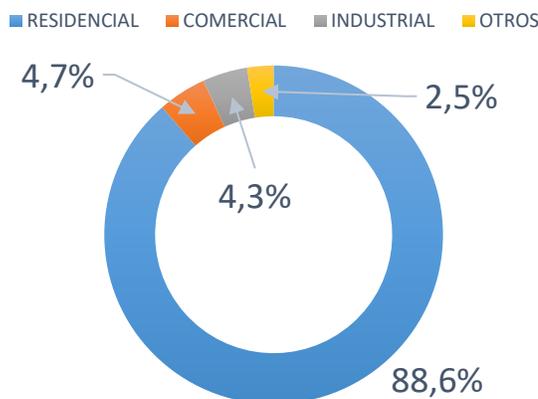
Las ventas de energía durante el 2019 alcanzaron los 158 GWh.

- CLIENTES ATENDIDOS en miles



Luz Osorno al cierre del ejercicio 2019 atendía a aproximadamente 24 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 aquéllos que, ubicados fuera de dicha zona, se conecten a las instalaciones del concesionario mediante líneas propias o de terceros. Para el tendido de sus líneas de distribución en la zona de concesión, 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 2019, Luz Osorno tiene 12 decretos y 4.360 km² de superficie asociada a su zona de concesión.

PROVEEDORES Y CLIENTES PRINCIPALES

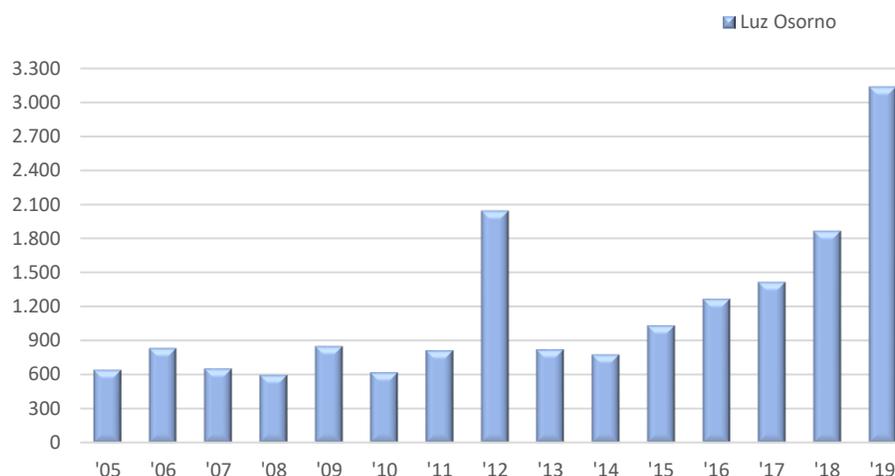
Durante el ejercicio 2019, los proveedores Enel y Colbún constituyen el 70% del suministro distribuido (compras de energía y peaje de transmisión zonal).

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

INVERSIONES

El Grupo Saesa realiza un plan quinquenal de inversiones, que contempla, por una parte, “inversiones base”, que consideran los proyectos necesarios para satisfacer la demanda y crecimiento normal del negocio y por otra, proyectos de rentabilidad. El monto anual aproximado del plan de inversiones de Luz Osorno para el próximo periodo bordea los MM\$ 1.000, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa.

La inversión total del año 2019 fue de aproximadamente \$ 3.133 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:

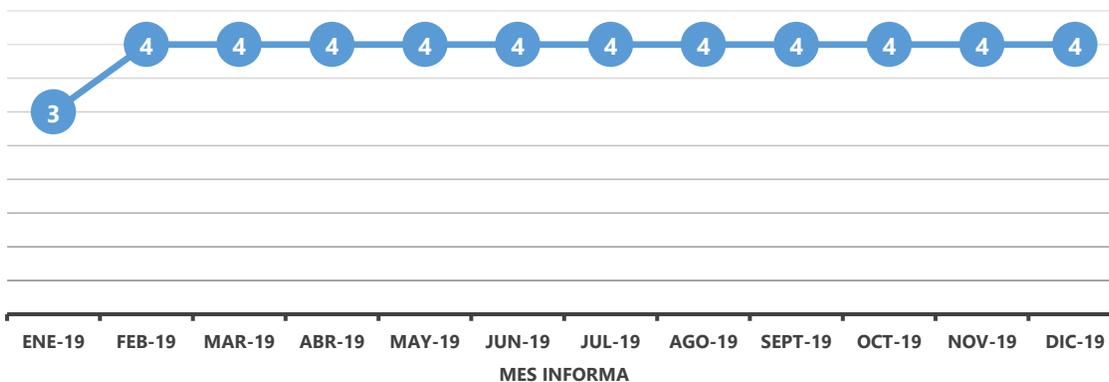
EMPRESA	PRINCIPALES PROPIEDADES	UBICACIÓN	CARACTERÍSTICAS
Luz Osorno	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores	Distintas localidades de la Provincia de Osorno principalmente.	3.801 Líneas MT (km) 756 Líneas BT (km) 69 MVA (MT/BT)

CALIDAD DE SERVICIO

El 2019 la Calidad de Suministro fue medida de acuerdo a lo descrito en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, vigente desde septiembre de 2018. Esto significa que la unidad mínima de medición para los indicadores deja de ser el transformador dejando en su lugar al cliente (SAIFI y SAIDI), además en vez de medir el alimentador se pasa a medir la comuna, obteniendo comunas fuera de estándar.

Al ser el primer año completo en el cual se utiliza esta modalidad, no existe un comparativo respecto al año anterior, en el gráfico siguiente, correspondiente a Luz Osorno, se observa el comportamiento de las comunas fuera de estándar para el 2019, Luz Osorno cubre 11 comunas y que suman 23.000 clientes.

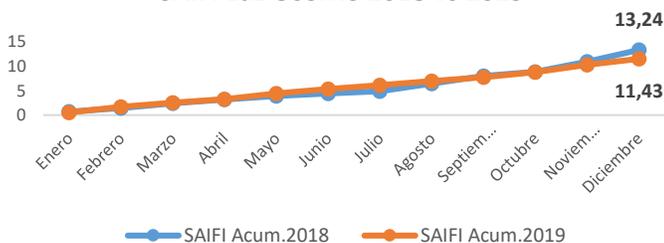
Q COMUNAS FUERA DE ESTANDAR 12 MESES MOVILES: LUZ OSORNO



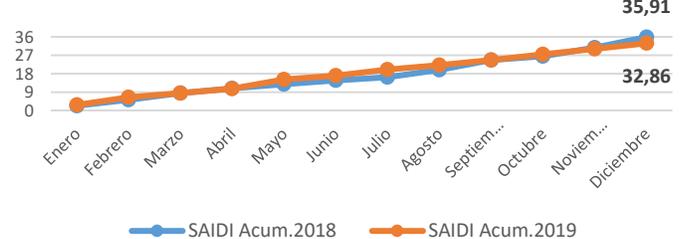
Comparativa de SAIFI y SAIDI Edelayesen:

Disminución de SAIFI, de 13,24 a 11,43 es decir, un 14% de mejora. Disminución de SAIDI, de 35,91 a 32,86 es decir, un 8% de mejora.

SAIFI Luz Osorno 2018 vs 2019



SAIDI Luz Osorno 2018 vs 2019



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 y transmisión de energía, así como la generación en los sistemas medianos como los atendidos por las filiales Edelaysen y Sagesa.

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 tarifados.

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.

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 diversas leyes, 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 Complementarios (SSCC), entre otros), según el plan anual que defina la CNE.

B) 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 (NT) 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. No obstante, lo anterior, y producto de la molestia ciudadana del plan de conversión de medidores a medidores inteligentes considerado en la NT, e incluido en la tarifa de distribución, se solicita a las Distribuidoras Eléctricas descontar los montos ya cobrados, y eliminar este concepto de las tarifas finales.

Hasta ahora, la tarifa era fijada buscando una tasa interna de retorno de 10% antes del impuesto para cada empresa modelo, sobre sus activos modelados. Para validar las tarifas determinadas, se debía 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%).

Producto de la ley N° 21.194-19 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21 de diciembre de 2019 se realizaron los siguientes cambios al proceso tarifario:

- Cambia la tasa fija del 10% antes de impuestos, por una tasa de mercado que se fija para cada proceso tarifario, cuyo valor tiene un piso de 6% y un techo de un 8% después de impuestos. Para el próximo proceso tarifario la tasa se fijó en un 6% después de impuestos.
- Para reflejar mejor la realidad de las cooperativas eléctricas, en cada proceso tarifario, se deberá determinar al menos 4 áreas típicas para representarlas. Para el próximo proceso se determinaron 6 áreas para las cooperativas.
- Bases técnicas del proceso de tarificación podrán ser observables y discrepables en el Panel de Expertos.
- Un solo estudio supervisado por un comité especial, integrado por representantes de las distribuidoras, 2 del Ministerio, 2 de CNE, dejando atrás la elaboración de 2 estudios, uno por las empresas y otro por la CNE ponderado los resultados 2/3 CNE y 1/3 empresas.
- Informe técnico CNE preliminar observable y discrepable en el Panel de Expertos.

- Respecto al chequeo de rentabilidad de la industria, la banda cambia del -4% + 4%, a una banda de -3% + 2% de la tasa establecida. Realizado con la vida útil de la empresa modelo.
- Mayor participación ciudadana en todo el proceso.

Adicionalmente, con fecha 02.11.19, se publicó en el Diario Oficial, Ley N° 21.185 del Ministerio de Energía, que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas. Este mecanismo estabiliza en pesos las tarifas vigentes de los usuarios finales de distribución hasta el 31.12.2020. Los saldos resultantes entre el precio estabilizado y los precios que debieron aplicarse producto de las indexaciones ordinarias, cuyo riesgo queda a cargo de las generadoras, se saldarán con la entrada de los contratos de suministros ya firmados que en promedio son más baratos que los actuales. En todo caso, la tarifa final resultante para cada periodo antes de que salden las diferencias, no podrá superar el precio congelado indexado por el IPC, a menos que quede un remanente al 31 de diciembre de 2026, en cuyo caso, el saldo se traspasará al usuario final.

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 CONTRATO DE SUMINISTRO Y ABASTECIMIENTO

A) CONTRATOS DE SUMINISTRO A CLIENTES REGULADOS

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben contar, mediante llamados de licitación pública, con contratos de suministro de energía que permitan abastecer a sus clientes regulados para, a lo menos, los próximos 5 años.

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

Cabe mencionar que la quiebra de un suministrador no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados, debido a los cambios legales introducidos mediante la Ley N°20.805 del 2015 que permiten el traspaso de excedentes entre distribuidoras.

Producto de la entrada en vigor de la Ley N°20.805, durante el primer trimestre de cada año, la CNE solicita a todas las distribuidoras el envío de las proyecciones de demanda de clientes regulados. Con estos antecedentes la Comisión emite un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó el proceso de licitación 2017/01 (suministro enero 2024 – diciembre 2043), cuya adjudicación se realizó en octubre 2017, por el 100% de la energía licitada, firmándose los respectivos contratos hacia principios del 2018. Adicionalmente, de acuerdo con el último proceso de proyección de demanda de la CNE del 2019, ha constatado una reducción de demanda de consumo regulado producto de una importante

migración de clientes regulados a régimen libre de suministro, la proyección de eficiencia energética y una creciente conexión de generación distribuida.

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

B) ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA

La seguridad de abastecimiento de energía para todo el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se podría ver afectada en años futuros si se presentaran fallas prolongadas en centrales térmicas y/o problemas con el suministro de gas y/o problemas de sequía o limitaciones en la transmisión de energía o retraso de construcción de proyectos de generación.

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

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

Producto del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica considerado en la Ley N° 21.185-19 del Ministerio de Energía, se puede apreciar un mayor riesgo de insolvencia para las generadoras con contratos de suministro, debido a que ellas asumirán el saldo entre el precio estabilizado y el precio que debió cobrarse con una indexación normal. Los costos marginales se esperan bajos, pero atrasos de los proyectos de transmisión podrían generar desacoples de costos marginales en ciertas zonas, y los montos que recibirían las generadoras dado los precios estabilizados, podrían no cubrir los costos marginales desacoplados.

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

RIESGO FINANCIERO

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

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

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

GESTIÓN FINANCIERA

UTILIDAD LIQUIDA DISTRIBUIBLE

La sociedad no aplica ajustes al ítem “Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora” del Estado de Resultados Integrales. Por lo tanto, se toman como base los valores de dicho ítem, menos las pérdidas acumuladas, si existieran, y sobre este resultado se deducen los dividendos distribuidos y que se distribuyan con cargo al resultado del año. Los ajustes de la primera adopción a IFRS, no forman parte de este cálculo en la medida que no se realicen.

Esta política de cálculo de la utilidad líquida distribuable es aplicable a partir del año 2010, tras acuerdo en sesión de directorio de fecha 7 de octubre de 2010 y conforme a lo estipulado en la Circular N°1945 de fecha 29 de septiembre de 2009 de la ex Superintendencia de Valores y Seguros, hoy Comisión para el Mercado Financiero.

En razón a lo anterior, la utilidad líquida distribuable por el ejercicio 2019 asciende a M\$3.981.093.-

DIVIDENDOS

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

DIVIDENDO	FECHA DE PAGO	\$ POR ACCIÓN MONEDA HISTÓRICA	IMPUTADO EJERCICIO
Final N°18	27-05-2017	278.582	2016
Final N°19	26-05-2018	371.185	2017
Final N°20	24-05-2019	274.380	2018

DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES

El Directorio de la sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo N°21 de \$ 390.558,527207325 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019. Este dividendo representa un 75% de la utilidad y significa un pago total de M\$2.985.820.-

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

CAPITAL SOCIAL

El capital suscrito y pagado de la sociedad al 31 de diciembre de 2019 ascendía a M\$10.557.505, distribuido en 7.645 acciones suscritas y pagadas.

