



Reporte Anual 2019

Índice

CARTA DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO	3
VISIÓN CORPORATIVA	6
ANTECEDENTES DE LA SOCIEDAD	7
ANTECEDENTES RELEVANTES	8
RELACIÓN DE LA PROPIEDAD	9
PROPIEDAD Y CONTROL	10
GOBIERNO CORPORATIVO	11
RESPONSABILIDAD SOCIAL Y DESARROLLO SOSTENIBLE	14
ADMINISTRACIÓN	18
ESTRUCTURA ORGANIZATIVA	19
MARCHA DE LA EMPRESA	20
LÍNEA DE TIEMPO	32
DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN CHILE	34
MARCO REGULATORIO	38
ACTIVIDADES DE LA SOCIEDAD	40
FACTORES DE RIESGO	44
GESTIÓN FINANCIERA	49
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.



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.

ANTECEDENTES DE LA SOCIEDAD

Razón Social

Empresa Eléctrica de Aisén S.A.

Nombre de Fantasía

Edelayesen

Rol Único Tributario

88.272.600-2

Domicilio Legal

Isidora Goyenechea 3621, Piso 20, Las Condes, Santiago

Domicilio Comercial

Bulnes 441, Osorno

Fono

+56 22 414 7500

Fax

+56 22 414 7009

Correo Electrónico

infoinversionistas@saesa.cl

Sitio web

www.gruposaes.cl

Atención Inversionistas

+56 64 238 5400

Tipo de Entidad

Sociedad Anónima Cerrada

Inscripción Registro de Entidades Informantes

Nº28

Fecha de inscripción en el Registro de Entidades Informantes

09/05/2010

DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS

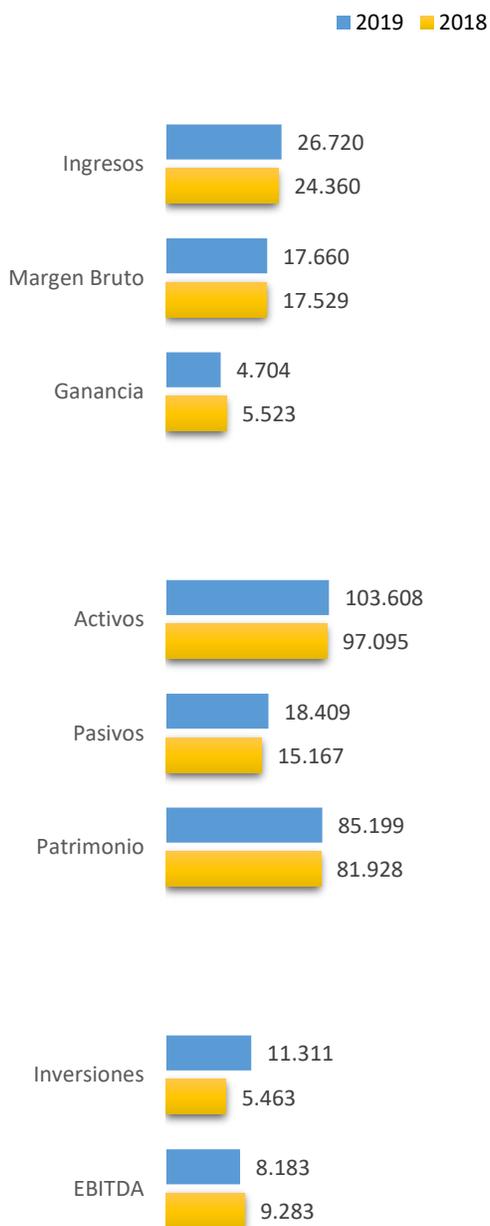
Empresa Eléctrica de Aisén Ltda., es constituida por escritura pública de fecha 26 de febrero de 1982, otorgada en Notaría de Santiago de don Enrique Morgan Torres. Extracto autorizado inscrito a fojas 28 vta. N°18 del Registro de Comercio de Coyhaique de 1982, y publicado en el Diario Oficial de fecha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

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

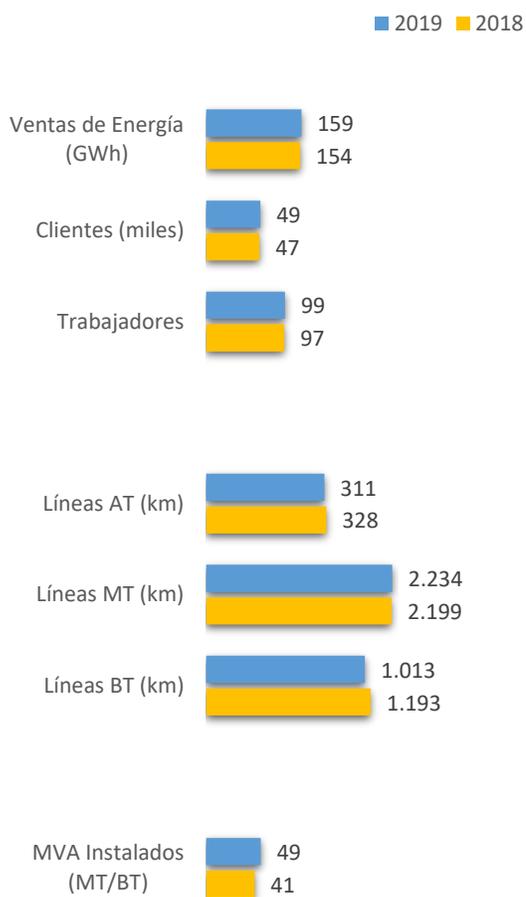
Por escritura pública de fecha 9 de diciembre de 2002, otorgada en la Notaría de Coyhaique de don Teodoro Patricio Durán Palma, cambió su domicilio social a la ciudad de Santiago. Extracto autorizado fue inscrito a fojas 1612 N°1316, del Registro de Comercio de Santiago de 2003, y publicado en el Diario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

ANTECEDENTES RELEVANTES

ANTECEDENTES FINANCIEROS



ANTECEDENTES OPERACIONALES

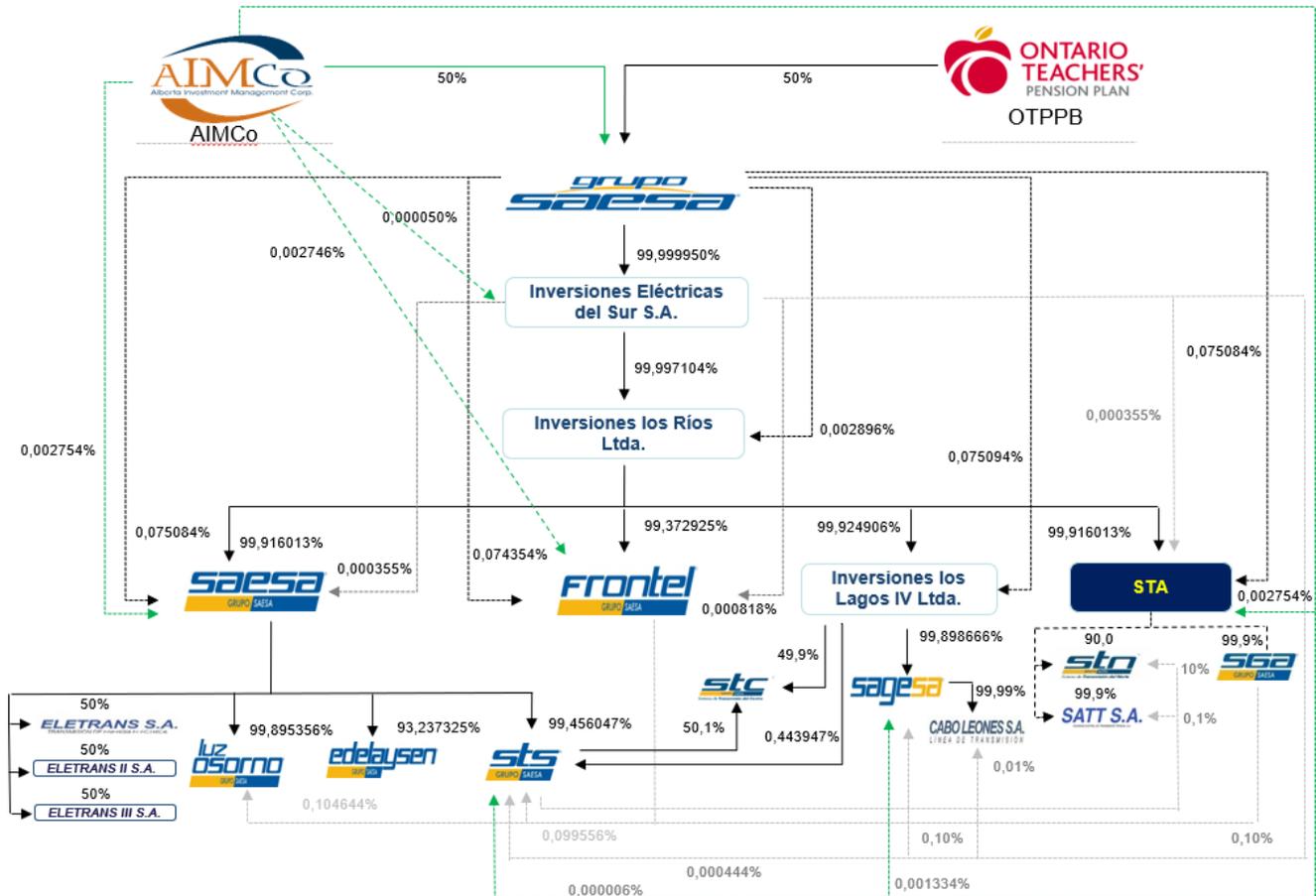


GENERACIÓN

	Cantidad de Centrales		Potencia Instalada (MW)	
	2019	2018	2019	2018
Eólica	1	1	3,1	3,8
Hidroeléctrica	7	7	23,1	24,3
Diesel	19	18	32,6	32,3
Total	27	26	58,8	60,34

RELACIÓN DE LA PROPIEDAD

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



De acuerdo a lo definido en el Título XV de la Ley N°18.045, el controlador de la Compañía, Sociedad Austral de Electricidad S.A., posee un 93,237325% de Edelayesen, en forma directa.