En caso de que la Junta Ordinaria de Accionistas apruebe la distribución de utilidades propuesta, la composición de los fondos sociales al 31 de diciembre de 2019 sería la siguiente:

	M\$
Capital emitido	10.557.505
Ganancias acumuladas	4.572.008
Otras reservas	214.835
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	15.344.348

REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO Y EJECUTIVOS PRINCIPALES

DIRECTORIO

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

Los Directores señores Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Dale Burgess, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Christopher Powell y Dale Burgess renunciaron a la remuneración que les correspondería por el período del cargo de Director de la Sociedad. Por lo tanto, sólo los siguientes Directores recibieron remuneraciones fijas por el ejercicio de sus funciones, y corresponden a dietas de asistencia:

REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO (M\$)

	2019	2018
Jorge Lesser Garcia Huidobro	1.528	1.762
Ivan Diaz Molina	1.528	1.762
TOTAL	3.056	3.524

Durante el año 2019 y 2018 la Sociedad no ha realizado pagos a empresas relacionadas con Directores.

En 2019 no existen gastos en asesorías ni otros servicios relevantes contratados por el Directorio, o incentivos, tales como bonos, compensaciones en acciones, opciones de acciones u otros.

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

EJECUTIVOS PRINCIPALES

La Sociedad no tiene ejecutivos contratados directamente por ella durante el ejercicio 2019.

DOTACIÓN DE PERSONAL

Al 31 de diciembre de 2019, la Sociedad cuenta con la siguiente dotación de personal:

	2019
GERENCIA Y EJECUTIVOS PRINCIPALES	-
PROFESIONALES Y TÉCNICOS	36
ADMINISTRATIVOS Y ELECTRICISTAS	6
TOTAL	42

DIVERSIDAD	DIRECTORIO		GERENCIAS		ORGANIZACIÓN		TOTAL		REPRESENTATIVIDAD	
RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menor a 30 años	-	-	-	-	5	10	5	10	10,0%	20,0%
Entre 30 y 40 años	1	-	-	-	7	8	8	8	16,0%	16,0%
Entre 41 y 50 años	2	1	-	-	4	5	6	6	12,0%	12,0%
Entre 51 y 60 años	2	-	-	-	1	-	3	-	6,0%	0,0%
Entre 61 y 70 años	1	-	-	-	2	-	3	-	6,0%	0,0%
Mayor a 70 años	1	-	-	-	-	-	1	-	2,0%	0,0%
ANTIGUEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menor a 3 años	1	-	-	-	9	13	10	13	20,0%	26,0%
Entre 3 y 6 años	1	-	-	-	1	4	2	4	4,0%	8,0%
Entre 6 y 9 años	4	-	-	-	2	-	6	-	12,0%	0,0%
Entre 9 y 12 años	1	1	-	-	1	4	2	5	4,0%	10,0%
Mayor a 12 años	-	-	-	-	6	2	6	2	12,0%	4,0%
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
CHILENA	3	-	-	-	19	22	22	22	44,0%	44,0%
EXTRANJERA	4	1	-	-	-	1	4	2	8,0%	4,0%
							52,0%	48,0%		
							50			

*Incluye directorio

INFORMACIÓN FINANCIERA

POLÍTICAS DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO

La Sociedad y sus Filiales continuarán su estrategia de desarrollo a través del fortalecimiento de los negocios en que participan actualmente, consolidando su posición de distribuidoras, subtransmisora y generadoras ya sea dentro o fuera de su zona de concesión, y la búsqueda de nuevas oportunidades que se presenten en el ámbito de los servicios públicos y la venta de productos y servicios asociados al negocio de distribución y transmisión eléctrica, así como negocios complementarios que están asociados al uso de la extensión de la red de contacto de clientes que tienen las empresas en el sur de Chile.

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

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

POLÍTICA DE DIVIDENDOS

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

PROPIEDADES Y SEGUROS

Con el objeto de resguardar las actividades de la industria en las que participa, la Sociedad y sus filiales poseen pólizas de seguro, de acuerdo con las prácticas habituales de la industria. Las principales coberturas contratadas son de Responsabilidad Civil para las operaciones, que resguarda los daños y perjuicios causados a terceros y de Todo Riesgo incluido perjuicio por paralización para bienes físicos como construcciones, centrales, subestaciones, contenido y existencias. Por lo general la vigencia de los seguros contratados es de al menos 12 meses.

HECHOS RELEVANTES

Renovación Directorio

En Junta Ordinaria de Accionistas de las sociedades anónimas pertenecientes al Grupo Saesa celebrada con fecha 26 de abril de 2019, se efectuó la renovación del Directorio, eligiéndose como integrantes del Directorio a los señores Iván Díaz-Molina, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Stephen Best, Ben Hawkins y Christopher Powell.

Distribución de Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas de la empresa Luz Osorno, celebrada con fecha 26 de abril de 2019, se acordó la distribución de los siguientes dividendos, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018:

LUZ OSORNO: \$274.380,386396337 por acción, cuyo número de acciones con derecho a recibirlo ascendió a 7.645, lo que significó un pago total de M\$2.097.638.

Modificación Objeto Social

En Junta Extraordinaria de Accionistas de la sociedad Luz Osorno celebrada con fecha 26 de abril de 2019, se acordó una modificación en los estatutos de dicha sociedad, modificando la cláusula sobre el objeto social, el que quedó como sigue:

“La Sociedad tendrá por objeto desarrollar los siguientes giros: (a) Distribuir, transmitir, transportar, transformar, generar, comprar, suministrar y vender energía y potencia eléctrica o de cualquier naturaleza, o los elementos o insumos necesarios para producirla, en forma directa o a través de otras empresas; (b) Obtener, transferir, comprar, arrendar, gravar o explotar en cualquiera forma las concesiones a que se refiere la Ley General de Servicios Eléctricos, y solicitar los permisos y franquicias para conservar, promover o desarrollar los fines de la Sociedad; (c) Realizar en forma directa o a través de otras empresas, la compra, venta, importación, exportación, elaboración o producción, comercialización, distribución e instalación, por cuenta propia o ajena, de artefactos, equipos y vehículos eléctricos de toda clase, y mercaderías relacionadas al hogar, energías renovables no convencionales, eficiencia energética, climatización, seguridad, deportes, esparcimiento o la informática; (d) La adquisición, producción, almacenamiento, transporte, distribución, transformación y comercialización de gas natural; (e) La adquisición, producción, almacenamiento, transporte, distribución, transformación y comercialización por redes de otros gases derivados del petróleo y de gases combustibles en general; (f) La prestación de servicios data center, housing y otros relacionados con la asesoría, operación e implementación de programas, sistemas y equipos informáticos; (g) La prestación de servicios, asesorías, fabricación, comercialización de equipos y materiales, y ejecución de obras, relacionados con los objetos señalados anteriormente o necesarios para su operación y desarrollo. Las actividades de la Sociedad que conforman su objeto social podrán desarrollarse en el país o en el extranjero.”

Elección Presidente y Vicepresidente

En sesión celebrada con fecha 22 de mayo de 2019, el Directorio de las sociedades anónimas pertenecientes al Grupo Saesa procedió a elegir como Presidente del Directorio y de dichas sociedades al señor Iván Díaz-Molina y como Vicepresidente al señor Jorge Lesser García-Huidobro.

División SAESA

Con fecha 18 de diciembre de 2019, la Junta Extraordinaria de Accionistas de la matriz de Luz Osorno (SAESA) adoptó los siguientes acuerdos:

- a) Aprobar la División de la SAESA en dos sociedades, manteniéndose la Sociedad como continuadora y creándose una nueva sociedad, que se denominará Sociedad de Transmisión Austral S.A., en adelante "STA", la que tendrá efecto y vigencia el día 31 de diciembre de 2019, en adelante la "División";
- b) Aprobar la disminución de capital de la Sociedad en la cantidad de \$18.478.799.670 y aprobar la forma en que se distribuirán las cuentas de patrimonio de la Sociedad, entre ésta y STA con motivo de la División;
- c) Aprobar la modificación a los estatutos de la Sociedad en todas aquellas materias que sean necesarias para dar cuenta de la División, incluyendo la disminución de capital;
- d) La elección del directorio provisorio, la empresa de auditoría externa y el periódico en que han de efectuarse las publicaciones legales de STA;
- e) Aprobar los estatutos de STA; y
- f) Los demás acuerdos necesarios para llevar a cabo la División y facultar a los Directorios de la Sociedad y de STA para otorgar todos los poderes que resulten necesarios para materializarla.

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 (CMF) y sus modificaciones, declaran bajo juramento que se hacen responsables de la veracidad de toda la información proporcionada en la presente Memoria Anual.



Iván Díaz-Molina / 14.655.033-9

PRESIDENTE



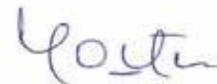
Jorge Lesser García-Huidobro / 6.443.633-3

VICEPRESIDENTE



Juan Ignacio Parot B. / 7.011.905-6

DIRECTOR TITULAR



Waldo Fortín C. / 4.556.889-K

DIRECTOR TITULAR



Ben Hawkins / Extranjero

DIRECTOR TITULAR



Stacey Purcell / Extranjera

DIRECTOR TITULAR



Christopher Powell / Extranjero

DIRECTOR TITULAR



Stephen Best / Extranjero

DIRECTOR TITULAR



Francisco Alliende Arriagada / 6.379.874-6

GERENTE GENERAL

ESTADOS FINANCIEROS

Estados Financieros Clasificados

**Correspondientes a los años terminados
al 31 de diciembre de 2019 y 2018**

COMPAÑÍA ELÉCTRICA OSORNO S.A.

En miles de pesos chilenos – M\$

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los señores Accionistas
Compañía Eléctrica Osorno S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Compañía Eléctrica Osorno S.A. (en adelante la “Sociedad”) que comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros, de acuerdo con 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 las normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad de que los estados financieros están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros de la Sociedad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en 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 opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.

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

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros mencionados en el primer párrafo, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Compañía Eléctrica Osorno S.A. al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”).



Marzo 27, 2020
Santiago, Chile



María Ester Pinto U.
RUT: 10.269.053-2

COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.
Estados de Situación Financiera, Clasificados
 Al 31 de diciembre de 2019 y 2018
 (En miles de pesos chilenos - M\$)

ACTIVOS	Nota	31/12/2019 M\$	31/12/2018 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	530.133	641.265
Otros activos no financieros corrientes		4.310	4.474
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	7	7.091.628	6.291.215
Inventarios corrientes	9	97.339	84.338
Activos por Impuestos corrientes, corrientes	10	379.728	602.146
Activos corrientes distintos de los activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.		8.103.138	7.623.438
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		8.103.138	7.623.438
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Cuentas por cobrar no corrientes	7	149.880	184.933
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	8	2.010.000	-
Activos intangibles distintos de la plusvalía	11	510.166	510.166
Propiedades, planta y equipo	12	19.721.320	17.583.927
Activos por impuestos diferidos	13	271.225	244.153
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		22.662.591	18.523.179
TOTAL ACTIVOS		30.765.729	26.146.617

COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.
Estados de Situación Financiera, Clasificados
 Al 31 de diciembre de 2019 y 2018
 (En miles de pesos chilenos - M\$)

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31-12-2019 M\$	31-12-2018 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	14	3.938.827	3.004.296
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	8	3.081.351	1.858.388
Otras provisiones corrientes	16	292.597	159.187
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	10	1.075.785	418.335
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	16	188.227	163.808
Otros pasivos no financieros corrientes	17	2.809.698	2.724.855
Pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		11.386.485	8.328.869
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		11.386.485	8.328.869
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivo por impuestos diferidos	13	2.036.874	1.841.523
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	16	205.714	132.762
Otros pasivos no financieros no corrientes	17	816	816
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		2.243.404	1.975.101
TOTAL PASIVOS		13.629.889	10.303.970
PATRIMONIO			
Capital emitido	18	10.557.505	10.557.505
Ganancias acumuladas	18	6.363.500	5.045.081
Otras reservas	18	214.835	240.061
TOTAL PATRIMONIO		17.135.840	15.842.647
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		30.765.729	26.146.617

COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.
Estados de Resultados Integrales, por Naturaleza
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018
 (En miles de pesos chilenos - M\$)

Estado Resultados Integrales	Nota	01/01/2019 al 31/12/2019	01/01/2018 al 31/12/2018
Ganancia		M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias	19	20.196.478	17.660.495
Otros ingresos	19	2.489.877	1.046.908
Materias primas y consumibles utilizados	20	(12.979.067)	(12.977.439)
Gastos por beneficios a los empleados	21	(794.008)	(654.729)
Gasto por depreciación y amortización	22	(941.943)	(806.061)
Otros gastos, por naturaleza	23	(2.600.229)	(1.536.523)
Otras ganancias (pérdidas)		(7.577)	698
Ingresos financieros	24	42.793	44.416
Costos financieros	24	(9.505)	(9.113)
Diferencias de cambio	24	4	39
Resultados por unidades de reajuste	24	19.917	23.210
Ganancia antes de impuestos		5.416.740	2.791.901
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	13	(1.435.647)	(694.263)
Ganancia procedente de operaciones continuadas		3.981.093	2.097.638
Ganancia		3.981.093	2.097.638

COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.
Estados de Otros Resultados Integrales
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018
 (En miles de pesos chilenos - M\$)

Estado del Resultado Integral	Nota	01/01/2019 al 31/12/2019 M\$	01/01/2018 al 31/12/2018 M\$
Ganancia		3.981.093	2.097.638
Otro resultado integral			
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del año, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos	16	(34.556)	(3.459)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		(34.556)	(3.459)
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	9.330	934
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del año		9.330	934
Otro Resultado Integral		(25.226)	(2.525)
Resultado Integral Total		3.955.867	2.095.113

COMPAÑÍA ELECTRICA OSORNO S.A.
Estados de Cambios en el Patrimonio Neto
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018
 (En miles de pesos chilenos - M\$)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Cambio en otras reservas										Total Patrimonio Neto
	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Superavit de Revaluación	Reserva de diferencias de cambio en conversiones	Reserva de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Otras reservas acumuladas	Ganancias acumuladas	
Saldo Inicial al 01/01/2019	10.557.505	-	-	-	-	-	(8.478)	248.539	240.061	5.045.081	15.842.647
Ajustes de Periodos Anteriores											
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables (NIF 16)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Patrimonio al 01/01/2019 con aplicación de nuevas normas	10.557.505	-	-	-	-	-	(8.478)	248.539	240.061	5.045.081	15.842.647
Cambios en patrimonio											
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.981.093	3.981.093
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	(25.226)	-	(25.226)	-	(25.226)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.955.867
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.662.674)	(2.662.674)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	-	-	(25.226)	-	(25.226)	1.318.419	1.293.193
Saldo Final al 31/12/2019	10.557.505	-	-	-	-	-	(33.704)	248.539	214.835	6.363.500	17.135.840

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Cambio en otras reservas										Total Patrimonio Neto
	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Superavit de Revaluación	Reserva de diferencias de cambio en conversiones	Reserva de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Otras reservas acumuladas	Ganancias acumuladas	
Saldo Inicial al 01/01/2018	10.557.505	-	-	-	-	-	(5.953)	248.539	242.586	5.558.146	16.358.237
Ajustes de Periodos Anteriores											
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables (NIF 9)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.986	4.986
Saldo Inicial Reexpresado	10.557.505	-	-	-	-	-	(5.953)	248.539	242.586	5.563.132	16.363.223
Cambios en patrimonio											
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.097.638	2.097.638
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	(2.525)	-	(2.525)	-	(2.525)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.095.113
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.615.689)	(2.615.689)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	-	-	(2.525)	-	(2.525)	(518.051)	(520.576)
Saldo Final al 31/12/2018	10.557.505	-	-	-	-	-	(8.478)	248.539	240.061	5.045.081	15.842.647

COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.
Estados de Flujo de Efectivo Método Directo
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018
 (En miles de pesos chilenos - M\$)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01/01/2019 al 31/12/2019 M\$	01/01/2018 al 31/12/2018 M\$
Fujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación		27.844.704	24.614.799
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		27.836.337	24.613.599
Otros cobros por actividades de operación		8.367	1.200
Clases de pagos		(20.279.515)	(19.883.503)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(19.031.808)	(18.824.663)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(742.050)	(662.250)
Otros pagos por actividades de operación		(505.657)	(396.590)
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(355.180)	(751.186)
Fujos de efectivo netos procedentes de actividades de operación		7.210.009	3.980.110
Fujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		(2.010.000)	(66.000)
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(3.249.645)	(2.046.279)
Cobros a entidades relacionadas		-	66.000
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		42.793	44.416
Fujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión		(5.216.852)	(2.001.863)
Fujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Préstamos de entidades relacionadas		2.185.000	1.000.000
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(2.185.000)	(1.000.000)
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación		(2.097.638)	(2.837.710)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación		(6.657)	(10.602)
Fujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación		(2.104.295)	(2.848.312)
Disminución neto en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(111.138)	(870.065)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		6	39
Disminución neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(111.132)	(870.026)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del año		641.265	1.511.291
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año	6	530.133	641.265

COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

ÍNDICE

1. Información General y Descripción del Negocio.....	10
2. Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas	11
2.1 Principios contables	11
2.2 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas	11
2.3 Período cubierto	11
2.4 Bases de preparación	11
2.5 Moneda funcional	12
2.6 Bases de conversión.....	12
2.7 Compensación de saldos y transacciones.....	12
2.8 Propiedades, planta y equipo	12
2.9 Activos intangibles	14
2.9.1 Servidumbres	14
2.9.2 Programas informáticos	14
2.9.3 Costos de investigación y desarrollo	14
2.10 Deterioro de los activos no financieros	14
2.11 Arrendamientos	15
2.11.1 Sociedad actúa como arrendatario:.....	15
2.11.2 Sociedad actúa como arrendador:	16
2.12 Instrumentos financieros.....	16
2.12.1 Clasificación y medición inicial de los activos financieros	16
2.12.2 Medición posterior de los activos financieros	17
2.12.3 Deterioro de activos financieros no derivados.....	17
2.12.4 Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	18
2.12.5 Clasificación, medición inicial y posterior de los pasivos financieros	18
2.12.6 Instrumentos de patrimonio	18
2.13 Inventarios	19
2.14 Otros pasivos no financieros.....	19
2.14.1 Ingresos diferidos	19
2.14.2 Subvenciones estatales.....	19
2.14.3 Obras en construcción para terceros	19
2.15 Provisiones	19
2.16 Beneficios a los empleados	20
2.17 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	20
2.18 Impuesto a las ganancias	20
2.19 Reconocimiento de ingresos y costos.....	21
2.20 Dividendos	22
2.21 Estado de flujos de efectivo	22
2.22 Nuevos pronunciamientos contables	23
3. Regulación sectorial y funcionamiento del Sistema Eléctrico.....	25
3.1 Generación eléctrica.....	25
3.2 Distribución	26
3.3 Marco regulatorio.....	27
3.3.1 Aspectos generales.....	27
3.3.2 Ley Tokman	27
3.3.3 Ley Net Metering.....	27
3.3.4 Ley de Concesiones.....	27
3.3.5 Ley de Licitación de ERNC	27
3.3.6 Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos.....	27
3.3.7 Modificaciones al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad para clientes regulados, y a la LGSE	27
3.3.8 Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local.....	28
3.3.9 Ley de Generación Residencial	28
3.3.10 Norma Técnica de Distribución	28
3.3.11 Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica.....	28
3.3.12 Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	29
4. Política de Gestión de Riesgos	29

4.1 Riesgo financiero	29
4.1.1 Tipo de cambio.....	30
4.1.2 Variación UF	30
4.1.3 Tasa de interés	30
4.1.4 Riesgo de liquidez.....	30
4.1.5 Riesgo de crédito	30
5. Juicios y estimaciones de la Administración al aplicar las políticas contables críticas de la entidad	31
6. Efectivo y Equivalentes al Efectivo.....	33
7. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar	34
8. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas.....	38
9. Inventarios.....	40
10. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	41
11. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	42
12. Propiedades, planta y equipo	43
13. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos	45
13.1 Impuesto a la renta	45
13.2 Impuestos diferidos.....	46
14. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	47
15. Instrumentos financieros por categoría	49
15.1 Valor Justo de instrumentos financieros	50
16. Provisiones.....	51
16.1 Otras Provisiones corrientes.....	51
16.2 Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados.....	51
16.3 Provisiones No Corrientes, Por Beneficios a los Empleados.....	52
16.4 Juicios y multas	54
16.4.1 Juicios	54
16.4.2 Multas.....	55
17. Otros Pasivos No Financieros	55
18. Patrimonio	55
18.1 Patrimonio neto de la Sociedad.....	55
18.1.1 Capital suscrito y pagado	55
18.1.2 Dividendos.....	55
18.1.3 Otras Reservas	56
18.1.4 Ganancias Acumuladas.....	57
18.1.5 Gestión de capital.....	57
18.1.6 Restricciones a la disposición de fondos.....	57
19. Ingresos.....	58
20. Materias Primas y Consumibles Utilizados.....	59
21. Gastos por Beneficios a los Empleados	59
22. Gasto por Depreciación.....	59
23. Otros Gastos Por Naturaleza	60
24. Resultado Financiero.....	60
25. Medio Ambiente.....	60
26. Garantías Comprometidas con Terceros.....	60
27. Cauciones Obtenidas de Terceros	61
28. Moneda Extranjera	61
29. Hechos Posteriores	61

COMPAÑÍA ELÉCTRICA OSORNO S.A.

Notas a los Estados Financieros

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018

(En miles de pesos chilenos – M\$)

1. Información General y Descripción del Negocio

a) Información General

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

La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro Especial de Entidades Informantes con el número 116 y está sujeta a la fiscalización de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), ex Superintendencia de Valores y Seguros.

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

b) Información del Negocio

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

2. Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1 Principios contables

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

Los Estados Financieros de la Sociedad terminados el 31 de diciembre de 2019 y 2018, han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB"). Estos Estados Financieros han sido aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha de 27 de marzo de 2020. Para estos fines, las NIIF 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 (CINIIF).

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 Compañía Eléctrica Osorno S.A al 31 de diciembre de 2019 y 2018.
- Estados de Resultados Integrales por Naturaleza por los años terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018.
- Estados de Cambios en el Patrimonio Neto por los años terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018.
- Estados de Flujos de Efectivo Método Directo por los años terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

2.4 Bases de preparación

Los Estados Financieros han sido preparados bajo el criterio del costo histórico, excepto en el caso de los instrumentos financieros, registrados a valor razonable.

La Sociedad aplica, por primera vez, NIIF 16 "Arrendamientos" la que requiere una cuantificación de los impactos sobre cada una de las cuentas contables afectadas y saldos al 1 de enero de 2019 como parte de la transición. No se modificaron los saldos de los años anteriores en relación con la aplicación de la nueva norma.

2.5 Moneda funcional

La moneda funcional para la Sociedad se determinó como la moneda del ambiente económico principal en que funciona. Las transacciones en monedas distintas a las que se realizan en la moneda funcional de la entidad se convierten a la tasa de cambio vigente a la fecha de transacción. Los activos y pasivos expresados en monedas distintas a la funcional se vuelven a convertir a las tasas de cambio de cierre del año. Las ganancias y pérdidas por la reconversión se incluirán en las utilidades o pérdidas netas dentro de las otras partidas financieras.

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno.

2.6 Bases de conversión

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

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 Integrales.

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:

	31/12/2019	31/12/2018
	\$	\$
Dólar Estadounidense	748,74	694,77
Unidad de Fomento	28.309,94	27.565,79

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. El monto activado y la tasa de capitalización son los siguientes:

Costos por préstamos capitalizados	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados (ver nota 24)	-	2.343
Tasa de capitalización de costos moneda funcional CLP	-	3,07%

- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$114.423 al 31 de diciembre de 2019 y a M\$67.145 al 31 de diciembre de 2018. (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 incurrir.

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

La Sociedad deprecia 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 2019 y 2018.

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

	Intervalos de años de vida útil estimada
Edificios	40-80
Plantas y Equipos:	
Líneas y Redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	20-40
Subestaciones	20-60
Equipos de tecnología de la información:	
Computación	5
Instalaciones fijas y accesorios:	
Muebles y equipos de oficina	10
Vehículos	7
Otros equipos y herramientas	10

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

2.9 Activos intangibles

2.9.1 Servidumbres

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

2.9.2 Programas informáticos

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

2.9.3 Costos de investigación y desarrollo

Durante los años presentados, la Sociedad no ha registrado costos de investigación, de haberlos se contabilizan con cargo a resultados en el año en que ocurren. Tampoco ha presentado costos de desarrollo, que de haberlos se contabilizan como un activo en la medida que cumplan los criterios de reconocimiento, de lo contrario son gastos en el año en que ocurren o dejen de cumplir los criterios por cambio en las circunstancias.

2.10 Deterioro de los activos no financieros

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Las principales variables para la Sociedad consideradas en la prueba de deterioro son:

Variable	Diciembre 2019	Diciembre 2018	Descripción
Tasa de descuento peso (*)	7,30%	7,60%	La tasa de descuento peso utilizada es la tasa de Costo Promedio Ponderado de Capital (CPPC),
Tasa de crecimiento (*)	3,00%	3,00%	La tasa de crecimiento de la Sociedad se aplica a la perpetuidad y está basada en la estimación de la expectativa de inflación de largo plazo fijada.
Períodos de estimación	5 años	5 años	El periodo de estimación está basado en el plan de negocio de la Sociedad más una perpetuidad.

(*) Tasas a valor nominal.

2.11 Arrendamientos

2.11.1 Sociedad actúa como arrendatario:

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, la Sociedad analiza el fondo económico del acuerdo, evaluando si el acuerdo transfiere el derecho a controlar el uso de un activo identificado por un período de tiempo a cambio de una contraprestación. Se considera que existe control si el cliente tiene i) derecho a obtener sustancialmente todos los beneficios económicos procedentes del uso de un activo identificado; y ii) derecho a dirigir el uso del activo.

Al comienzo del arrendamiento se registra en el estado de situación financiera un activo por el derecho de uso y un pasivo por arrendamiento.

La Sociedad reconoce inicialmente los activos por derecho de uso al costo. El costo de los activos por derecho de uso comprende: i) importe de la medición inicial del pasivo por arrendamiento; ii) los pagos por arrendamiento realizados; iii) los costos directos iniciales incurridos; y iv) la estimación de los costos por desmantelamiento o restauración.

Posteriormente, el activo por derecho de uso se mide al costo, ajustado por cualquiera nueva medición del pasivo por arrendamiento, menos la depreciación acumulada y las pérdidas acumuladas por deterioro de valor.

El activo por derecho de uso se deprecia en los mismos términos que el resto de activos depreciables similares, si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se deprecia en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento.

El pasivo por arrendamiento se mide inicialmente al valor presente de los pagos por arrendamiento, descontados a la tasa incremental por préstamos de la sociedad, si la tasa de interés implícita en el arrendamiento no pudiera determinarse fácilmente. Los pagos por arrendamiento incluidos en la medición del pasivo comprenden: i) pagos fijos, menos cualquier incentivo de arrendamiento por cobrar; ii) pagos por arrendamiento variables que dependen de un índice o tasa; iii) garantías de valor residual; iv) precio de ejercicio de una opción de compra; y v) penalizaciones por término del arriendo.

Después de la fecha de inicio, el pasivo por arrendamiento se incrementa para reflejar la acumulación de intereses y se reduce por los pagos por arrendamiento realizados. Además, el valor en libros del pasivo se vuelve a medir si existe una modificación en los términos del arrendamiento (cambios en el plazo, en el importe de los pagos o en la evaluación de una opción de comprar o cambio en los importes a pagar). El gasto por intereses se reconoce como gasto y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el período de arrendamiento, de forma que se obtiene una tasa de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo pendiente del pasivo por arrendamiento.

Los arrendamientos de corto plazo, igual o inferior a un año, o arrendamiento de activos de bajo valor se exceptúan de la aplicación de los criterios de reconocimiento descritos anteriormente, registrando los pagos asociados con el arrendamiento como un gasto de forma lineal a lo largo del plazo del arrendamiento.

2.11.2 Sociedad actúa como arrendador:

Cuando la Sociedad actúa como arrendador, clasifica al inicio del acuerdo si el arrendamiento es operativo o financiero, en base a la esencia de la transacción. Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo subyacente se clasifican como arrendamientos financieros.

El resto de arrendamientos son clasificados como arrendamientos operativos.

En el caso de arrendamientos financieros, en la fecha de comienzo, la sociedad reconoce en su estado de situación financiera los activos mantenidos en arrendamiento financiero y los presenta como una cuenta por cobrar, por un valor igual al de la inversión neta en el arrendamiento, calculado como la suma del valor actual de las cuotas de arrendamiento y el valor actual de cualquier valor residual devengado, descontados a la tasa de interés implícita en el arrendamiento. Posteriormente, se reconocen los ingresos financieros a lo largo del plazo del arrendamiento, en función de un modelo que refleje una tasa de rendimiento constante sobre la inversión financiera neta realizada en el arrendamiento.