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

PROPIEDAD Y CONTROL

Al 31 de diciembre de 2019 el número de accionistas de Edelayesen alcanzaba los 126, siendo los doce mayores los siguientes:

ACCIONISTAS	TOTAL DE ACCIONES	TOTAL PARTICIPACIÓN
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	35.036.156	93,237325%
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	2.516.231	6,696130%
Productora y Exportadora H.O. L. Chile Ltda.	7.693	0,020472%
Comercial Comtesa S.A.	6.401	0,017034%
Empresa Portuaria Chacabuco	4.986	0,013269%
Corvalán Neira, Sandra Mónica	1.975	0,005256%
Empresa Constructora Condor S.A.	1.745	0,004644%
Lomas del Sol S.A.C.	1.065	0,002834%
Santana Miranda, Osvaldo Marcelo	994	0,002645%
Vera Zuniga, Nelson	30	0,000080%
Contreras Ruiz, Pamela del Carmen	2	0,000005%
Mansilla Ojeda, Estephani Macarena	1	0,000003%
Otros Accionistas Menores	114	0,000303%
	37.577.393	100%

GOBIERNO CORPORATIVO

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

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

DIVERSIDAD EN LA ORGANIZACIÓN

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 30 años	15	1	16
Entre 30 y 40 años	38	7	45
Entre 41 y 50 años	19	6	25
Entre 51 y 60 años	10	-	10
Entre 61 y 70 años	2	-	2
Mayor a 70 años	-	-	-
ANTIGUEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3 años	37	11	48
Entre 3 y 6 años	14	-	14
Entre 6 y 9 años	6	-	6
Entre 9 y 12 años	9	-	9
Mayor a 12 años	18	3	21
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	84	13	97
EXTRANJERA	-	1	1

RESUMEN DIVERSIDAD DEL DIRECTORIO, GERENCIA Y ORGANIZACIÓN

DIVERSIDAD	DIRECTORIO		GERENCIAS		ORGANIZACIÓN		TOTAL		REPRESENTATIVIDAD	
RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menor a 30 años	-	-	-	-	15	1	15	1	14,0%	0,9%
Entre 30 y 40 años	1	-	-	-	38	7	39	7	36,4%	6,5%
Entre 41 y 50 años	2	1	1	-	19	6	22	7	20,6%	6,5%
Entre 51 y 60 años	2	-	-	-	10	-	12	-	11,2%	N/A
Entre 61 y 70 años	1	-	-	-	2	-	3	-	2,8%	N/A
Mayor a 70 años	1	-	-	-	-	-	1	-	0,9%	N/A
ANTIGUEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menor a 3 años	1	-	-	-	37	11	38	11	35,5%	10,3%
Entre 3 y 6 años	1	-	1	-	14	-	16	-	15,0%	N/A
Entre 6 y 9 años	4	-	-	-	6	-	10	-	9,3%	N/A
Entre 9 y 12 años	1	1	-	-	9	-	10	1	9,3%	0,9%
Mayor a 12 años	-	-	-	-	18	3	18	3	16,8%	2,8%
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
CHILENA	3	-	1	-	84	13	88	13	82,2%	12,1%
EXTRANJERA	4	1	-	-	-	-	4	2	3,7%	1,9%
							86,0%	14,0%		
							107			

*Incluye Directorio

BRECHA SALARIAL POR GÉNERO

PROMEDIO TOTAL REMUNERACIONES (HABERES FIJOS + BONOS)

FAMILIA DE CARGO	G. FEMENINO	G. MASCULINO	DIFERENCIA
Administrativo	120%	100%	-20%
Enc. Unidad	74%	100%	26%
Jefes de Área	126%	100%	-26%
Linieros	N/A	100%	100%
Profesionales	100%	100%	0%
Supervisores	N/A	100%	100%
Técnicos	95%	100%	5%

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

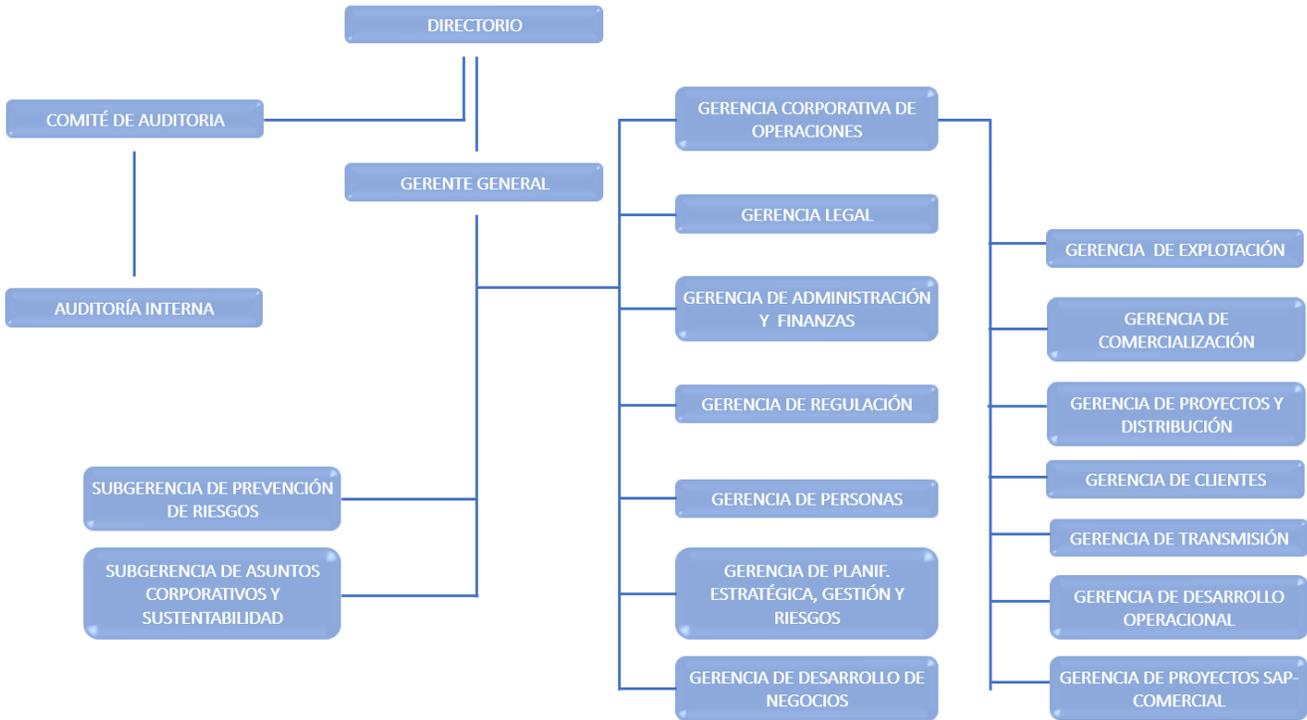
Stephen Best
Contador Público
Extranjero

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 1 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-Loccoz / 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

La estructura organizativa de Edelayesen se compone de la siguiente forma:



MARCHA DE LA EMPRESA

La Sociedad es filial de Sociedad Austral de Electricidad S.A., ambas pertenecientes al Grupo Saesa, y que, en su conjunto, han realizado en 2019, distintas actividades como muestra del compromiso como empresa socialmente responsable, haciéndose presente en todos los ámbitos de acción: comunidad, medioambiente, personas, operaciones y financiero.

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.

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, practico 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 se efectuaron 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.

En 2019 la matriz de Edelayesen, Sociedad Austral de Electricidad realizó 203 reuniones. El grupo empresarial en total se vinculó presencialmente con cerca de 8 mil personas.

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 la matriz conectó 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 en general, mientras que la matriz de Edelayesen (SAESA) benefició 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, 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 alcanzo los 946 kW a través de 16 proyectos fotovoltaicos y eólicos. Durante el año 2019, nos fueron adjudicaron 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 Edelayesen 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 Edelayesen 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 Edelayesen 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 3.711 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 el caso de Edelayesen contempló 1.240 horas.
- 19 jóvenes egresaron de la **Escuela de Linieros**, formando parte de los 183 alumnos pertenecientes a las 11 Escuelas de Linieros (OOMM) que ya se han realizado exitosamente
- 12 jóvenes egresaron de la **Escuela LLVV**, formando parte de los ya 31 alumnos egresados con un alto nivel de especialización.
- En el 2019 finalizó el tercer año consecutivo el PDP, **Programa de Desarrollo de Proveedores** que busca mejorar los estándares de gestión empresarial y de calidad. En esta oportunidad participaron 8 empresas contratistas, 5 de Temuco y 3 de Concepción, logrando 372 horas de formación en el 2019.
- **En cuanto a Responsabilidad social empresarial:**

Curso asistente administrativo: se formaron 15 personas y 750 horas de capacitación.