En el caso de los arrendamientos operativos, los pagos por arrendamiento se reconocen como ingreso de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto. Los costos directos iniciales incurridos para obtener un arrendamiento operativo se añaden al valor en libros del activo subyacente y se reconocen como gasto a lo largo del plazo del arrendamiento, sobre la misma base que los ingresos del arrendamiento.

2.12 Instrumentos financieros

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

2.12.1 Clasificación y medición inicial 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:

i. 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 Estado de Situación Financiera 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.

2.12.2 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 utilizando 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 año. 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.

2.12.3 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, este modelo 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 2019. Por consiguiente, la administración no espera reconocer pérdidas crediticias esperadas en los próximos 12 meses para los préstamos a empresas relacionadas.

2.12.4 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.

2.12.5 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 la sociedad tenga un derecho incondicional a diferir su liquidación durante al menos 12 meses después de la fecha del Estado de Situación Financiera.

2.12.6 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.

2.13 Inventarios

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

2.14 Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.14.1 Ingresos diferidos

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

2.14.2 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.

2.14.3 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.

2.15 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.

2.16 Beneficios a los empleados

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

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

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

- Beneficios post-empleo: Indemnizaciones por años de servicio

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

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

La Sociedad utiliza supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Dicha expectativa, al igual que los supuestos, son establecidos en conjunto con un actuario externo. Estos supuestos incluyen una tasa de descuento (nominal) de 3,57% 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.

2.17 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.

2.18 Impuesto a las ganancias

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

Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigencia cuando los activos se recuperen y los pasivos se liquiden.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo que no provengan de combinaciones de negocio, se registran en resultados o en rubros de patrimonio neto en el estado

de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

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

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

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

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

La Sociedad tributa con el "Régimen Parcialmente Integrado", la tasa de impuesto de primera categoría es un 27%. En este Régimen, el crédito para los impuestos global complementario o adicional es de 65% del monto del impuesto de primera categoría.

2.19 Reconocimiento de ingresos y costos

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
- Generación y Comercialización
- Ingresos por venta al detalle de productos y servicios
- Ingresos por construcción de obras a terceros
- Ingresos por intereses

La Sociedad reconoce los ingresos cuando (o a medida que) se transfiere el control sobre un bien o servicio al cliente. Los ingresos se miden en base a la contraprestación a la que se espera tener derecho por dicha transferencia de control, excluyendo los montos recaudados en nombre de terceros.

(i) Venta de Energía:

Los contratos 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.

(ii) Generación y Comercialización:

Los ingresos de las ventas de energía eléctrica y potencia, como los ingresos por comercialización de energía eléctrica y potencia se registran sobre la base de entrega física a los distintos clientes, ya sea que estas se encuentren facturadas o estimadas constituyen una obligación de desempeño. Los ingresos por Generación y Comercialización son reconocidos en un punto del tiempo.

(iii) 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 de desempeño 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.

(iv) Ingresos por construcción de obras a terceros: (se miden según lo indicado en Nota 2.14.3)

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.

(v) 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.

2.20 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.

2.21 Estado de flujos de efectivo

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

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

2.22 Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2019:

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
<p>NIIF 16, Arrendamientos</p> <p>El 13 de enero del 2016, se publicó esta nueva norma que establece la definición de un contrato de arrendamiento y especifica el tratamiento contable de los activos y pasivos originados por estos contratos desde el punto de vista del arrendador y arrendatario. La nueva norma no difiere significativamente de la norma que la precede, NIC 17 Arrendamientos, con respecto al tratamiento contable desde el punto de vista del arrendador. Sin embargo, desde el punto de vista del arrendatario, la nueva norma requiere el reconocimiento de activos y pasivos para la mayoría de los contratos de arrendamientos.</p>	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019
Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
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
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

Aplicación inicial de NIIF 16, Arrendamientos

La NIIF 16, emitida en enero de 2016 por el IASB, establece los principios para el reconocimiento, medición y presentación de los arrendamientos, y sus revelaciones asociadas. La nueva norma sustituyó a la NIC 17 “Arrendamientos” y a sus interpretaciones: CINIIF 4 “Determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento”, “SIC 15 “Arrendamiento operativos – incentivos”, SIC 27 “Evaluación de la esencia de las transacciones que adoptan la forma legal de un arrendamiento”. La norma comenzó su aplicación efectiva a partir del 1 de enero de 2019.

La NIIF 16 se basa en el concepto de control para la determinación de si un contrato es o contiene un arrendamiento.

Respecto al tratamiento contable para el arrendador y el arrendatario la norma establece lo siguiente:

Contabilidad del arrendatario: la NIIF 16 requiere que los arrendatarios contabilicen todos los arrendamientos bajo un único modelo, similar a la contabilización de arrendamientos financieros bajo la NIC 17. Esto es, en la fecha de inicio de un contrato de arrendamiento, el arrendatario reconocerá en el estado de situación financiera un activo por el derecho de uso del bien y un pasivo por las cuotas futuras a pagar, y en el Estado Consolidado de Resultados Integrales la depreciación por el activo por derecho de uso separadamente del interés correspondiente al pasivo por arrendamiento relacionado. La norma incluye dos exenciones de reconocimiento voluntarias para los arrendamientos de bajo valor y arrendamientos de corto plazo (igual o menor a 12 meses).

Contabilidad del arrendador: no se modifica sustancialmente respecto a lo que establecía la NIC 17. El arrendador continuará clasificando los arrendamientos bajo los mismos principios de la norma actual, como arrendamientos operativos o financieros.

La Sociedad ha aplicado NIIF 16 usando el enfoque modificado de aplicación retrospectiva, por consiguiente, no ha re-expresado la información financiera comparativa.

La Sociedad, ha hecho uso de la solución práctica disponible en la transición a NIIF 16 de no re-evaluar si un contrato es o contiene un arrendamiento. Por consiguiente, la definición de un arrendamiento en conformidad con NIC 17 y CINIIF 4 continuará aplicando a aquellos arrendamientos firmados o modificados antes del 1 de enero de 2019.

Para arrendamiento de corto plazo y arrendamientos de activos de bajo valor, la Sociedad optó por reconocer un gasto por arrendamiento sobre una base lineal como es permitido por NIIF 16. El gasto es presentado dentro de otros gastos por naturaleza dentro de los Estados de Resultados Integrales.

Al 01 de enero de 2019, la Sociedad no ha tenido impacto en sus Estados Financieros por el primer año de adopción, considerado el análisis anterior.

Impacto de la aplicación de Enmiendas y Nuevas Interpretaciones

La aplicación de las enmiendas y nuevas interpretaciones no ha tenido un efecto significativo en los resultados 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 17, Contratos de Seguros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2021
Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Venta o aportación de activos entre un Inversionista y su asociada o negocio conjunto (Modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28)	Fecha de vigencia aplazada indefinidamente
Definición de un negocio (enmiendas a NIIF 3)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2020
Definición 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
Reforma sobre tasas de interés de referencia (enmiendas a NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2020

La Sociedad se encuentra evaluando el impacto de la adopción de las nuevas normas y enmiendas a las normas.

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

- Mercado de los grandes clientes:** Hasta el año 2014 pertenecían aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Con la modificación de la Ley Eléctrica, mediante la Ley N° 20.805, publicada en el Diario Oficial el 29.01.2015, se modifica el límite de potencia, aumentándola de 2 MW a 5 MW. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos cuatro años. Los clientes entre 2 y 5 MW que originalmente eran tratados como libres, no podrán cambiarse de régimen tarifario durante cuatro años desde publicada esta Ley, es decir, a partir del 29.01.2019.
- Mercado mayorista:** Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.
- Mercado de las empresas distribuidoras:** Pertenecen a este segmento todas las transferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de tarifas (en adelante los "clientes regulados"). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

El precio al que se realizan estas últimas transacciones se obtiene de licitaciones abiertas, transparentes y no discriminatorias el que actualmente se establece por un periodo mínimo de contrato de 20 años. Cabe señalar que los precios de compraventa de electricidad de las licitaciones se establecen a nivel de barras troncales (transmisión nacional). En forma posterior, los cargos por el uso de los sistemas de transmisión zonal se incorporan como un cargo adicional del generador a la distribuidora. Por lo tanto, el precio de venta a clientes regulados incorpora componentes de costos de generación, transmisión y de transmisión zonal.

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

3.2 Distribución

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

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

Cada cuatro años, la Autoridad Regulatoria (CNE) fija el Valor agregado de distribución (VAD), así como sus fórmulas de indexación, en base a un proceso de clasificación de cada una de 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.

Producto de la ley N° 21.194-19 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21.12.2019, cambia la tasa fija del 10% antes de impuestos, por una tasa de mercado que se fija para cada proceso tarifario, cuyo valor tiene un piso de 6% y un techo de un 8% después de impuestos. Para el próximo proceso tarifario la tasa se fijó en un 6% después de impuestos.

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, Zonal y Dedicada de uso regulado 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 enero y julio de cada año.

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

Finalmente la tarifa incluye el VAD, que refleja el costo de capital de los activos de distribución determinados por el Valor Nuevo de Reemplazo, o VNR, además de los costos de administración, el mantenimiento y la operación de los sistemas, los costos por facturación y atención de clientes y las pérdidas medias en las que se ha incurrido por concepto de distribución.

b) Ventas a Clientes Libres o cobro de peaje

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

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

Adicionalmente, las empresas distribuidoras reciben ingresos por los servicios asociados al suministro de electricidad o que se presten en mérito de la calidad de concesionario de servicio público ("SSAA"), entre los que se incluyen el arriendo de medidores, corte y reposición de servicio, apoyo a empresas de telecomunicaciones y cargo por cancelación fuera de plazo como algunos de

los más relevantes. Las tarifas por este tipo de servicios son fijadas cada 4 años, se determinan con ocasión de cada nuevo proceso tarifario de VAD.

3.3 Marco regulatorio

3.3.1 Aspectos generales

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

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

A continuación se describen las normas más importantes emitidas:

3.3.2 Ley Tokman

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

3.3.3 Ley Net Metering

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

3.3.4 Ley de Concesiones

Durante octubre de 2013 se publicó la Ley N° 20.701, que modifica una serie de procesos administrativos de forma de hacer más expedito la obtención de concesiones.

3.3.5 Ley de Licitación de ERNC

También durante octubre de 2013 fue promulgada la Ley N°20.698 que modifica la Ley N°20.257, que propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes de ERNC, y la obligación de generar mediante estas fuentes en un porcentaje que se encuentre dentro del rango de 15% a 20% al año 2025.

3.3.6 Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos

Durante febrero de 2014 se publicó la Ley N° 20.726, que modifica la LGSE, con el fin de promover la interconexión de sistemas eléctricos independientes.

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

Durante agosto 2014 se publicó en el Diario Oficial una modificación del Reglamento de Licitaciones de Suministro, en la cual se agregan instrumentos como Licitaciones de Corto Plazo en caso de incrementos de la demanda no previstos, y el Precio de Reserva, con la intención de obtener más ofertas y a precios más competitivos.

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

3.3.8 Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local

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

- a) Reconocimiento de la Generación Local (RGL): Se establece un descuento en el componente de energía de todas las tarifas reguladas de las comunas intensivas en generación eléctrica, el que será asumido por aquellos usuarios de comunas que no son consideradas como intensivas en generación. Así se entrega una señal de costos asociados al suministro eléctrico, compatible con el beneficio que prestan las comunas que poseen capacidad instalada de generación.
- b) Equidad Tarifaria Residencial (ETR): Se modifica el componente “distribución” de las tarifas residenciales (hoy BT1), para así lograr que la diferencia entre el promedio de las cuentas a nivel nacional y la cuenta más alta no sea superior a un 10% del primero. Esta medida será financiada por todos los clientes sometidos a regulación de precios.

3.3.9 Ley de Generación Residencial

El 17 de noviembre del 2018 se publicó la Ley número 21.118, que modifica la LGSE con el fin de incentivar el desarrollo de las generadoras residenciales.

3.3.10 Norma Técnica de Distribución

Con fecha 18 de diciembre de 2017 se publicó la Norma técnica de calidad de servicio en distribución, la que establece estándares más exigentes de duración y frecuencia de las interrupciones de suministro, niveles de calidad comercial, de calidad de producto y sistemas de medición, monitoreo y control (SMMC). No obstante, estos estándares son exigibles de forma gradual a medida que sus costos se reflejen en las tarifas de distribución. Así, a partir de fines de septiembre de 2018, producto de la publicación de decreto tarifario del Ministerio de Energía 5T/2018, se da inicio al período de implementación gradual de las exigencias establecidas en la nueva Norma técnica.

Dentro de los nuevos estándares, la norma técnica define la exigencia de instalar medición inteligente a los clientes finales. Recientemente, producto de un rechazo de la opinión pública al cambio del medidor y su costo asociado, el Ministerio de Energía anunció (29.04.2019) que el cambio a la medición inteligente sería voluntario y que lo cobrado hasta la fecha en la tarifa por este concepto debería ser devuelto por la empresa. A partir de dicho anuncio, se ha dado inicio a un trabajo conjunto con el gobierno para establecer la forma de implementar dicho anuncio y en función de este trabajo determinar correctamente los montos involucrados a contar del 26 de agosto de 2019 se comenzó la devolución de los montos involucrados.

Una nueva versión fue publicada el 10.12.2019 mediante Resolución Exenta CNE N°763-19, perfeccionado algunos puntos de la norma publicada el 2017.

3.3.11 Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica

La Ley N° 21.194-19 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21.12.2019 generó grandes cambios en el marco regulatorio principalmente en el proceso tarifario de distribución.

Los principales cambios propuestos son:

- a) Cambia la tasa fija del 10% antes de impuestos, por una tasa de mercado que se fija para cada proceso tarifario, cuyo valor tiene un piso de 6% y un techo de un 8% después de impuestos. Para el próximo proceso tarifario la tasa se fijó en un 6% después de impuestos.
- b) Para reflejar mejor la realidad de las cooperativas eléctricas, en cada proceso tarifario se deberá determinar al menos 4 áreas típicas para representarlas. Para el próximo proceso se determinaron 6 áreas para las cooperativas.

- c) Bases técnicas del proceso de tarificación podrán ser observables y discrepables en el Panel de Expertos.
- d) Un solo estudio supervisado por un comité especial, integrado por representantes de las distribuidoras, 2 del Ministerio, 2 de CNE, dejando atrás la elaboración de 2 estudios, uno por las empresas y otro por la CNE ponderado los resultados 2/3 CNE y 1/3 empresas.
- e) Informe técnico CNE preliminar observable y discrepable en el Panel de Expertos.
- f) Respecto al chequeo de rentabilidad de la industria, la banda cambia del -4% +4%, a una banda de -3% + 2% de la tasa establecida. Realizado con la vida útil de la empresa modelo.
- g) Mayor participación ciudadana en todo el proceso.

3.3.12 Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

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

- a) **Comisión Nacional de Energía ("CNE"):** Se encarga fundamentalmente del buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional. Específicamente, la CNE es responsable de diseñar las normas del sector y del cálculo de las tarifas. Adicionalmente, actúa como ente técnico e informa al Panel de Expertos cuando se presentan divergencias entre los miembros del CDEC o cuando se presentan diferencias en los procesos de fijación de precios, entre otras materias.
- b) **Superintendencia de Electricidad y Combustibles ("SEC"):** Organismo descentralizado, encargado de fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas relativas a generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. Adicionalmente, es quien otorga concesiones provisionales y verifica la calidad de los servicios prestados.
- c) **Ministerio de Energía:** Institución creada a partir del año 2010 a cargo de fijar los precios nudo, peajes de transmisión y transmisión zonal y tarifas de distribución. Además, otorga las concesiones definitivas, previo informe de la SEC. El objetivo general del Ministerio de Energía es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

4. Política de Gestión de Riesgos

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

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

4.1 Riesgo financiero

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

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

4.1.1 Tipo de cambio

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

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

4.1.2 Variación UF

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

Cabe mencionar que, más de 74% de los ingresos de la Sociedad corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía. Las tarifas de ventas incluyen además en sus en sus indicadores otros factores de actualización, tales como el Dólar estadounidense y el IPC de los Estados Unidos de América (CPI).

4.1.3 Tasa de interés

La administración de este riesgo se enfoca principalmente a los pasivos con el sistema financiero. Al 31 de diciembre de 2019, la Sociedad no posee deuda con el sistema financiero.

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

4.1.4 Riesgo de liquidez

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

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de esta administración consolidada. Los excedentes de caja diarios son invertidos en instrumentos financieros con el objeto de optimizarlos y poder asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago en las fechas de vencimiento establecidas, las inversiones se realizan en instituciones financieras nacionales, con límites establecidos por institución y en instrumentos financieros de riesgo acotado, de acuerdo con las políticas internas del Grupo.

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

4.1.5 Riesgo de crédito

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

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

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

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

En el siguiente cuadro comparativo a diciembre de 2019 y 2018, muestra la relación entre los ingresos totales y el monto de ventas y otras cuentas por cobrar vencidas o deterioradas:

Conceptos	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Ingresos operacionales y Otros ingresos (últimos 12 meses)	22.686.355	18.707.403
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas (últimos 12 meses)	84.628	20.198
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales	0,37%	0,11%

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 mencionados juicios y estimaciones podrían también tener un impacto significativo en los mismos. A continuación, se detallan los juicios y estimaciones críticos usados por la Administración en la preparación de los presentes estados financieros:

- **Vida útil económica de activos:** La vida útil de los bienes de Propiedades, planta y equipo que son utilizadas para propósitos del cálculo de la depreciación, es determinada en base a estudios técnicos preparados por especialistas externos e internos. Adicionalmente, se utilizan estos estudios para nuevas adquisiciones de bienes de propiedades, planta y equipo, o cuando existen indicadores que las vidas útiles de estos bienes deben ser cambiadas.
- **Deterioro de activos:** La Sociedad revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no pueda ser recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro. En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo efectivo independiente son agrupados en una Unidad Generadora de Efectivo ("UGE") a la cual pertenece el activo. El monto recuperable de estos activos o UGE, es medido como el mayor valor entre su valor razonable y su valor libro.
- **Estimación de deudores incobrables:** 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 del convenio colectivo suscrito con los trabajadores de

la Sociedad, en los que se establece el compromiso por parte de ella. La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de cambios en los supuestos actuariales, es reconocido dentro de otros resultados integrales del año.

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

- **Ingresos y costos de explotación:** La Sociedad considera como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el año, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al cierre del año. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación. También se considera como parte de los ingresos y costos de la explotación, la estimación de determinados montos del Sistema Eléctrico (entre otros, compra y venta de energía y cobro de peajes) que permiten reflejar liquidaciones entre las distintas empresas del Sistema por servicios ya prestados. Estos valores se cancelarán una vez emitidas las liquidaciones definitivas por los Entes Regulatorios responsables, las que a la fecha de los Estados Financieros aún estaban pendientes por salir.
- **Litigios y contingencias:** La Sociedad evalúa periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos en que la Administración y los abogados de la Sociedad han estimado que se obtendrán resultados favorables, o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.
- **Aplicación de NIIF 16:** Los juicios críticos requeridos en la aplicación de esta norma incluyen los siguientes:
 - Estimación del plazo de arrendamiento.
 - Determinar si es razonable cierto que una opción de extensión o terminación será ejercida.
 - Determinación de la tasa apropiada para descontar los pagos de arrendamientos.

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 2019 y 2018, es el siguiente:

Efectivo y equivalente al efectivo	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Efectivo en caja	197.609	221.277
Saldo en Bancos	332.524	53.879
Otros instrumentos de renta fija	-	366.109
Totales	530.133	641.265

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

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

b) El detalle de los otros instrumentos de renta fija, es el siguiente:

Nombre empresa	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Clasificación de Riesgo	Monto inversión	
				31/12/2019 M\$	31/12/2018 M\$
Luz Osorno	Scotia Administradora General de FM S.A. Clipper Serie B	Fondos Mutuos	AA+fm/M2(cl)	-	366.109
Totales				-	366.109

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

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31/12/2019	31/12/2018
		M\$	M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	CLP	530.133	641.265
Totales		530.133	641.265

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

Flujos de efectivo					Cambios distintos de efectivo				
31/12/2018	Reembolso de préstamos	Intereses pagados	Préstamos relacionados	Préstamos entidades relacionadas	Devengo intereses	Actualización		Amortización	31/12/2019
						UF	TC		
Préstamos en cuenta corriente	-	(2.185.000)	(6.657)	-	2.185.000	6.657	-	-	-
Totales	-	(2.185.000)	(6.657)	-	2.185.000	6.657	-	-	-

7. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	31/12/2019		31/12/2018	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto	6.084.471	-	4.995.808	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	1.725.134	149.880	1.980.558	184.933
Totales	7.809.605	149.880	6.976.366	184.933

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	31/12/2019		31/12/2018	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, neto	5.991.655	-	4.904.222	-
Otras cuentas por cobrar, neto	1.099.973	149.880	1.386.993	184.933
Totales	7.091.628	149.880	6.291.215	184.933

Provisión de deterioro deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	31/12/2019		31/12/2018	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales	92.816	-	91.586	-
Otras cuentas por cobrar	625.161	-	593.565	-
Totales	717.977	-	685.151	-

El detalle de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes facturados y no facturados y provisionados al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	31/12/2019		31/12/2018	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Facturados	4.852.697	67.987	4.720.934	71.151
Energía y peajes	3.309.582	-	2.886.128	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	137.700	-	137.700	-
Convenios de pagos y créditos por energía	124.362	16.384	109.569	19.731
Deudores materiales y servicios	107.609	-	626.646	-
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	385.880	51.603	307.066	51.420
Otros	787.564	-	653.825	-
No Facturados o provisionados	2.828.099	-	2.144.266	-
Energía y Peajes uso de líneas eléctricas	40.629	-	84.702	-
Diferencias a reliquidar por nuevos decretos	1.593.757	-	946.175	-
Energía en medidores (*)	1.140.503	-	1.078.803	-
Provisión ingresos por obras	53.210	-	32.801	-
Otros	-	-	1.785	-
Otros (Cuenta corriente empleados)	128.809	81.893	111.166	113.782
Totales, Bruto	7.809.605	149.880	6.976.366	184.933
Provisión deterioro	(717.977)	-	(685.151)	-
Totales, Neto	7.091.628	149.880	6.291.215	184.933

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

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

Otras cuentas por cobrar	31/12/2019		31/12/2018	
	Corriente	No Corriente	Corriente	Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Convenios de pagos y créditos	124.362	16.384	109.569	19.731
Cuenta por cobrar proyectos en curso	190.910	-	170.501	-
Deudores materiales y servicios	107.609	-	626.646	-
Cuenta corriente al personal	128.809	81.893	111.166	113.782
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	385.880	51.603	307.066	51.420
Otros deudores	787.564	-	655.610	-
Totales	1.725.134	149.880	1.980.558	184.933
Provisión deterioro	(625.161)	-	(593.565)	-
Totales, Neto	1.099.973	149.880	1.386.993	184.933

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2019 es de M\$7.241.508 y al 31 de diciembre de 2018 es de M\$6.476.148.
- b) La Sociedad, de acuerdo con lo que establece el DFL4/2006, artículo 136 y 125, está obligada a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A diciembre de 2019 la Sociedad distribuye energía eléctrica a 23.985 clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo Cliente	Cantidad	Participación ventas
		ejercicio %
Residencial	18.233	14%
Comercial	935	21%
Industrial	192	11%
Agrícola	3.958	48%
Otros	667	5%
Total	23.985	100%

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

- c) Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 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	31/12/2019	31/12/2018
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	1.591.745	1.294.525
Con vencimiento entre tres y seis meses	55.474	28.629
Con vencimiento entre seis y doce meses	24.046	14.117
Con vencimiento mayor a doce meses	10.753	17.142
Total	1.682.018	1.354.413

El deterioro de los activos financieros se mide en base a la madurez de la cartera de acuerdo con los siguientes tramos (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	5,6%	26,35%
91 a 180	25,0%	53,62%
181 a 270	40,5%	76,39%
271 a 360	48,5%	81,11%
361 a más	91,9%	100,00%

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

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es administrado a través de herramientas de cobro que establece la normativa vigente. Entre ellas, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago. Otro aspecto importante que establece el DFL4/2006, artículo 225 letra a, es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que representa otra herramienta de cobro.

- d) Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 la estratificación de la cartera bruta es la siguiente (la Sociedad no tiene cartera securitizada):

Tramos de morosidad	Saldo al 31/12/2019				Saldo al 31/12/2018							
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Cartera no repactada		Cartera repactada					
	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$				
Al día	14.644	5.472.952	242	89.087	14.886	5.562.039	13.945	5.049.214	279	77.509	14.224	5.126.723
Entre 1 y 30 días	4.762	1.043.409	110	26.005	4.872	1.069.414	4.885	774.943	108	19.186	4.993	794.129
Entre 31 y 60 días	1.873	433.694	71	22.061	1.944	455.755	1.575	419.910	68	34.684	1.643	454.594
Entre 61 y 90 días	361	74.554	21	4.021	382	78.575	246	54.160	5	664	251	54.824
Entre 91 y 120 días	167	34.688	12	3.866	179	38.554	80	10.187	7	2.659	87	12.846
Entre 121 y 150 días	127	18.366	6	405	133	18.771	105	13.969	10	324	115	14.293
Entre 151 y 180 días	107	17.993	5	1.061	112	19.054	75	12.471	6	1.013	81	13.484
Entre 181 y 210 días	103	14.371	7	1.050	110	15.421	73	8.865	5	683	78	9.548
Entre 211 y 250 días	74	15.266	3	202	77	15.468	45	6.050	-	-	45	6.050
Más de 250 días	671	682.769	22	3.665	693	686.434	546	671.998	26	2.810	572	674.808
Totales	22.889	7.808.062	499	151.423	23.388	7.959.485	21.575	7.021.768	514	139.531	22.089	7.161.299

- e) Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, la cartera en cobranza judicial y protestada, es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 31/12/2019		Saldo al 31/12/2018	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	-	-	1	3.009
Documentos por cobrar en cobranza judicial	26	558.945	25	579.782
Totales	26	558.945	26	582.791

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 2018	707.331
Aumentos (disminuciones) del año	20.198
Ajuste inicial NIIF 9 (*)	(6.830)
Montos castigados	(35.548)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	685.151
Aumentos (disminuciones) del período	84.628
Montos castigados	(51.802)
Saldo al 31 de Diciembre de 2019	717.977

(*) 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\$6.830 con la correspondiente disminución de Activos por Impuestos Diferidos por M\$1.844 (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 2019 y 2018, es el siguiente:

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	84.255	15.166
Provisión cartera repactada	373	(1.798)
Castigos del año	(51.802)	(35.548)
Totales	32.826	(22.180)

8. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

a. Accionistas

El detalle de los Accionistas de la Sociedad al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

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

b. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

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

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

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2019		31/12/2018	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	-	2.010.000	-	-
Totales							-	2.010.000	-	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2019		31/12/2018	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	1.235.096	-	1.208.953	-
73.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Dividendos por Pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	1.193.079	-	628.633	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	338.585	-	19.740	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por Pagar	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.249	-	658	-
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.202	-	238	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	83.710	-	166	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	4.620	-	-	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	222.499	-	-	-
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	57	-	-	-
6.443.633-3	Jorge Lesser Garcia-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director	Menos de 90 días	Director	UF	127	-	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz-Molina	Chile	Remuneraciones Director	Menos de 90 días	Director	UF	127	-	-	-
Totales							3.081.351	-	1.858.388	-

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

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31-12-2019	31-12-2018		
					Monto Transacción M\$	Efecto en resultado (cargo)/abono M\$	Monto Transacción M\$	Efecto en resultado (cargo)/abono M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	Matriz	Compra-venta de energía	1.751	(1.751)	1.732	(1.732)
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	Matriz	Préstamo en cuenta corriente	2.010.000	3.881	-	-
73.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	Matriz	Recuperación de gastos	26.143	-	-	-
73.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	Matriz	Dividendos por Pagar	564.446	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	Chile	Matriz Común	Recuperación de gastos	318.845	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Matriz	Préstamo en cuenta corriente	-	-	(10.602)	(10.602)
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	Chile	Matriz Común	Recuperación de gastos	-	-	(3.515)	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A	Chile	Matriz Común	Recuperación de gastos	83.544	-	195.998	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A	Chile	Matriz Común	Recuperación de gastos	222.499	-	(221.790)	-

c. Directorio y personal clave de la gerencia

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

En Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el 26 de abril de 2019, se efectuó la renovación del Directorio, 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, Stephen Best, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell y Christopher Powell como integrantes del Directorio.