Curso de Electricidad Domiciliaria: se capacitaron 27 alumnos del Instituto politécnico de Osorno, con un total de 2187 horas de formación.

- 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 a nivel del Grupo 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 Cliente 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 Edelayesen, 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 Edelayesen 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 mejorías 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

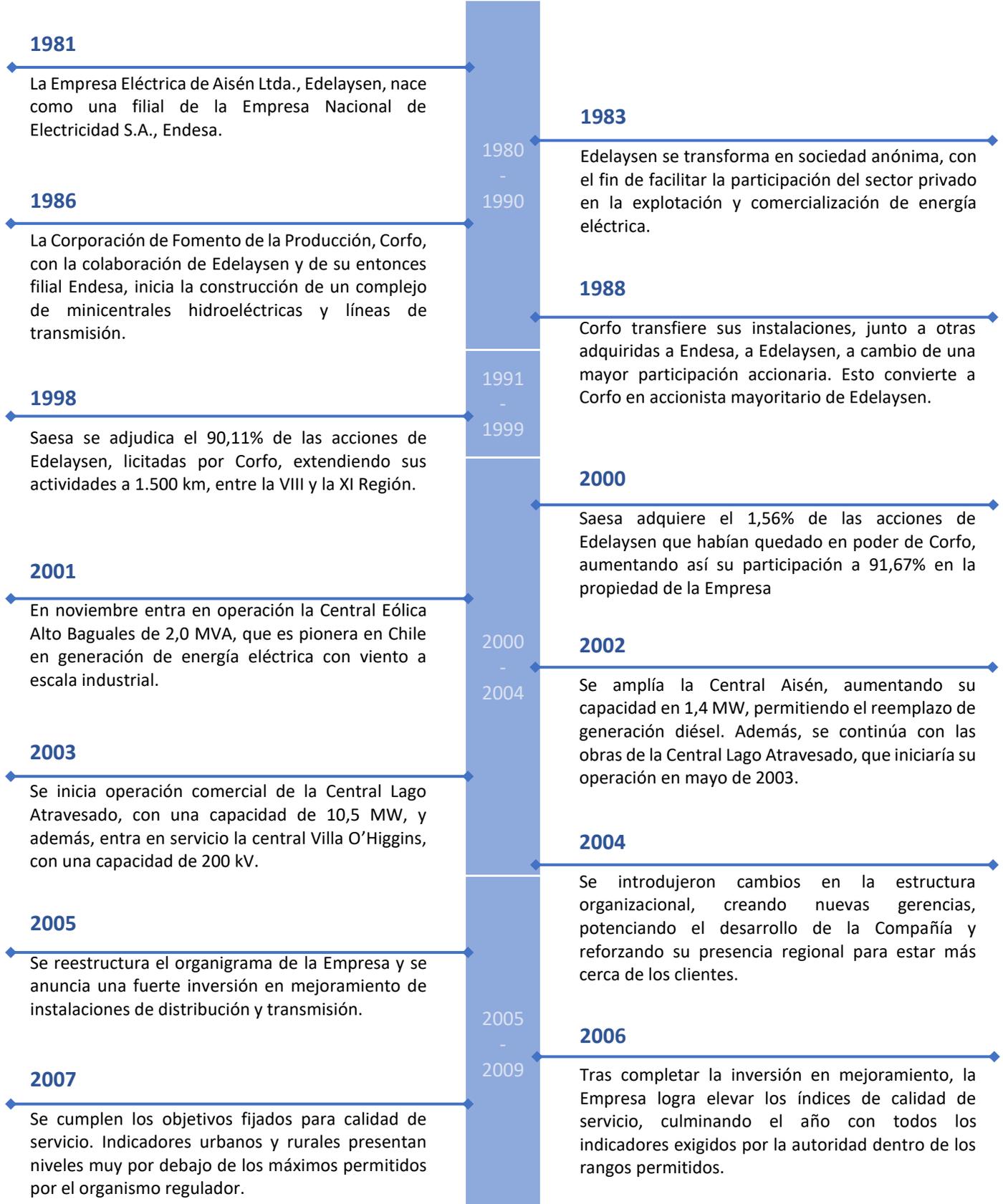
El año 2019 destacó por la exitosa gestión en la venta de proyectos, adjudicación y ejecución de obras y servicios no regulados que se relacionan al ámbito de la energía, gracias a la venta de proyectos y materiales a clientes particulares, con negocios diferenciadores, como la adecuación de postes para 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.

Otro punto destacado es el posicionamiento de STN como empresa prestadora de servicios en el Segmento Minero.

De la misma forma, en 2019 se continuó con la ejecución de proyectos de Alumbrado Público con tecnología led en la comuna de Puerto Varas y llevando energía a zonas de difícil acceso como los proyectos fotovoltaicos implementados en las comunas de Coyhaique, Cochrane, San Juan de la Costa y Fresia.

LÍNEA DE TIEMPO





DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN CHILE

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

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

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

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).

GENERACIÓN ELÉCTRICA

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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 cargo de las generadoras se espera que se saldará 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 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 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.

Norma Técnica de Distribución

Con fecha 18 de diciembre 2017 se publicó la Norma técnica de calidad de servicio en distribución, la que establece estándares más exigentes de duración y frecuencia de las interrupciones de suministro, niveles de calidad comercial, de calidad de producto y sistemas de medición, 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 (29/04/19) 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 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 10.12.19 mediante RE CNE N°763-19, perfeccionado algunos puntos de la norma publicada el 2017.

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.

ACTIVIDADES DE LA SOCIEDAD

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

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

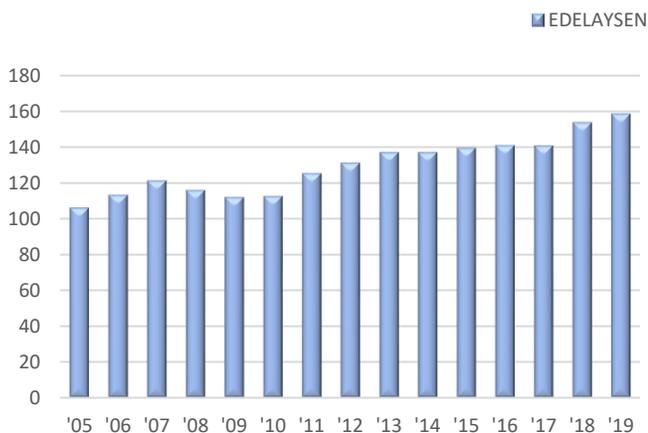
Con el fin de satisfacer la demanda y crecimiento normal del servicio, mejorando la confiabilidad del sistema, la sociedad efectuó inversiones por MM \$11.311 durante el año 2019.

Edelaysen representa un 10,01% del activo de Saesa.

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

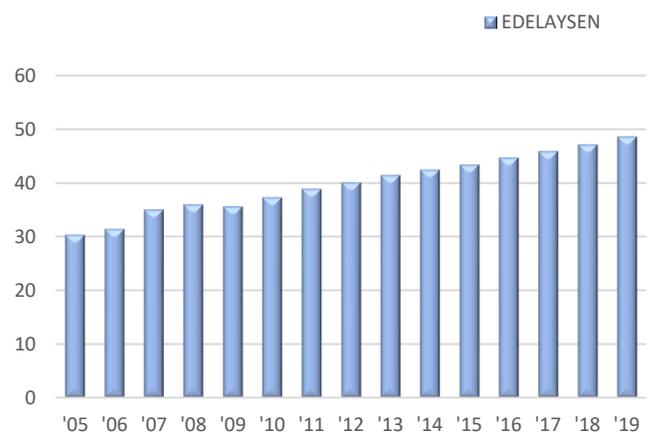
Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos en cuentas corrientes que pagan intereses de mercado, que se calculan por el periodo que dure la operación.

- VENTAS DE ENERGÍA en GWh



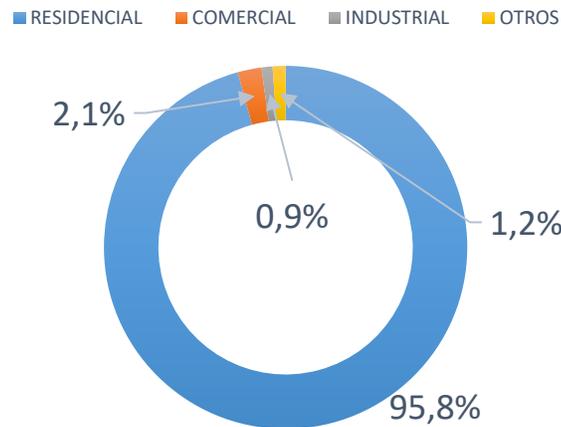
Las ventas de energía durante el 2019 alcanzaron los 159 GWh.

- CLIENTES ATENDIDOS en miles



Edelaysen al cierre del ejercicio 2019 atendía a 49 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, Edelayesen cuenta con 6 decretos con una superficie de 616 km².

PROVEEDORES Y CLIENTES PRINCIPALES

En Edelayesen, empresa principalmente generadora, Copec constituye más del 68% de la compra de petróleo.