En sesión celebrada con fecha 22 de mayo de 2019, el Directorio de la Sociedad procedió a elegir como Presidente del Directorio y de la Sociedad al señor Iván Díaz-Molina y como Vicepresidente al señor Jorge Lesser García-Huidobro.

Al 31 de diciembre de 2019 el Directorio de la Sociedad está compuesto por los señores: Jorge Lesser García – Huidobro, Iván Díaz - Molina, Ben Hawkins, 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	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Iván Díaz-Molina	127	-
Jorge Lesser García-Huidobro	127	-
Totales	254	-

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 2019 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2020.

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 2019 y 2018, son las siguientes:

Director	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Iván Díaz-Molina	1.528	1.762
Jorge Lesser García-Huidobro	1.528	1.762
Totales	3.056	3.524

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

La Sociedad no tiene ejecutivos directamente remunerados por ella.

9. Inventarios

El detalle de este rubro es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2019:

Clases de inventario	Bruto	Neto	Provisión
	M\$	Realizable	M\$
		M\$	
Materiales de operación y mantenimiento	95.475	95.219	256
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	2.120	2.120	-
Totales	97.595	97.339	256

Al 31 de diciembre de 2018:

Clases de inventario	Bruto	Neto	Provisión
	M\$	Realizable	M\$
		M\$	
Materiales de operación y mantenimiento	82.817	80.863	1.954
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	3.475	3.475	-
Totales	86.292	84.338	1.954

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

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un cargo de M\$1.742 para el año 2019 y un abono de M\$108 para el año 2018.

Movimiento Provisión	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Provisión año	1.742	(108)
Aplicaciones a provisión	(3.440)	(162)
Totales	(1.698)	(270)

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

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

Inventarios utilizados durante el período según gasto	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Materias primas y consumibles utilizados (*)	351.757	311.426
Otros gastos por naturaleza (**)	199.708	150.427
Totales	551.465	461.853

(*) Ver Nota 20.

(**) Materiales utilizados para el mantenimiento del Sistema Eléctrico.

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2019 ascienden a M\$1.583.557 (M\$932.950 en 2018) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2019 ascienden a M\$305.123 (M\$31.696 en 2018).

10. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Activos por impuestos corrientes	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Impuesto renta por recuperar	-	198.774
Crédito Sence	-	4.871
Crédito Activo Fijo	-	27.963
Impuesto por recuperar año anterior	379.728	370.538
Totales	379.728	602.146

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Pasivos por impuestos corrientes	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Impuesto a la renta	582.011	-
Iva Débito fiscal	492.968	417.501
Otros	806	834
Totales	1.075.785	418.335

11. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

Activos Intangibles Neto	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Activos Intangibles Identificables Neto	510.166	510.166
Servidumbres	510.166	510.166
Software	-	-

Activos Intangibles Bruto	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Activos Intangibles Identificables Bruto	511.899	511.899
Servidumbres	510.166	510.166
Software	1.733	1.733

Amortización Activos Intangibles	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Activos Intangibles Identificables	(1.733)	(1.733)
Servidumbres	-	-
Software	(1.733)	(1.733)

El activo intangible, no muestra movimiento para el año 2019 y 2018.

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

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

12. Propiedades, planta y equipo

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/12/2019 M\$	31/12/2018 M\$
Propiedades, Planta y Equipo	19.721.320	17.583.927
Planta y Equipo	16.510.024	15.703.661
Equipamiento de Tecnologías de la Información	77.396	126.992
Construcción en Curso	3.102.850	1.746.378
Otras Propiedades, Planta y Equipo	31.050	6.896

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/2019 M\$	31/12/2018 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	28.549.168	25.589.470
Planta y Equipo	25.097.076	23.520.932
Equipamiento de Tecnologías de la Información	279.344	279.344
Instalaciones Fijas y Accesorios	5.071	5.071
Construcción en Curso	3.102.850	1.746.378
Otras Propiedades, Planta y Equipo	64.827	37.745

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/12/2019 M\$	31/12/2018 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(8.827.848)	(8.005.543)
Planta y Equipo	(8.587.052)	(7.817.271)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(201.948)	(152.352)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(5.071)	(5.071)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(33.777)	(30.849)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante los años 2019 y 2018, es el siguiente:

Movimiento año 2019	Propiedades Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Construcciones en Curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2019	15.703.661	126.992	-	1.746.378	6.896	17.583.927
Adiciones	367.123			2.685.416		3.052.539
Retiros Valor Bruto	(92.758)				(83)	(92.841)
Retiros y Traspaso Depreciación Acumulada	119.074				564	119.638
Otros (Activación Obras en Curso)	1.363.899			(1.391.064)	27.165	-
Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde						
Construcciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo	(62.120)			62.120		-
Gastos por depreciación	(888.855)	(49.596)			(3.492)	(941.943)
Total movimientos	806.363	(49.596)	-	1.356.472	24.154	2.137.393
Saldo final al 31 de Diciembre de 2019	16.510.024	77.396	-	3.102.850	31.050	19.721.320

Movimiento año 2018	Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Construcciones en Curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2018	15.329.635	149.229	56	1.055.699	8.711	16.543.330
Adiciones	273.823			1.564.543		1.838.366
Retiros Valor Bruto	(66.382)	(2.651)				(69.033)
Retiros y Traspaso Depreciación Acumulada	74.685	2.651			(11)	77.325
Otros (Activación Obras en Curso)	818.604	23.017	10	(842.180)	549	-
Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde						
Construcciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo	31.684			(31.684)		-
Gastos por depreciación	(758.388)	(45.254)	(66)		(2.353)	(806.061)
Total movimientos	374.026	(22.237)	(56)	690.679	(1.815)	1.040.597
Saldo final al 31 de Diciembre de 2018	15.703.661	126.992	-	1.746.378	6.896	17.583.927

La depreciación de estos bienes se presenta en el rubro “Gastos por Depreciación y Amortización” del Estado de resultados integrales.

Informaciones adicionales de propiedades, planta y equipo

- La depreciación de los bienes de propiedades, planta y equipo se presenta en el rubro “Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación”.
- La Sociedad cuenta con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (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.
- El monto de bienes de propiedades, planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2019 y 2018 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 2019 y 2018, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Gasto por impuesto corriente	1.210.756	443.433
Otro gasto por impuesto corriente	47.282	21.586
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	1.258.038	465.019
Gasto por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	177.609	229.244
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	177.609	229.244
Gasto por impuesto a las ganancias, operaciones continuadas	1.435.647	694.263

Impuestos a las ganancias relacionado con otro resultado integral	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(9.330)	(934)
Impuestos a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral	(9.330)	(934)

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 2019 y 2018, es la siguiente:

Conciliación de la ganancia contable multiplicada por las ganancias impositivas aplicables	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Ganancia Contable antes de Impuesto	5.416.740	2.791.901
Total de gasto por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal 27%	(1.462.520)	(753.813)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	43.561	31.745
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(52.956)	(37.773)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	(51.201)	(24.315)
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	87.469	89.893
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	26.873	59.550
Gasto por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(1.435.647)	(694.263)
Tasa impositiva efectiva	26,50%	24,87%

13.2 Impuestos diferidos

a) El detalle de los saldos de impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Diferencias temporarias	Activos		Pasivos	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a propiedades, planta y equipo	-	-	2.024.454	1.826.619
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	16.131	3.362	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de cuentas incobrables	189.797	180.934	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	10.780	8.193	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de obsolescencia	69	527	-	-
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	10.231	10.448	-	-
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	-	-	12.420	14.904
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	25.565	23.260	-	-
Impuestos diferidos otras provisiones	18.652	17.429	-	-
Total Impuestos Diferidos	271.225	244.153	2.036.874	1.841.523

b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación Financiera en los años 2019 y 2018, es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo	Pasivo
	M\$	M\$
Saldo al 01 de enero de 2018	232.817	1.600.033
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	12.246	241.490
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	934	-
Otros incremento (decremento) (*)	(1.844)	-
Saldo al 31 de diciembre de 2018	244.153	1.841.523
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	17.742	195.351
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	9.330	-
Saldo al 31 de diciembre de 2019	271.225	2.036.874

(*) El monto de M\$1.844 incluido en el ítem Otros Incrementos (decrementos), contiene M\$1.844 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.

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

14. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Cuentas por pagar comerciales	3.675.802	2.778.736
Otras cuentas por pagar	263.025	225.560
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	3.938.827	3.004.296

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Proveedores por compra de energía y peajes	3.103.448	2.423.104
Proveedores por compra de combustible y gas	866	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	571.488	355.632
Cuentas por pagar instituciones fiscales	13.662	11.219
Otras cuentas por pagar	249.363	214.341
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	3.938.827	3.004.296

El detalle de cuentas por pagar comerciales con pagos al día al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Proveedores con pago al día	Saldo al				Saldo al			
	31/12/2019				31/12/2018			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	235.828	3.243.523	196.451	3.675.802	218.065	2.448.051	112.620	2.778.736
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	235.828	3.243.523	196.451	3.675.802	218.065	2.448.051	112.620	2.778.736

El detalle de los principales proveedores de Cuentas por pagar comerciales al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Nombre Proveedores	RUT	31/12/2019	
		M\$	%
Cristian Apablaza V.Ing/Cons. EIRL	76.051.781-K	144.149	3,92%
Banco de Chile (**)	97.004.000-5	78.057	2,12%
Telecomunicaciones y Electricidad S. A.	96.524.340-2	74.974	2,04%
COLBUN S.A.	96.505.760-9	55.890	1,52%
Enel Generación Chile S.A.	91.081.000-6	36.184	0,98%
BPC Servicios y Negocios S.A.	76.184.721-K	29.119	0,79%
BCI Factoring S.A. (**)	96.720.830-2	24.906	0,68%
INGELSUR AT LTDA.	76.180.060-4	19.311	0,53%
Aela Generacion S.A.	76.489.426-K	17.260	0,47%
Empresa Distribuidora de Energia Electrica Paillaco S.A.	96.798.200-8	14.091	0,38%
Santiago Solar S. A.	76.378.017-1	13.163	0,36%
Ingenieria y Servicios Ltda.	76.759.840-8	9.947	0,27%
Provisión Energía y Peajes (CEN) (*)		3.063.744	83,35%
Otros Proveedores		95.007	2,58%
Totales		3.675.802	100%

Nombre Proveedores	RUT	31/12/2018	
		M\$	%
ENEL Generación Chile S.A.	91.081.000-6	92.502	3,33%
Telecomunicaciones y Electricidad S.A.	96.524.340-2	64.790	2,33%
CGE S.A.	76.411.321-7	24.785	0,89%
Nuevo Capital S.A.	76.261.789-7	21.891	0,79%
AELA Generación S. A.	76.489.426-K	19.559	0,70%
Ingelsur A.T. Ltda.	76.180.060-4	13.310	0,48%
Portafolio MF SPA (**)	76.786.329-2	13.291	0,48%
Banco Santander - Chile (**)	97.036.000-K	12.568	0,45%
Engie Energía Chile S.A.	88.006.900-4	10.772	0,39%
Provisión Energía y Peajes (CEN) (*)		2.327.692	83,77%
Otros Proveedores		177.576	6,39%
Totales		2.778.736	100%

(*) Energía y peaje pendiente de reliquidación y/o facturación por el Sistema Eléctrico.

(**) Servicio de Factoring contratado por algunos proveedores antes del vencimiento de 30 días.

15. Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

Activos financieros al 31/12/2019	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	7.241.508	-	7.241.508
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	2.010.000	-	2.010.000
Efectivo y equivalentes al efectivo	530.133	-	530.133
Totales	9.781.641	-	9.781.641

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	6.476.148	-	6.476.148
Efectivo y equivalentes al efectivo	275.156	366.109	641.265
Totales	6.751.304	366.109	7.117.413

b) Pasivos Financieros

Pasivos financieros al 31/12/2019	Pasivos financieros a costo amortizado	Totales
	M\$	M\$
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	3.938.827	3.938.827
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	3.081.351	3.081.351
Totales	7.020.178	7.020.178

Pasivos financieros al 31/12/2018	Pasivos financieros a costo amortizado	Totales
	M\$	M\$
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	3.004.296	3.004.296
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	1.858.388	1.858.388
Totales	4.862.684	4.862.684

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 31/12/2019	Valor Libro	Valor Justo
	M\$	M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	197.609	197.609
Saldo en Bancos	332.524	332.524
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	7.091.628	7.091.628
<hr/>		
Pasivos Financieros - al 31/12/2019	Valor Libro	Valor Justo
	M\$	M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	3.938.827	3.938.827

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

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

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

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

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

- Nivel 1: Corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante cuotas de mercados (sin ajustes) en mercado activos y considerando los mismos Activos y Pasivos valorizados.
- Nivel 2: Corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante datos de cotizaciones de mercado, no incluidos en Nivel 1, que sean observables para los Activos y Pasivos valorizados, ya sea directamente (precios) o indirectamente (derivado de los precios).
- Nivel 3: Corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante técnicas de valorización, que incluyan datos sobre los Activos y Pasivos valorizados, que no se basen en datos de mercados observables.

16. Provisiones

16.1 Otras Provisiones corrientes

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Otras provisiones corrientes	Provisiones	
	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Otras provisiones (*)	292.597	159.187
Totales	292.597	159.187

(*) Principalmente provisiones de multas y juicios.

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante los años 2019 y 2018, es el siguiente:

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2019	159.187
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	107.236
Provision no utilizada	(12.697)
Incremento en provisiones existentes	38.871
Total movimientos en provisiones	133.410
Saldo final al 31 de diciembre de 2019	292.597

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2018	116.064
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	75.110
Provisión no utilizada	(26.087)
Incremento en provisiones existentes	976
Provisión utilizada	(6.876)
Total movimientos en provisiones	43.123
Saldo final al 31 de diciembre de 2018	159.187

16.2 Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Provisiones	
	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	39.926	30.346
Provisión por beneficios anuales	148.301	133.462
Totales	188.227	163.808

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante los años 2019 y 2018, es el siguiente:

Movimientos en provisiones	Por vacaciones del personal M\$	Por beneficios anuales M\$	Totales M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2019	30.346	133.462	163.808
Movimientos en provisiones			
Incremento (decremento) en provisiones existentes	35.579	141.355	176.934
Provisión utilizada	(25.999)	(126.516)	(152.515)
Total movimientos en provisiones	9.580	14.839	24.419
Saldo final al 31 de diciembre de 2019	39.926	148.301	188.227

Movimientos en provisiones	Por vacaciones del personal M\$	Por beneficios anuales M\$	Totales M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2018	25.717	58.814	84.531
Movimientos en provisiones			
Incremento (decremento) en provisiones existentes	32.677	135.944	168.621
Provisión utilizada	(28.048)	(61.296)	(89.344)
Total movimientos en provisiones	4.629	74.648	79.277
Saldo final al 31 de diciembre de 2018	30.346	133.462	163.808

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 2019 y 2018, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	31/12/2019 M\$	31/12/2018 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	205.714	132.762
Totales	205.714	132.762

- b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante los años terminados al 31 de diciembre 2019 y 2018, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2019	132.762
Costo por intereses	6.448
Costo del servicio del año	25.639
Costo de periodos anteriores	(1.067)
Variación actuarial por cambio tasa	34.556
Bonos antigüedad	7.376
Saldo al 31 de diciembre de 2019	205.714

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2018	108.266
Costo por intereses	5.439
Costo del servicio del año	15.598
Variación actuarial por cambio tasa	3.459
Saldo al 31 de diciembre de 2018	132.762

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

	31/12/2019	31/12/2018
Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	M\$	M\$
Costo por intereses	6.448	5.439
Costo del servicio del año	25.639	15.598
Bonos antigüedad	7.376	-
Total Gasto reconocido en el estado de resultados	39.463	21.037
Pérdida actuarial neta plan de beneficios definidos	34.556	3.459
Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	74.019	24.496

- d) Hipótesis actuariales utilizadas al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

Tasa de descuento (nominal)	3,57%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	4,5%
Tablas de mortalidad	CB H 2014 / RVM 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 2019, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de 1 punto porcentual en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

Sensibilización de la tasa de descuento	Disminución de	Incremento de
	1% M\$	1% M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos aumento / (disminución) de pasivo	29.802	(24.197)

Sensibilización de tasa esperada de incremento salarial:

Al 31 de diciembre de 2019, 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	Incremento de
	1% M\$	1% M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos (disminución) / aumento de pasivo	(24.064)	28.988

16.4 Juicios y multas

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

16.4.1 Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad, son los siguientes:

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapa Procesal	Monto M\$
LUZ OSORNO	2° Juzgado Civil de Osorno	C-163-2018	Demanda de indemnización de perjuicios (Fuentealba con IM de Osorno y Luz Osorno).	Causa absorbida. Acumulada a causa Rol C-832-2017 1° JLC de Osorno	80.000
LUZ OSORNO	1° Juzgado Civil de Valdivia	C-1904-2019	Hacienda (Fisco con LUZ OSORNO). Ruta 215 Sector Bifurcación Aeropuerto Carlos Hott - Cruce Las Lumas	Pendiente en primera instancia	97.235
LUZ OSORNO	Juzgado Policia Local de Frutillar	929-2019	Ley consumidor Soc. Nannig y Casas Limitada con Luz Osorno	Pendiente en segunda instancia	11.500

Al 31 de diciembre de 2019, la Sociedad ha realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación para ellas. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los estados financieros, que rodea a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar, que la Sociedad cuenta con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 2.000.

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

16.4.2 Multas

Al 31 de diciembre de 2019, las multas cursadas a la Sociedad y aún pendientes de resolución, son las siguientes:

Multas pendientes de resolución de años anteriores						
Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado		Monto Comprometido M\$
LUZ OSORNO	Res. Ex. 299 de fecha 04.02.2013	Validad	No solicitar permiso para atravesos	Pendiente Recurso de Reposición - Decaimiento AA		7.443
LUZ OSORNO	Res. Ex. 14.660 de fecha 04.08.2016	SEC	Calidad de servicio	Recurso de Reposición		9.925

17. Otros Pasivos No Financieros

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No Corrientes	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$	M\$	M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	2.518.448	2.513.210	-	-
Otras obras de terceros	291.250	211.645	-	-
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	816	816
Totales	2.809.698	2.724.855	816	816

Las subvenciones corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación social, netos de los costos realizados por la Sociedad y se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.14.2.

18. Patrimonio

18.1 Patrimonio neto de la Sociedad

18.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 el capital social de Luz Osorno ascendía a M\$10.557.505 y está representado por 7.645 acciones únicas totalmente suscritas y pagadas.

18.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 26 de abril de 2019 se aprobó el pago de un dividendo final de \$274.380,386396337 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018, lo que significó un pago total de M\$2.097.638. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 24 de mayo de 2019.

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 26 de abril de 2018 se aprobó el pago de un dividendo final de \$371.185,145585350 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018, lo que significó un pago total de M\$2.837.710. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 24 de mayo de 2019.

18.1.3 Otras Reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Obras reservas al 31 de diciembre de 2019 y 2018, son los siguientes:

Al 31 de diciembre de 2019:

	Saldo al 01 de enero de 2019 M\$	Reservas de pérdidas actuariales M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2019 M\$
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales, neta de impuestos diferidos	(8.478)	(25.226)	(33.704)
Otras reservas varias	248.539	-	248.539
Totales	240.061	(25.226)	214.835

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

Al 31 de diciembre de 2018:

	Saldo al 01 de enero de 2018 M\$	Reservas de pérdidas actuariales M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2018 M\$
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales, neta de impuestos diferidos	(5.953)	(2.525)	(8.478)
Otras reservas varias	248.539	-	248.539
Totales	242.586	(2.525)	240.061

18.1.4 Ganancias Acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias Acumuladas al 31 de diciembre de 2019 y 2018, son los siguientes:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia acumulada M\$
Saldo Inicial al 01/01/2019	4.777.252	267.829	5.045.081
Ganancia	3.981.093	-	3.981.093
Reverso provisión y pago de dividendo año anterior	(1.468.346)	-	(1.468.346)
Provisión dividendo mínimo del año	(1.194.328)	-	(1.194.328)
Saldo final al 31/12/2019	6.095.671	267.829	6.363.500

La utilidad distributable del ejercicio 2019, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2019, esto es M\$3.981.093.

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia acumulada M\$
Saldo Inicial al 01/01/2018	5.268.516	289.630	5.558.146
Ganancia	2.097.638	-	2.097.638
Realización revaluación	21.801	(21.801)	-
Reverso provisión y pago de dividendo año anterior	(1.986.397)	-	(1.986.397)
Provisión dividendo mínimo del año	(629.292)	-	(629.292)
Tranferencia y otros cambios (*)	4.986	-	4.986
Saldo final al 31/12/2018	4.777.252	267.829	5.045.081

La utilidad distributable del ejercicio 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\$2.097.638.

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 2019 la Sociedad no posee restricciones de envío de flujo a sus Accionistas.

19. Ingresos

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Venta de Energía	19.911.070	17.397.676
Distribución	19.761.143	17.330.732
Residencial	2.843.728	2.339.740
Comercial	4.162.856	4.252.724
Industrial	2.199.342	2.007.082
Otros	10.555.217	8.731.186
Generación y Comercialización	149.927	66.944
Otros ingresos	285.408	262.819
Apoyos	1.836	2.237
Arriendo medidores	29.035	34.071
Cargo por pago fuera de plazo	185.729	183.035
Otros	68.808	43.476
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	20.196.478	17.660.495

Otros Ingresos, por naturaleza	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Construcción de obras y trabajos a terceros	1.417.506	407.121
Venta de materiales y equipos	52.842	34.094
Arrendamientos	60.033	54.402
Intereses créditos y préstamos	1.427	8.992
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	359.131	309.022
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	551.057	188.721
Otros Ingresos	47.881	44.556
Total Otros ingresos, por naturaleza	2.489.877	1.046.908

A continuación se presenta la clasificación de ingresos ordinarios y otros ingresos al 31 de diciembre de 2019 y 2018, según la clasificación establecida por NIIF 15:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Reconocimientos de ingresos en un punto del tiempo		
Venta de Energía Distribución	19.761.143	17.330.732
Generación y Comercialización	149.927	66.944
Otros ingresos	285.408	262.819
Total Ingresos reconocidos en un punto del tiempo	20.196.478	17.660.495
Total Ingresos reconocidos a través del tiempo	-	-
Total ingresos por actividades ordinarias	20.196.478	17.660.495

Otros ingresos, por naturaleza	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Reconocimiento de ingresos en un punto del tiempo		
Venta de materiales y equipos	52.842	34.094
Arrendamientos	60.033	54.402
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	359.131	309.022
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	551.057	188.721
Otros Ingresos	47.881	44.556
Total Ingresos reconocidos en un punto del tiempo	1.070.944	630.795
Reconocimiento de ingresos a través del tiempo		
Construcción de obras y trabajos a terceros	1.417.506	407.121
Intereses créditos y préstamos	1.427	8.992
Total Ingresos reconocidos a través del tiempo	1.418.933	416.113
Total otros ingresos, por naturaleza	2.489.877	1.046.908

20. Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados Integrales al 31 de diciembre 2019 y 2018, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Compras de energía y peajes	12.627.310	12.666.013
Combustibles para generación y materiales	351.757	311.426
Totales	12.979.067	12.977.439

21. Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro en el Estado de Resultado al 31 de diciembre 2019 y 2018, es el siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	786.479	643.008
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	83.557	57.828
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	38.395	21.038
Activación costo de personal	(114.423)	(67.145)
Totales	794.008	654.729

22. Gasto por Depreciación

El detalle de este rubro en el Estado de Resultado al 31 de diciembre 2019 y 2018, es el siguiente:

Gasto por Depreciación y Amortización	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Depreciaciones	941.943	806.061
Totales	941.943	806.061

23. Otros Gastos Por Naturaleza

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados Integrales al 31 de diciembre 2019 y 2018, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Operación y mantención sistema eléctrico	752.400	827.445
Sistema generación	6.150	-
Mantención medidores, ciclo comercial	266.683	247.203
Operación vehículos, viajes y viáticos	428	727
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	2.343	-
Provisiones y castigos	37.737	(5.640)
Gastos de administración	394.674	193.145
Egresos por construcción de obras a terceros	1.079.313	246.695
Otros gastos por naturaleza	60.501	26.948
Totales	2.600.229	1.536.523

24. Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Resultado Financiero	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	38.912	44.384
Otros ingresos financieros	3.881	32
Total Ingresos Financieros	42.793	44.416
Otros gastos financieros	(9.505)	(11.456)
Activación gastos financieros	-	2.343
Total Costos Financieros	(9.505)	(9.113)
Resultado por unidades de reajuste	19.917	23.210
Diferencias de cambio	4	39
Positivas	4	60
Negativas	-	(21)
Total Resultado Financiero	53.209	58.552

25. Medio Ambiente

Durante los años 2019 y 2018, la Sociedad no ha efectuado desembolsos significativos relacionados con temas medioambientales. No existen montos comprometidos relevantes.

26. Garantías Comprometidas con Terceros

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

Las garantías entregadas al 31 de diciembre de 2019 son las siguientes según beneficiario relevante:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Activos Comprometidos		Valor Garantía M\$	Fecha de liberación		
	Nombre	Relación	Tipo de Garantía	Moneda		2020 M\$	2021 M\$	2022 M\$
Gobierno Regional de Los Lagos	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Peso	2.747.145	2.062.883	580.308	103.954
Director de Vialidad	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	326.413	125.724	200.689	-
Totales					3.073.558	2.188.607	780.997	103.954

27. Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2019 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\$78.751 (M\$76.681 en 2018).

28. Moneda Extranjera

	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2019 M\$	31/12/2018 M\$
ACTIVOS				
ACTIVOS CORRIENTES				
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	U.F.	Peso chileno	5.600	6.181
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			5.600	6.181
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	Peso chileno	25.040	29.042
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			25.040	29.042
TOTAL ACTIVOS			30.640	35.223
PASIVOS				
PASIVOS CORRIENTES				
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	U.F.	Peso chileno	254	-
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			254	-
TOTAL PASIVOS			254	-

29. Hechos Posteriores

El 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud caracterizó el brote de una cepa del nuevo coronavirus ("COVID-19") como una pandemia que ha resultado en una serie de medidas de salud pública y emergencia que se han puesto en marcha para combatir la propagación del virus. La duración y el impacto de COVID-19 se desconocen en este momento y no es posible estimar de manera confiable el impacto que la duración y la gravedad de este evento tendrá en los resultados financieros y la condición de la Sociedad en períodos futuros. Hasta la fecha, las autoridades y sus instituciones han estado tomando una serie de medidas para mitigar los efectos de esta pandemia, tanto desde el punto de vista sanitario, así como los efectos que puede ocasionar en la economía del país.

Para la Sociedad, la prioridad ha sido mantener la continuidad operacional y del suministro según los estándares requeridos por la normativa vigente cuidando de sus trabajadores, contratistas y clientes, ante los posibles efectos del brote de COVID-19, además de considerar las medidas gubernamentales que se están tomando para reducir su propagación. Adicionalmente, se están tomando medidas que puedan aliviar la economía de los clientes más vulnerables, así como también mitigar los posibles efectos en la liquidez de la Sociedad.

Sin embargo, aunque los resultados financieros a partir de 2020 podrían verse afectados negativamente por esta interrupción, actualmente no es posible estimar la gravedad o duración general de cualquier impacto adverso resultante en el negocio, condición financiera y/o resultados de operaciones de la Sociedad, que pueda ser material.

En el período comprendido entre el 1 de enero de 2020 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros, no han ocurrido otros hechos significativos que afecten a los mismos.