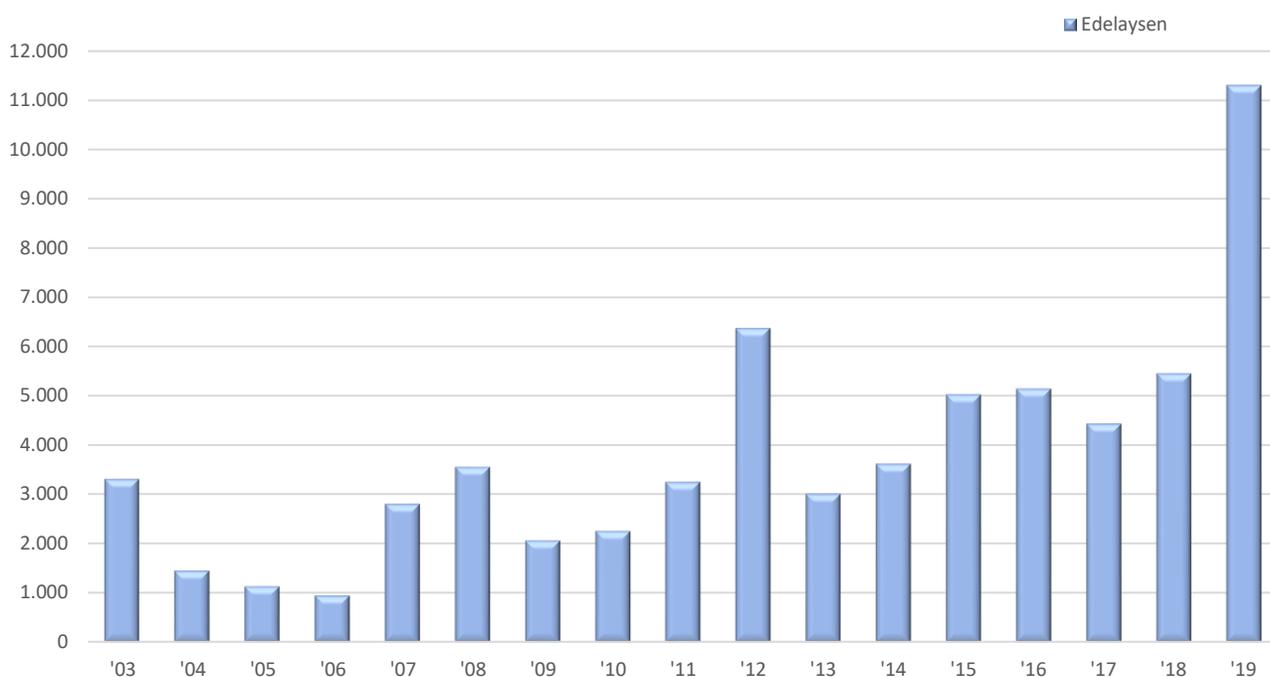
Por otro lado, ningún cliente concentra por sí solo, al menos el 10% total de los ingresos de las empresas distribuidoras de la Compañía.

GENERACIÓN

Sistema	Central	Tipo	Producción de Energía KWh 2019	Energía Generada por Sistema KWh 2019
Puerto Cisnes	NUEVO REINO - TÉRMICO	TÉRMICA	1.480.281	3.715.175
Puerto Cisnes	NUEVO REINO - HIDRO	HIDRÁULICA	2.234.894	
Huichas	CALETA ANDRADE	TÉRMICA	919.432	919.432
Tapera - Amengua	LA TAPERAS	TÉRMICA	493.869	494.204
Tapera - Amengua	AMENGUAL	TÉRMICA	335	
Villa O'Higgins	HIELOS DEL SUR - TÉRMICO	TÉRMICA	388.070	1.112.851
Villa O'Higgins	HIELOS DEL SUR - HIDRO	HIDRÁULICA	724.781	
Palena	FUTALEUFÚ	Térmica	453.639	9.260.777
Palena	PALENA	Térmica	655.932	
Palena	LAGO VERDE	Térmica	5.761	
Palena	PUYUHUAPI	Térmica	64.301	
Palena	LA JUANTA	Térmica	18.314	
Palena	RÍO AZUL	Hidráulica	8.062.830	
Palena	SANTA BÁRBARA	Térmica	3.417.744	3.417.744
Aysén	ALTO BAHUALES	EÓLICA	12.065.476	151.091.177
Aysén	CHACABUCO	TÉRMICA	17.252.388	
Aysén	LAGO ATRAVESADO - HIDRO	HIDRÁULICA	40.298.654	
Aysén	TEHUELCHES	TÉRMICA	31.946.696	
Aysén	PUERTO IBAÑEZ	TÉRMICA	19.868	
Aysén	PUERTO AYSÉN - TÉRMICO	TÉRMICA	2.751.278	
Aysén	PUERTO AYSÉN - HIDRO	HIDRÁULICA	39.997.436	
Aysén	MAÑIHUALES	TÉRMICA	20.127	
Aysén	MONREAL	HIDRÁULICA	6.739.254	
General Carrera	Chile Chico	Térmica	5.877.086	
General Carrera	El traro	Hidráulica	5.748.480	
General Carrera	El traro	Térmica	1.133.254	

INVERSIONES

Edelayesen realiza un plan quinquenal de inversiones, el que contempla, por una parte, “inversiones base”, que consideran los proyectos necesarios para satisfacer la demanda y crecimiento normal del negocio y por otra, proyectos de rentabilidad. El monto anual aproximado del plan de inversiones de Edelayesen para el próximo periodo bordea los MM\$ 5.000, 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 \$11.311 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
Edelaysen	Central Tehuelche	Coyhaique	11,87 MW
	Central Lago Atravesado	Coyhaique	10,50 MW
	Central Chacabuco	Chacabuco	6,80 MW
	Central Hidroeléctrica Aysén	Aysén	7,10 MW
	Otras Centrales	Distintas localidades de la región de Aysén	22,62 MW

SISTEMAS AISLADOS

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

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

SISTEMAS AISLADOS	VENTAS ENERGÍA (MWh)	CLIENTES
Cisnes	3.799	1.322
Huichas	919	504
Villa O'Higgins	1.113	339
Amengual- La Tapera	494	291
TOTAL	6.325	2.456

FACTORES DE RIESGO

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

Los principales riesgos a los cuales está expuesta la sociedad, son los siguientes (la Nota 4. Política de Riesgo de los Estados Financieros y el punto V del Análisis de Riesgo de la Sociedad son complementarios a este punto):

RIESGO REGULATORIO

El mercado eléctrico es una industria regulada, en donde 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 Edelayesen 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 GENERACIÓN

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

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

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

Actualmente la filial Sagesa S.A. está enfocada en la venta de su energía a la filial SGA quien en definitiva comercializa la energía en el mercado spot en el Sistema Interconectado Central. La energía comercializada por SGA, proviene, además de la comprada a Sagesa S.A., de otros generadores del sistema con quienes mantiene contratos de compraventa.

Para los sistemas medianos, la fijación de tarifas de generación es realizada cada cuatro años, reflejando los costos medios de generación eficiente en la zona correspondiente y estableciendo un plan de obras de expansión de carácter obligatorio. Los precios determinados son incorporados a la tarifa total del cliente final. En 2015 se publicaron tarifas para los sistemas medianos que rigen desde noviembre 2014 hasta la fecha y mientras no sean publicadas las nuevas tarifas resultantes del último proceso realizado durante el año 2018, cuya vigencia estará comprendida para el período noviembre 2018 y octubre de 2022. Productor de la ley N° 21.194-19 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21.12.19, las tarifas para los usuarios finales de los SSMM quedan estabilizadas temporalmente, y cuyas diferencias serán saldadas a contar del año 2021.

C) FIJACIÓN DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 24 de agosto de 2017, el Ministerio de Energía publicó un nuevo Decreto Supremo de fórmulas de tarifas (DS N°11T-2017), que regiría desde noviembre de 2016 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2020. Sin embargo, producto de la publicación de la Norma Técnica de Calidad de Servicio en Distribución (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 21.12.19 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 31.12.26, 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 y sus filiales se realiza de modo de mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los pasivos financieros.

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

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

GESTIÓN FINANCIERA

UTILIDAD LIQUIDA DISTRIBUIBLE

La Sociedad no aplica ajustes al ítem “Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora” de 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 distributable 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 distributable por el ejercicio 2019 asciende a M\$ 4.703.738.-

DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES

El Directorio de la sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo N°38 de \$ 37,5524001279 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018. Este dividendo representa un 30% de la utilidad y significa un pago total de M\$ 1.411.121.-

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

CAPITAL SOCIAL

Al 31 de diciembre de 2019 el capital suscrito y pagado de la sociedad ascendía a M\$ 37.005.894, distribuido en 37.577.393 de acciones suscritas y pagadas.

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

	M\$
Capital emitido	37.005.894
Ganancias acumuladas	47.499.989
Otras reservas	692.933
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	85.198.816

DIVIDENDOS

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

DIVIDENDO	FECHA DE PAGO	\$ POR ACCIÓN MONEDA HISTÓRICA	IMPUTADO EJERCICIO
Final N°35	24-05-2017	23,44	2016
Final N°36	27-05-2018	45,21	2017
Final N°37	25-05-2019	44,09	2018

REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO Y EJECUTIVOS PRINCIPALES

DIRECTORES

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 renunciaron a la remuneración que les correspondería por el período del cargo de Director de la Sociedad. Por lo tanto, sólo los siguientes Directores recibieron remuneraciones fijas por el ejercicio de sus funciones, y corresponden a dietas de asistencia:

REMUNERACIÓN DIRECTORIO (M\$)

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

EJECUTIVOS PRINCIPALES

El equipo gerencial de la Sociedad en 2019 está compuesto por un ejecutivo, al igual que durante el año 2018.

Las remuneraciones del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados ascienden a MM\$98 al 31 de diciembre de 2019 y a MM\$95 al 31 de diciembre de 2018.

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

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

Durante el año 2019, no se registraron indemnizaciones por años de servicio percibidas por principales ejecutivos de la sociedad.

DOTACIÓN DE PERSONAL

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

	2019
GERENCIA Y EJECUTIVOS PRINCIPALES	1
PROFESIONALES Y TÉCNICOS	48
ADMINISTRATIVOS Y ELECTRICISTAS	50
TOTAL	99

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 Accionista Edelayesen, 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:

EDELAYSEN: \$44,0963776279 por acción, cuyo número de acciones con derecho a recibirlo ascendió a 37.577.393, lo que significó un pago total de M\$1.657.027.

Modificación Objeto Social

En Junta Extraordinaria de Accionistas de la sociedad Edelayesen 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 de la matriz de Edelayesen, SAESA

Con fecha 18 de diciembre de 2019, la Junta Extraordinaria de Accionistas de 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
Correspondiente a los años terminados
al 31 de diciembre de 2019 y 2018

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

En miles de pesos chilenos – M\$

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

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

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

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN 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	906.076	1.302.949
Otros activos no financieros corrientes		121.645	136.064
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	7	6.252.582	8.537.206
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	8	19.229	54.822
Inventarios corrientes	9	2.216.269	1.899.731
Activos por Impuestos corrientes, corrientes	10	1.447.051	435.048
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.		10.962.852	12.365.820
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		10.962.852	12.365.820
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros activos no financieros, no corrientes		1.059	1.059
Cuentas por cobrar no corrientes	7	605.556	704.391
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	8	17.661.692	18.066.718
Activos intangibles distintos de la plusvalía	11	146.807	147.009
Propiedades, planta y equipo	12	73.806.044	65.470.694
Activos por derechos de uso	13	58.189	-
Activos por impuestos diferidos	14	365.454	339.212
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		92.644.801	84.729.083
TOTAL ACTIVOS		103.607.653	97.094.903

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN 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			
Pasivos por arrendamientos, Corrientes	13	22.967	-
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	15	4.676.596	3.010.869
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	8	1.585.573	1.898.640
Otras provisiones corrientes	17	288.677	123.007
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	10	2.126	1.678
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	17	557.572	570.709
Otros pasivos no financieros corrientes	18	1.871.103	977.436
Pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		9.004.614	6.582.339
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		9.004.614	6.582.339
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivos por arrendamientos, No Corrientes	13	36.944	-
Pasivo por impuestos diferidos	14	8.869.802	8.133.815
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	17	467.207	422.088
Otros pasivos no financieros no corrientes	18	30.270	28.827
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		9.404.223	8.584.730
TOTAL PASIVOS		18.408.837	15.167.069
PATRIMONIO			
Capital emitido	19	37.005.894	37.005.894
Ganancias acumuladas	19	47.499.989	44.207.372
Otras reservas	19	692.933	714.568
TOTAL PATRIMONIO		85.198.816	81.927.834
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		103.607.653	97.094.903

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN 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	01/01/2018 al
Ganancia		31/12/2019	31/12/2018
		M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias	20	23.654.913	21.562.590
Otros ingresos	20	3.065.052	2.797.192
Materias primas y consumibles utilizados	21	(9.060.414)	(6.830.953)
Gastos por beneficios a los empleados	22	(2.824.263)	(2.592.485)
Gasto por depreciación y amortización	23	(2.929.780)	(2.949.292)
Otros gastos, por naturaleza	24	(6.651.926)	(5.653.537)
Otras ganancias (pérdidas)		275	(101.380)
Ingresos financieros	25	627.959	654.194
Costos financieros	25	(3.112)	(1.477)
Diferencias de cambio	25	(5.335)	(3.335)
Resultados por unidades de reajuste	25	41.179	31.930
Ganancia antes de impuestos		5.914.548	6.913.447
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	14	(1.210.810)	(1.390.024)
Ganancia procedente de operaciones continuadas		4.703.738	5.523.423
Ganancia		4.703.738	5.523.423

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN 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		4.703.738	5.523.423
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	17	(29.637)	18.544
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		(29.637)	18.544
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	14	8.002	(5.007)
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del año		8.002	(5.007)
Otro Resultado Integral		(21.635)	13.537
Resultado Integral Total		4.682.103	5.536.960

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN 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										Ganancias acumuladas M\$	Total Patrimonio Neto M\$
	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Superavit de Revaluación M\$	Reserva de diferencias de cambio en conversiones M\$	Reserva de coberturas de flujo de efectivo M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$			
Saldo Inicial al 01/01/2019	37.005.894	-	-	-	-	-	(156.605)	871.173	714.568	44.207.372	81.927.834	
Ajustes de Periodos Anteriores												
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables (NIIF 16)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Patrimonio al 01/01/2019 con aplicación de nuevas normas	37.005.894	-	-	-	-	-	(156.605)	871.173	714.568	44.207.372	81.927.834	
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ganancia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.703.738	4.703.738	
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	(21.635)	-	(21.635)	-	(21.635)	
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.682.103	
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.411.121)	(1.411.121)	
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	-	-	(21.635)	-	(21.635)	3.292.617	3.270.982	
Saldo Final al 31/12/2019	37.005.894	-	-	-	-	-	(178.240)	871.173	692.933	47.499.989	85.198.816	

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Cambio en otras reservas										Ganancias acumuladas M\$	Total Patrimonio Neto M\$
	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Superavit de Revaluación M\$	Reserva de diferencias de cambio en conversiones M\$	Reserva de coberturas de flujo de efectivo M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$			
Saldo Inicial al 01/01/2018	37.005.894	-	-	-	-	-	(170.142)	871.173	701.031	40.333.499	78.040.424	
Ajustes de Periodos Anteriores												
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables (NIIF 9)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.477	7.477	
Saldo Inicial Reexpresado	37.005.894	-	-	-	-	-	(170.142)	871.173	701.031	40.340.976	78.047.901	
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ganancia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.523.423	5.523.423	
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	13.537	-	13.537	-	13.537	
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.536.960	
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.657.027)	(1.657.027)	
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	-	-	13.537	-	13.537	3.866.396	3.879.933	
Saldo Final al 31/12/2018	37.005.894	-	-	-	-	-	(156.605)	871.173	714.568	44.207.372	81.927.834	

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN 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		35.321.513	26.852.653
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		35.306.362	26.716.103
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		-	77.137
Otros cobros por actividades de operación		15.151	59.413
Clases de pagos		(22.132.928)	(19.060.208)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(19.439.734)	(16.347.013)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(2.693.194)	(2.713.195)
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(464.154)	(1.347.080)
Fujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		12.724.431	6.445.365
Fujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		(4.541.000)	(700.000)
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(12.574.181)	(6.196.042)
Cobros a entidades relacionadas		4.946.027	2.002.000
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		720.850	600.497
Fujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(11.448.304)	(4.293.545)
Fujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(9.495)	-
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación		(1.656.830)	(1.698.379)
Intereses pagados		(1.068)	-
Fujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(1.667.393)	(1.698.379)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio			
		(391.266)	453.441
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(5.607)	(2.170)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(5.607)	(2.170)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(396.873)	451.271
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del año		1.302.949	851.678
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año	6	906.076	1.302.949

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

ÍNDICE

1. Información General y Descripción del Negocio	10
2. Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas	10
2.1. Principios contables	10
2.2. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas	10
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 y Derechos de Agua	14
2.9.2. Programas informáticos	14
2.9.3. Costos de investigación y desarrollo	14
2.9.4. Deterioro de los activos no financieros	14
2.10. Arrendamientos	15
2.10.1. Sociedad actúa como arrendatario	15
2.10.2. Sociedad actúa como arrendador	16
2.11. Instrumentos financieros	16
2.11.1. Clasificación y medición inicial de los activos financieros	16
2.11.2. Medición posterior de los activos financieros	17
2.11.3. Deterioro de activos financieros no derivados	18
2.11.4. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	18
2.11.5. Clasificación, medición inicial y posterior de los pasivos financieros	18
2.11.6. Instrumentos de patrimonio	19
2.12. Inventarios	19
2.13. Otros pasivos no financieros	19
2.13.1. Ingresos diferidos	19
2.13.2. Subvenciones estatales	19
2.13.3. Obras en construcción para terceros	20
2.14. Provisiones	20
2.15. Beneficios a los empleados	20
2.16. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	21
2.17. Impuesto a las ganancias	21
2.18. Reconocimiento de ingresos y gastos	22
2.19. Dividendos	23
2.20. Estado de flujos de efectivo	23
2.21. Nuevos pronunciamientos contables	24
3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	26
3.1. Generación eléctrica	26
3.2. Distribución	27
3.3. Marco regulatorio	28
3.3.1. Aspectos generales	28
3.3.2. Ley Net Metering	28
3.3.3. Ley de Concesiones	28
3.3.4. Ley de Licitación de ERNC	28
3.3.5. Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos	28
3.3.6. Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local	28
3.3.7. Norma Técnica de Distribución	29
3.3.8. Ley de Generación Residencial	29
3.3.9. Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	29
4. Política de Gestión de Riesgos	30
4.1. Riesgo financiero	30
4.1.1. Tipo de cambio	30
4.1.2. Variación UF	30
4.1.3. Tasa de interés	30