Análisis Razonado
Estados Financieros – Compañía Eléctrica Osorno S.A.
Al 31 de diciembre de 2019

I. Análisis del Estado de Situación Financiera.

	Dic-19	Dic-18	Diferencia	Variación
	MM\$	MM\$	MM\$	%
Activos corrientes	8.103	7.624	479	6%
Activos no corrientes	22.663	18.523	4.140	22%
Total activos	30.766	26.147	4.619	18%
Pasivos corrientes	11.386	8.329	3.057	37%
Pasivos no corrientes	2.243	1.975	268	14%
Patrimonio	17.136	15.843	1.293	8%
Total pasivos y patrimonio	30.766	26.147	4.619	18%

1) Activos

Presentan un aumento de MM\$4.619 respecto de diciembre de 2018, explicado por un aumento en los Activos no corrientes de MM\$4.140 y un aumento en los Activos corrientes de MM\$479.

La variación positiva que presentan los Activos no corrientes es originada principalmente por:

- a) Aumento en Propiedades, planta y equipos (MM\$2.137), debido a la construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones, destinadas a satisfacer las necesidades de crecimiento de energía y clientes, compensado parcialmente con su depreciación.
- b) Aumento en Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes (MM\$2.010), por préstamo otorgado a la sociedad matriz Saesa.

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

- a) Aumento en Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes (MM\$800), principalmente por aumento de reliquidaciones y cobro de diferencias con el Sistema Eléctrico y/o clientes, cuya forma de cancelación aún deben ser instruidas a través de decretos emitidos por el regulador eléctrico.

Lo anterior compensado parcialmente por una disminución de los Activos por impuestos corrientes (MM\$222) y disminución de Efectivo y equivalentes al efectivo (MM\$111).

2) Pasivos

Los pasivos presentan un aumento de MM\$3.325 respecto de diciembre de 2018, explicado por un aumento en los Pasivos corrientes de MM\$3.057 y un aumento en los pasivos no corrientes de MM\$268.

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

- a) Aumento en Cuentas por pagar a entidades relacionadas (MM1.223), principalmente por incremento en cuentas por pagar a Frontel y SGA y aumento en provisión de dividendo mínimo.
- b) Aumento en Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar (MM\$935), principalmente por reliquidaciones pendientes con el Sistema Eléctrico por diferencias que persiguen equipar las tarifas de energía del cliente a nivel nacional y realizar ajustes de precio por indexación a variables macroeconómicas.
- c) Aumento en Pasivos por impuestos corrientes (MM\$657), debido a mayor provisión de Impuesto a la Renta por mejores resultados.

El aumento en los Pasivos No Corrientes es debido principalmente al aumento en los Pasivos por Impuestos Diferidos (MM\$195) por mayores diferencias temporales originadas por la comparación entre depreciación tributaria (acelerada) y financiera que afectan a Propiedades, planta y equipo.

3) Patrimonio

Este rubro presenta un aumento de MM\$1.293 respecto de diciembre de 2018, explicado principalmente por el resultado del ejercicio (MM\$3.981), compensado parcialmente por pago de dividendos en exceso del año anterior (MM\$1.468) y provisión de dividendos mínimo (MM\$1.194).

Principales Indicadores:

		Unidad	Dic-19	Dic-18	Var. %
Liquidez	Liquidez corriente (1)	Veces	0,7	0,9	(22,3%)
	Razón ácida (2)	Veces	0,7	0,9	(22,3%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio neto (3)	Veces	0,8	0,7	22,3%
	Cobertura gastos financieros (4)	Veces	631	393	60,5%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda total (5)	%	83,5%	80,8%	3,4%
	Deuda LP / Deuda total (6)	%	16,5%	19,2%	(14,1%)
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM\$	3.133	1.865	68,0%
	Rotación de inventarios (7)	Veces	34,6	25,7	34,6%
	Permanencia de inventarios (8)	Días	11	14	(25,7%)
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	95	102	(7,0%)
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (10)	MM\$	6.313	3.539	78,4%
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio (anualizado) (11)	%	24,14%	13,03%	85,3%
	Rentabilidad del activo (anualizado) (12)	%	13,99%	7,98%	75,2%
	Rendimiento activos operacionales (anualizado) (13)	%	28,80%	16,02%	79,8%
	Utilidad por acción (14)	\$	520.745	274.380	89,8%

Fórmulas:

(1) **Liquidez Corriente:**

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

(2) **Razón Ácida:**

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

(3) **Deuda / Patrimonio:**

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

(4) **Cobertura Gastos Financieros:**

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

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

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

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

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

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

(7) Rotación de Inventarios:

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

**Considera inversiones propias e inversiones con subsidios.

(8) Permanencia de Inventarios:

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

(9) Rotación Cuentas por Cobrar:

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

(10) Ebitda (12 meses móviles):

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

(11) Rentabilidad del Patrimonio (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{Nº mes del cierre contable}} \right) \times \text{Ganancia (Pérdida)}}{(\text{Patrimonio actual} + \text{Patrimonio año anterior}) / 2}$$

(12) Rendimiento del Activo (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{Nº mes del cierre contable}} \right) \times \text{Ganancia (Pérdida)}}{(\text{Total Activos actual} + \text{Total Activos año anterior}) / 2}$$

(13) Rentabilidad Activos Operacionales (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{Nº mes del cierre contable}} \right) \times \text{Resultado Bruto de la explotación *}}{(\text{Total PPE actual} + \text{Total PPE anterior}) / 2}$$

PPE= Propiedades, Planta y Equipos (neto)

(14) Utilidad por acción:

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

II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida).

	Dic-19 MM\$	Dic-18 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Ingresos de explotación	22.686	18.707	3.979	21%
Materias primas y consumibles utilizados	(12.979)	(12.977)	(2)	0%
Margen de contribución	9.707	5.730	3.977	69%
Gasto por beneficio a los empleados	(794)	(654)	(140)	21%
Otros gastos por naturaleza	(2.600)	(1.537)	(1.063)	69%
Resultado bruto de explotación	6.313	3.539	2.774	78%
Gasto por depreciación y amortización	(942)	(806)	(136)	17%
Resultado de explotación	5.371	2.733	2.638	97%
Resultado financiero	54	58	(4)	(7%)
Otras ganancias (pérdidas)	(8)	1	(9)	(900%)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	5.417	2.792	2.625	94%
Gasto por impuestos a las ganancias	(1.436)	(694)	(742)	107%
Ganancia (pérdida)	3.981	2.098	1.883	90%

1) Resultado de explotación

El resultado de explotación aumento respecto del ejercicio anterior en MM\$2.638, lo que se explica por un mayor margen de contribución (MM\$3.977):

Lo anterior se explica principalmente por:

- a) Mayor margen de Distribución (MM\$ 2.561) principalmente por entrada en vigor en septiembre de 2018 del decreto 5T (ver punto 1b de Principales riesgos), que aumentó la tarifa con el fin de mejorar las inversiones para calidad de suministro (nuevos y más estrictos estándares solicitados por Ley), y por la aplicación de indexaciones por variables económicas (IPC y tipo de cambio principalmente), todo por un monto de MM\$ 1.666 y un aumento de MM\$ 466 por crecimiento (mayores ventas). Adicionalmente mejores ingresos por una disminución en las pérdidas de energía (MM\$ 198) y reliquidaciones (recálculos tarifarios) de años anteriores (MM\$ 130).
- b) Mayores otros ingresos por naturaleza por (MM\$1.443), principalmente por mayor construcción de obras y trabajos a terceros, y mayores ingresos por gestión de demanda (uso eficaz de la energía a clientes industriales).

- c) Mayores gastos del personal (M\$140), principalmente por indexación por IPC e incremento en la dotación promedio. Los incrementos obedecen al crecimiento de la empresa, producto del nivel de inversiones realizado los últimos años y cumplimiento ante mayores exigencias del Regulador, principalmente.
- d) Mayores Otros gastos por naturaleza (MM1.064), principalmente por mayores egresos por construcción de obras a terceros, que se condice con los mayores ingresos.

2) Resultado del periodo

La Sociedad al 31 de diciembre de 2019, obtuvo utilidades por MM\$3.981 lo que implicó un aumento de MM\$1.883 respecto de diciembre de 2018.

III. Análisis del Flujo de Efectivo.

Flujo de Efectivo	Dic-19 MM\$	Dic-18 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
de la Operación	7.210	3.980	3.230	81%
de la Inversión	(5.217)	(2.002)	(3.215)	161%
de Financiación	(2.104)	(2.848)	744	(26%)
Flujo neto del período	(111)	(870)	759	(87%)
Variación en la tasa de cambio	-	-	-	-
Incremento (disminución)	(111)	(870)	759	(87%)
Saldo Inicial	641	1.511	(870)	(58%)
Saldo Final	530	641	(111)	(17%)

El saldo de Efectivo y equivalentes del efectivo a diciembre 2019 alcanzó a MM\$530 menor en un 17% respecto de diciembre de 2018.

- 1) Mayor flujo positivo (variación positiva) de efectivo en Actividades de operación, principalmente por mayores ingresos operacionales netos (mayor Ebitda).
- 2) Mayor flujo negativo (variación negativa) de efectivo por Actividades de Inversión, principalmente por mayores préstamos entregados a entidades relacionadas e inversiones en activo fijo.
- 3) Menor flujo negativo (variación positiva) de efectivo por Actividades de Financiación, principalmente por menor pago de dividendos.

IV. Mercados en que participa.

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

V. Principales Riesgos.

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

1) Riesgos Regulatorio

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

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

La Autoridad busca el óptimo económico, de operación e inversión en cada sistema, cuya tarifa permita la recuperación de la inversión inicial, además de los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente, considerando instalaciones y una organización de tamaño eficiente para la prestación de los servicios tarifados.

La Autoridad puede impulsar cambios en la Regulación, así como en cada fijación tarifaria, que podrían afectar los ingresos actuales de la Sociedad.

A continuación una descripción de cada uno de ellos:

a) Cambio de la regulación

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

Hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica (ver nota N°3 punto 3.3 Marco Regulatorio de los Estados Financieros).

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

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

b) Fijación de tarifas de distribución

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 24 de agosto de 2017 se publicó un nuevo Decreto 11T/2016 de fórmulas de tarifas, que regiría desde noviembre de 2016 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2020.

En diciembre 2017 se publicó la norma técnica de calidad de servicio en distribución (NTDx), la que establece estándares más exigentes de duración y frecuencia de las interrupciones de suministro, niveles de calidad comercial, de calidad de producto y sistemas de medición, monitoreo y control (SMMC). No obstante, estos estándares son exigibles de forma gradual a medida que sus costos se reflejen en las tarifas de distribución. Así, el 27 de septiembre de 2018, se publicó el decreto tarifario del Ministerio de Energía 5T/2018, que busca remunerar en tarifas finales los estándares solicitados por la norma mencionada, que implicarán mayores inversiones, así como mayores gastos. Los aumentos de tarifas se harán en forma gradual siendo compensados parcialmente con reducciones de tarifas anuales producto del reconocimiento de economías de escala en el servicio de distribución. El decreto 5T/2018 viene a complementar el decreto 11T/2016 publicado en 2017 y fija las tarifas de distribución que estarán vigentes hasta el 3 de noviembre de 2020.

Dentro de los nuevos estándares de la NTDx se definió la exigencia de instalar medición inteligente a los clientes finales. Posteriormente, producto de un rechazo de la opinión pública al cambio del medidor y su costo asociado, el Ministerio de Energía anunció (29/04/19) que el cambio a la medición inteligente sería voluntario y que lo cobrado hasta la fecha en la tarifa por este concepto debería ser devuelto por la empresa. A partir de dicho anuncio, se inició un trabajo conjunto con el gobierno para establecer la forma de implementarlo y en función de este trabajo determinar correctamente los montos involucrados, a contar del 26 de agosto de 2019 se comenzó la devolución de los montos asociados a medición inteligente.

Las tarifas de VAD 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, el 24 de julio de 2018 se publicó el decreto 13T/2017 del Ministerio de Energía que fija las nuevas tarifas.

Adicionalmente, producto de la Ley N° 21.194 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21.12.19, denominada Ley Corta, cambia la tasa fija del 10% antes de impuestos, por una tasa de mercado que se fija para cada proceso tarifario, cuyo valor tiene un piso de 6% y un techo de un 8% después de impuestos. Adicionalmente, establece que a partir del 1° de enero del año 2021, las empresas distribuidoras deberán implementar el giro exclusivo de distribución conforme las condiciones que CNE defina en una Resolución Exenta al efecto. Además, se reemplaza el mecanismo de Estudios ponderados para fijación de la tarifa (2/3 estudio CNE + 1/3 Estudio Empresas) por un único Estudio encargado por la CNE, pero sujeto a observaciones y eventuales discrepancias ante el Panel de Expertos. Los cambios introducidos por la Ley Corta deberán ser consideradas en el próximo proceso tarifario que establecerá las tarifas para el período noviembre de 2020 a noviembre de 2024.

Producto de la Ley N°21.194 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21.12.19, los niveles de precios asociados al valor agregado de distribución permanecerán constantes hasta octubre 2020 y las diferencias que se produzcan con respecto a haber aplicado la correcta indexación serán incorporados a las tarifas resultantes de los siguientes procesos de fijación. Se encuentra en curso el proceso de fijación noviembre 2020 – octubre 2024 dónde se incorporarán estos saldos, los que serán reajustados sólo por IPC.

Los cambios aquí indicados y los que vengan en el futuro podrían afectar los flujos de la empresa. Los riesgos relacionados con estos cambios son monitoreados continuamente con el objeto de proteger los activos de la Sociedad y sus filiales y rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la Reglamentación vigente, esto es, envío de observaciones a la CNE, discrepancias ante el Honorable Panel de Expertos o presentaciones ante la Contraloría General de la República, según sea el caso.

2) Contratos de suministro clientes regulados

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

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

Cabe mencionar que la quiebra de un suministrador no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados, debido a los cambios legales introducidos mediante la Ley N° 20.805 del 2015 que permiten el traspaso de excedentes entre distribuidoras.

Producto de la entrada en vigencia de la Ley N°20.805, durante el primer trimestre de cada año, la CNE solicita a todas las Distribuidoras el envío de las proyecciones de demanda de clientes regulados. Con esa información, más ajustes de la proyección por parte de la Comisión, esta autoridad emite un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó el proceso de licitación 2017/01 (enero 2024 – diciembre 2043), cuya adjudicación se realizó en octubre 2017, por el 100% de la energía licitada. Se estima que el 2026 podría requerirse energía regulada por lo que se está licitando espera un nuevo proceso de licitación para fines del 2020 por alrededor de 5,600 GWh/año con entrega de ofertas para el segundo semestre del 2020.

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

3) Abastecimiento de energía

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

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

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

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