4.1.4	Riesgo de liquidez	31
4.1.5	Riesgo de crédito	31
5.	Juicios y estimaciones de la Administración al aplicar las políticas contables críticas de la entidad	32
6.	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	33
7.	Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar	34
8.	Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas	37
9.	Inventarios	40
10.	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	41
11.	Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	41
12.	Propiedades, Planta y Equipos	43
13.	Activos por Derechos de Uso y Obligaciones por Arrendamientos	44
14.	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos	45
14.1.	Impuesto a la renta	45
14.2.	Impuestos diferidos	46
15.	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	46
16.	Instrumentos financieros por categoría	48
16.1	Valor Justo de instrumentos financieros	49
17.	Provisiones	50
17.1.	Provisiones corrientes	50
17.1.	Otras provisiones corrientes	50
17.2.	Provisiones corrientes, por beneficios a los empleados	51
17.3.	Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados	51
17.4.	Juicios y multas	53
17.4.1	Juicios	53
17.4.2	Multas	54
18.	Otros Pasivos no Financieros	54
19.	Patrimonio	54
19.1	Patrimonio neto de la sociedad	54
19.1.1	Capital suscrito y pagado	54
19.1.2	Dividendos	54
19.1.3	Otras reservas	55
19.1.4	Ganancias acumuladas	55
19.1.5	Gestión de capital	56
19.1.6	Restricciones a la disposición de fondos	56
20.	Ingresos	56
21.	Materias Primas y Consumibles Utilizados	57
22.	Gastos por Beneficios a los Empleados	58
23.	Gasto por Depreciación y Amortización	58
24.	Otros Gastos por Naturaleza	58
25.	Resultado Financiero	59
26.	Medio Ambiente	59
27.	Garantías Comprometidas con Terceros	59
28.	Cauciones Obtenidas de Terceros	60
29.	Moneda Extranjera	60
30.	Hechos Posteriores	60

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN 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

La Sociedad Empresa Eléctrica de Aisén S.A., en adelante para efectos de este informe “Edelayesen” o la “Sociedad”, está inscrita en el Registro Especial de Entidades Informantes con el número 28 y está sujeta a la fiscalización de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), ex Superintendencia de Valores y Seguros.

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

b) Información del negocio

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

2. Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

Los presentes Estados Financieros, se presentan en miles de pesos chilenos 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 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 lo siguiente:

- Estados de Situación Financiera Clasificados de Empresa Eléctrica de Aisén 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 01 de enero de 2019 como parte de la financiación. 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 la transacción. Los activos y pasivos expresados en monedas distintas a la moneda funcional se vuelven a convertir a las tasas de cambio de cierre. Las ganancias y pérdidas por la reconversión se incluirán en las utilidades o pérdidas netas dentro de las otras partidas financieras.

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno.

2.6. Bases de conversión

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional se consideran transacciones en moneda extranjera. Las operaciones que realiza la Sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el año, las diferencias entre el tipo de cambio contabilizado y el que está vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el Estado de Resultados 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 y en moneda reajutable (UF), son traducidos a los tipos de cambio o valores vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros, según el siguiente detalle:

	31/12/2019	31/12/2018
	\$	\$
Dólar Estadounidense	748,74	694,77
Unidad de Fomento (UF)	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.
- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$268.556 por el año terminado al 31 de diciembre de 2019 y a M\$120.063 por el año terminado al 31 de diciembre de 2018 (Ver nota 22).

- 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 del rubro de Propiedades, planta y equipo adquiridos con anterioridad a la fecha en que la Sociedad efectuó su transición a las NIIF, fueron retasados por terceros independientes.

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

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

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

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

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

La Sociedad 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
Sistema de Generación	25-50
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 y Derechos de Agua

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

2.9.2. Programas informáticos

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

2.9.3. Costos de investigación y desarrollo

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

2.9.4. Deterioro de los activos no financieros

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

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

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

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

Cambios posteriores en la agrupación de la UGE o la periodicidad de los flujos de efectivo podrían impactar los valores libros de los respectivos activos.

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

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

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

Cuando el monto recuperable de la UGE es menor al valor libro de las Unidades Generadoras de Efectivo a las que se le ha asignado la plusvalía, se reconoce una pérdida por deterioro. Las

pérdidas por deterioro relacionadas con la plusvalía comprada no pueden ser revertidas en períodos futuros.

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

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

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

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

Variable	Diciembre 2019	Diciembre 2018	Descripción
Tasa de descuento peso (*)	6,80%	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 período de estimación está basado en el plan de negocio de la Sociedad más una perpetuidad.

(*) Tasas a valor nominal.

2.10. Arrendamientos

2.10.1. 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.

2.10.2. 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.

2.11. Instrumentos financieros

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

2.11.1. 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 balance en que se clasifican como activos no corrientes.

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

2.11.2. Medición posterior de los activos financieros

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

- (i) En el caso de los activos financieros reconocidos inicialmente a costo amortizado, deberán ser medidos posteriormente al costo amortizado utilizado el método de la tasa de interés efectiva, la cual descuenta exactamente los pagos o cobros de efectivo futuros estimados durante la vida esperada del activo financiero. Para calcular la tasa de interés efectiva ajustada por calidad crediticia, una entidad estimará los flujos de efectivo esperados teniendo en cuenta todas las condiciones contractuales del instrumento financiero (por ejemplo, pagos anticipados, duración, opciones de compra y similares), y las pérdidas crediticias esperadas.

Los ingresos y gastos financieros, las ganancias y pérdidas cambiarias, el deterioro, así como cualquier ganancia o pérdida en baja en cuentas se reconoce en resultados del año.

- (ii) Los activos financieros reconocidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales, se miden posteriormente a valor razonable. Los ingresos por intereses son calculados utilizando el método de la tasa de interés efectiva, las ganancias y pérdidas

cambiarías 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.

2.11.3. Deterioro de activos financieros no derivados

Los activos financieros, distintos de aquellos valorizados a valor razonable a través de resultados, son evaluados a la fecha de cada estado de situación para establecer la presencia de indicadores de deterioro. Los activos financieros se encuentran deteriorados cuando existe evidencia objetiva de que, como resultado de uno o más eventos ocurridos después del reconocimiento inicial, los flujos futuros de caja estimados de la inversión han sido impactados.

En relación con el deterioro de los activos financieros, NIIF 9 exige un modelo de pérdidas crediticias esperadas, 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.

2.11.4. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación financiera se registra el efectivo en caja, bancos y otras inversiones a corto plazo de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja, con vencimiento de hasta tres meses y que tienen un bajo riesgo de cambios de su valor. En el estado de situación financiera, los sobregiros bancarios se clasifican en el pasivo corriente.

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

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

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

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

- a) Cuentas por pagar comerciales:

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

b) Obligaciones con bancos e instituciones financieras.

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

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

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

2.11.6. Instrumentos de patrimonio

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

2.12. Inventarios

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

2.13. Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.13.1. Ingresos diferidos

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

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

2.13.2. Subvenciones estatales

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

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

2.13.3. Obras en construcción para terceros

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

La Sociedad mide el grado de avance diferenciando según el presupuesto total de la obra (entre mayores o menores a los M\$50.000). Bajo este monto el grado de avance se determina en relación al costo incurrido en el proyecto, por sobre este monto, el avance se medirá de acuerdo a informes técnicos de avance.

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

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

2.14. Provisiones

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

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

2.15. Beneficios a los empleados

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

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

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

- Beneficios post-empleo: Indemnizaciones por años de servicio

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

La obligación de indemnización por años de servicio es calculada de acuerdo a valorizaciones realizadas por un actuario independiente, utilizando el método de unidad de crédito proyectada, la que se actualiza en forma periódica. La obligación reconocida en el

estado de situación financiera representa el valor actual de la obligación de indemnización por años de servicio. Las pérdidas y ganancias actuariales producidas por cambios en los supuestos actuariales se registran en otros resultados integrales 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.

2.16. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

2.17. Impuesto a las ganancias

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

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

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

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

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

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

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

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 será de 65% del monto del impuesto de primera categoría.

2.18. Reconocimiento de ingresos y gastos

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

La Sociedad reconoce ingresos de las siguientes fuentes principales:

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

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

ii) 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.

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

Las otras obras a terceros corresponden a obras eléctricas que construye la entidad y son facturadas y/o cobradas por anticipado a terceros, distintos de subvenciones gubernamentales. Estas generan al inicio un pasivo y una cuenta por cobrar equivalente. En la medida que se avanza en la construcción de la obra se disminuye el pasivo correspondiente hasta el término de la construcción. Los ingresos por construcción de obras a terceros son reconocidos a través del tiempo.

iv) Ingresos por intereses:

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

2.19. Dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como un pasivo en base devengada al cierre de cada año en los estados financieros de la Sociedad en función de la política de dividendos acordada por la Junta o los estatutos, que a la fecha corresponde a lo menos al mínimo obligatorio establecido en el artículo N°79 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas. La Junta de Accionistas es soberana de cambiar el valor indicado, lo que no necesariamente aplica para los próximos años.

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

2.20. Estado de flujos de efectivo

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

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

2.21. 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

a.1) 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 de resultados 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 reevaluar 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.

Impacto en la Contabilización del Arrendatario, (arrendamientos operativos)

NIIF 16 cambia como la Sociedad contabiliza arrendamientos previamente clasificados como arrendamientos operativos bajo NIC 17, los cuales estaban fuera de balance.

En la aplicación de NIIF 16, para todos los arrendamientos, excepto los arrendamientos de corto plazo y bajo valor, la Sociedad:

- a) Reconoció inicialmente activos por derecho de uso (clasificados dentro del rubro “Activos por Derechos de Uso”) y pasivos por arrendamientos (clasificados dentro del rubro “Pasivos por Arrendamientos”) en los Estados de Situación Financiera, medidos al valor presente de los pagos futuros por arrendamiento por un importe total de M\$28.237. En el transcurso del período 2019, se han ido agregando nuevos contratos por un monto de M\$40.364, totalizando al 31 de diciembre de 2019 M\$68.601. El promedio ponderado de la tasa incremental por préstamos de la Sociedad aplicada a los pasivos por arrendamiento reconocidos en el estado de situación financiera en la fecha de aplicación inicial fue de 4,9%.
- b) Reconoció durante el período 2019, depreciación por los activos por derecho de uso e intereses sobre los pasivos por arrendamiento en los Estados de Resultados Integrales, por un importe total de M\$10.604 y M\$1.682 respectivamente;
- c) Separó durante el período 2019, el importe total del efectivo pagado dentro de una porción principal e intereses (presentado dentro de actividades financieras) en los estados de flujos de efectivo, por un importe total de M\$10.563.

Bajo NIIF 16, los activos por derecho de uso serán evaluados por deterioro en conformidad con NIC 36 Deterioro de Activos. Esto reemplaza los requerimientos previos de reconocer una provisión por contratos de arrendamiento onerosos.

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.

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 vigente:

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 ("SEN"), que cubre la zona entre Arica y Antofagasta; el Sistema Interconectado Central ("SIC"), que se extiende desde Tal-Tal a Chiloé. Ambos con capacidades instaladas de generación superiores a los 200 MW. Con fecha 21.11.2017 se produjo la interconexión de ambos sistemas, generando el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

3.1. Generación eléctrica

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

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

3.2. Distribución

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

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

Cada cuatro años, la Autoridad Regulatoria (CNE) fija el Valor agregado de distribución (VAD), así como sus fórmulas de indexación, en base a un proceso de clasificación de cada una de las empresas en áreas típicas y utilizando criterios económicos, tales como densidad de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simulan varias empresas modelo, una en cada área típica, considerando fundamentalmente estándares operacionales y que se asimilan a las empresas reales que correspondan, según sus características. Hasta ahora, la tarifa era fijada finalmente buscando una tasa interna de retorno de 10% antes de impuestos 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 21.12.19, 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 y Zonal y el VAD.

El Precio de Nudo refleja el costo medio de compra de energía y potencia a las generadoras que se adjudicaron las licitaciones de suministro de electricidad, el cual es traspasado a los clientes finales por medio de las empresas distribuidoras. Este precio es definido semestralmente, mediante la publicación en el Diario Oficial del Decreto de Precio de Nudo Promedio que se fija en mayo y noviembre de cada año y con ocasión de la entrada en vigencia de un nuevo contrato de suministro licitado.

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

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

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

b) Ventas a Clientes Libres o cobro de peaje

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

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

Adicionalmente, las empresas distribuidoras reciben ingresos por los servicios asociados al suministro de electricidad o que se presten en mérito de la calidad de concesionario de servicio público ("SSAA"), entre los que se incluyen el arriendo de medidores, corte y reposición de servicio, apoyo a empresas de telecomunicaciones y cargo por cancelación fuera de plazo como algunos de los más relevantes. Las tarifas por este tipo de servicios son fijadas cada 4 años, se determinan con ocasión de cada nuevo proceso tarifario de VAD.

3.3 Marco regulatorio

3.3.1 Aspectos generales

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

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

A continuación, se describen las normas más importantes emitidas:

3.3.2 Ley Net Metering

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

3.3.3 Ley de Concesiones

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

3.3.4 Ley de Licitación de ERNC

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

3.3.5 Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos

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

3.3.6 Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local

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

- a) Reconocimiento de la Generación Local (RGL): Se establece un descuento en el componente de energía de todas las tarifas reguladas de las comunas intensivas en generación eléctrica, el que será asumido por aquellos usuarios de comunas que no son consideradas como intensivas en generación. Así se entrega una señal de costos asociados al suministro eléctrico, compatible con el beneficio que prestan las comunas que poseen capacidad instalada de generación.
- b) Equidad Tarifaria Residencial (ETR): Se modifica el componente "distribución" de las tarifas residenciales (hoy BT1), para así lograr que la diferencia entre el promedio de las cuentas a

nivel nacional y la cuenta más alta no sea superior a un 10% del primero. Esta medida será financiada por todos los clientes sometidos a regulación de precios.

3.3.7 Norma Técnica de Distribución

Con fecha 18 de diciembre 2017 se publicó la Norma técnica de calidad de servicio en distribución, la que establece estándares más exigentes de duración y frecuencia de las interrupciones de suministro, niveles de calidad comercial, de calidad de producto y sistemas de medición, 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 (29/04/19) 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 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 10.12.19 mediante Resolución Exenta CNE N°763-19, perfeccionado algunos puntos de la norma publicada el 2017.

3.3.8 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.

3.3.9 Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

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

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

4. Política de Gestión de Riesgos

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

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

4.1. Riesgo financiero

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

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

4.1.1 Tipo de cambio

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

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

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

Por otro lado, el costo de energía está indexado a variables como el tipo de cambio y al precio de combustibles (petróleo). Sin embargo, éste es traspasado a sus clientes mitigando el impacto en los resultados de la Sociedad.

4.1.2 Variación UF

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

Cabe mencionar que, más del 65% de los ingresos de la Sociedad corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía (UF). Las tarifas de ventas incluyen además en sus en sus indicadores otros factores de actualización, tales como el IPP y el Dólar.

4.1.3 Tasa de interés

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

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

4.1.4 Riesgo de liquidez

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

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

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

4.1.5 Riesgo de crédito

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

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

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

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

En el siguiente cuadro comparativo a diciembre de 2019 y 2018, se 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)	26.719.965	24.359.782
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas (últimos 12 meses)	119.070	95.754
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales	0,45%	0,39%

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 puede ser recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro. En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo efectivo independiente son agrupados en una Unidad Generadora de Efectivo ("UGE") a la cual pertenece el activo. El monto recuperable de estos activos o UGE, es medido como el mayor valor entre su valor razonable y su valor libro.
- **Estimación de deudores incobrables:** La Sociedad estimará el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar, para lo que se establecen porcentajes de provisión según las pérdidas crediticias esperadas.
- **Indemnización por años de servicio:** Las obligaciones reconocidas por concepto de indemnizaciones por años de servicio nacen de convenios colectivos suscritos con los trabajadores de la Sociedad en los que se establece el compromiso por parte de ella. La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de cambios en los supuestos actuariales, es reconocido dentro de otros resultados integrales del período. Los supuestos son establecidos en conjunto con un actuario externo a la Sociedad, e incluyen entre otras las hipótesis demográficas, la tasa de descuento y los aumentos esperados de remuneraciones y permanencia futura.
- **Ingresos y costos de explotación:** La Sociedad considera como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el año, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al cierre del año. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación.
- **Litigios y contingencias:** La Sociedad evalúa periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias, de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad han estimado que se obtendrán resultados favorables, o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.
- **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 razonablemente cierto que una opción de extensión o terminación será ejercida.
 - Determinación de la tasa apropiada para descontar los pagos de arrendamiento.

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	295.918	303.004
Saldo en Bancos	610.158	142.670
Otros instrumentos de renta fija	-	857.275
Totales	906.076	1.302.949

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

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

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

Nombre empresa	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Clasificación de Riesgo	Monto inversión	
				31/12/2019 M\$	31/12/2018 M\$
Edelayesen	Scotia Administradora General de FMS.A. Clipper Serie B	Fondos Mutuos	AA+fm/M1(cl)	-	857.275
Totales				-	857.275

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	906.076	1.302.949
Totales		906.076	1.302.949

d) La siguiente tabla detalla los cambios en los pasivos que se originen de actividades de financiamiento de la sociedad, incluyendo aquellos cambios que representan flujos de efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo al 31 de diciembre 2019.

Flujos de efectivo						Cambios distintos de efectivo						
31/12/2018 M\$	Reembolso de préstamos	Intereses pagados	Préstamos relacionados	Préstamos entidades relacionadas	Pagos por Arrendamientos Financieros	Devengo Intereses	Actualización UF	Actualización TC	Nuevos Arredamientos Financieros	Trasposos	Amortización	31/12/2019 M\$
		(1.068)			(9.495)	1.680	193		68.601			59.911
Totales	-	-	(1.068)	-	(9.495)	1.680	193	-	68.601			59.911

7. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

a) 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	4.041.313	-	6.717.247	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	2.611.375	605.556	2.169.296	704.391
Totales	6.652.688	605.556	8.886.543	704.391

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	3.967.742	-	6.649.826	-
Otras cuentas por cobrar, neto	2.284.840	605.556	1.887.380	704.391
Totales	6.252.582	605.556	8.537.206	704.391

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	73.571	-	67.421	-
Otras cuentas por cobrar	326.535	-	281.916	-
Totales	400.106	-	349.337	-

b) El detalle de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar facturadas y no pagadas o provisionadas al 31 de diciembre 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	4.053.295	289.458	6.013.149	304.402
Energía y peajes	1.816.300	-	4.297.527	-
Anticipos para importaciones y proveedores	690.838	-	86.443	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	68.198	-	68.198,0	-
Convenios de pagos y créditos por energía	195.162	64.650	134.491	86.937
Deudores materiales y servicios	166.650	-	332.108	-
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	923.204	224.808	707.913	217.465
Otros	192.943	-	386.469	-
No Facturados o provisionados	2.306.011	-	2.547.951	-
Diferencias a reliquidar por nuevos decretos	598.246	-	896.997	-
Energía en medidores (*)	1.626.767	-	1.522.723	-
Provisión ingresos por obras	56.576	-	97.843	-
Otros	24.422	-	30.388	-
Otros (Cuenta corriente empleados)	293.382	316.098	325.443	399.989
Totales, Bruto	6.652.688	605.556	8.886.543	704.391
Provisión deterioro	(400.106)	-	(349.337)	-
Totales, Neto	6.252.582	605.556	8.537.206	704.391

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

Principales conceptos de otras cuentas por cobrar corrientes:

Otras cuentas por cobrar	31/12/2019		31/12/2018	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Convenios de pagos y créditos	195.162	64.650	134.491	86.937
Anticipos para importaciones y proveedores	690.838	-	86.443	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	124.774	-	166.041	-
Deudores materiales y servicios	166.650	-	332.108	-
Cuenta corriente al personal	293.382	316.098	325.443	399.989
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	923.204	224.808	707.913	217.465
Otros deudores	217.365	-	416.857	-
Totales	2.611.375	605.556	2.169.296	704.391
Provisión deterioro	(326.535)	-	(281.916)	-
Totales, Neto	2.284.840	605.556	1.887.380	704.391

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2019 es de M\$6.858.138, y al 31 de diciembre de 2018 es de M\$9.241.597.
- b) Las Sociedades de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con lo que establece el DFL4/2006, artículo 136 y 125, están obligadas a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A diciembre de 2019 la Sociedad distribuye energía eléctrica a 48.528 clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito.

Tipo Cliente	Cantidad	Participación ventas ejercicio
		%
Residencial	38.590	32%
Comercial	5.189	28%
Industrial	109	11%
Otros	4.640	29%
Total	48.528	100%

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

- c) Al 31 de diciembre de 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	1.344.857	1.484.135
Con vencimiento entre tres y seis meses	39.821	53.683
Con vencimiento entre seis y doce meses	27.212	21.663
Con vencimiento mayor a doce meses	677	12.796
Total	1.412.567	1.572.277

El deterioro de los activos financieros se mide en base a la madurez de la cartera de acuerdo con los siguientes tramos de antigüedad (en días):

	Venta de energía	Deudores por venta al detalle de productos y servicios
No vencidas	0,0%	0,22%
1 a 30	0,0%	0,49%
31 a 60	1,0%	2,10%
61 a 90	5,0%	26,35%
91 a 180	28,0%	53,62%
181 a 270	47,0%	76,39%
271 a 360	53,0%	81,11%
361 o más	92,0%	100,00%

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

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

d) Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, la estratificación de la cartera, 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		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$
Al día	23.593	5.248.516	287	217.467	23.880	5.465.983	25.174	7.505.934	254	194.151	25.428	7.700.085
Entre 1 y 30 días	9.537	844.856	114	24.548	9.651	869.404	9.985	958.528	113	20.240	10.098	978.768
Entre 31 y 60 días	2.970	434.201	64	13.270	3.034	447.471	2.835	437.396	38	5.607	2.873	443.003
Entre 61 y 90 días	347	33.118	20	7.230	367	40.348	306	71.936	7	691	313	72.627
Entre 91 y 120 días	221	26.752	9	590	230	27.342	210	40.292	10	2.210	220	42.502
Entre 121 y 150 días	137	16.171	7	705	144	16.876	138	21.312	6	430	144	21.742
Entre 151 y 180 días	139	21.983	6	837	145	22.820	129	14.558	6	843	135	15.401
Entre 181 y 210 días	85	10.572	4	1.249	89	11.821	106	18.762	1	167	107	18.929
Entre 211 y 250 días	118	17.843	10	1.922	128	19.765	84	12.547	5	367	89	12.914
Más de 250 días	1.077	333.788	10	2.626	1.087	336.414	898	280.130	20	4.833	918	284.963
Total	38.224	6.987.800	531	270.444	38.755	7.258.244	39.865	9.361.395	460	229.539	40.325	9.590.934

e) Al 31 de diciembre 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	-	-	-	-
Documentos por cobrar en cobranza judicial	34	177.004	37	169.997
Totales	34	177.004	37	169.997

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	263.826
Aumentos (disminuciones) del año	119.921
Montos castigados	(24.167)
Ajuste inicial NIIF 9 (*)	(10.243)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	349.337
Aumentos (disminuciones) del año	119.070
Montos castigados	(68.301)
Saldo al 31 de diciembre 2019	400.106

(*) De acuerdo a la NIIF 9, la Sociedad aplicó el modelo simplificado de pérdidas esperadas para Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar, determinando una disminución de la provisión de deterioro de deudores por M\$10.243 con la correspondiente disminución de Activos por Impuestos Diferidos por M\$2.766 (Nota 14).

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	128.301	109.604
Provisión cartera repactada	(9.231)	74
Castigos del año	(68.301)	(24.167)
Totales	50.769	85.511

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

8. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

a. Accionistas

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

Accionistas	Serie Unica	Total	Participación
Sociedad Austral de Electricidad S. A.	35.036.156	35.036.156	93,24%
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	2.516.231	2.516.231	6,70%
Productora y Exportadora H.O.L. Chile L	7.693	7.693	0,02%
Comercial Comtesa S.A.	6.401	6.401	0,02%
Empresa Portuaria de Chacabuco	4.986	4.986	0,01%
Corvalan Neira Sandra Monica	1.975	1.975	0,01%
Empresa Constructora Condor S.A.	1.745	1.745	0,00%
Lomas del Sol S A C	1.065	1.065	0,00%
Santana Miranda Osvaldo Marcelo	994	994	0,00%
Otros	147	147	0,00%
Totales	37.577.393	37.577.393	100%

b. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

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

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

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

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

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\$
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	1.689	-	-	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	15.338	-	71	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.202	-	238	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	-	17.661.692	54.513	18.066.718
Totales							19.229	17.661.692	54.822	18.066.718

Al 31 de diciembre de 2019, se reclasificaron los préstamos en cuenta corriente con empresas relacionadas desde el corriente al no corriente, esto respecto al capital de la deuda, ya que la Administración de la Sociedad Matriz ha determinado que su recuperabilidad será en un periodo superior a 12 meses.

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\$	269.627	-	344.177	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	-	-	141	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.315.692	-	1.544.636	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	9.686	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director	Menos de 90 días	Director	UF	127	-	-	-
14.655.033-9	Ivan Díaz-Molina	Chile	Remuneraciones Director	Menos de 90 días	Director	UF	127	-	-	-
Totales							1.585.573	-	1.898.640	-

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

RUT	Sociedad	Pais de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31/12/2019		31/12/2018	
					Monto Transacción	Efecto en resultado (cargo)/abono	Monto Transacción	Efecto en resultado (cargo)/abono
					M\$	M\$	M\$	M\$
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Chile		Matriz Común	Recuperación de Gastos	15.267	-	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad Chile		Matriz	Préstamo cuenta corriente (Capital/Intere:	350.513	37.978	(1.302.000)	636.466
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad Chile		Matriz	Recuperación de Gastos	(74.550)	-	55.158	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad Chile		Matriz	Dividendos por pagar	(228.944)	-	(39.162)	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno Chile		Matriz Común	Recuperación de Gastos	-	-	(3.515)	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Fror Chile		Matriz Común	Recuperación de Gastos	(9.686)	-	(75.599)	-

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 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 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, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Christopher Powell y Stephen Best.

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 M\$	31/12/2018 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 M\$	31/12/2018 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 cuenta actualmente con un ejecutivo como empleado directo. Las remuneraciones del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados ascienden a M\$67.930 al 31 de diciembre de 2019 y a M\$67.930 al 31 de diciembre de 2018.

La Sociedad tiene para sus ejecutivos establecidos un plan de incentivo por cumplimiento de objetivos individuales de aportación a los resultados de la sociedad. Estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas. Se paga un anticipo de 25% de una remuneración bruta durante el tercer trimestre de cada año y el saldo es cancelado en el primer semestre del año siguiente. El cargo a resultados del plan de incentivo asciende a M\$31.876 al 31 de diciembre de 2019 y M\$31.876 al 31 de diciembre de 2018.

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

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

9. Inventarios

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2019:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	1.635.805	1.593.320	42.485
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	333.251	329.273	3.978
Petróleo	293.676	293.676	-
Totales	2.262.732	2.216.269	46.463

Al 31 de diciembre de 2018:

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

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

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un cargo M\$50.251 para el año 2019 y un cargo de M\$38.891 para el año 2018.

Movimiento Provisión	31/12/2019 M\$	31/12/2018 M\$
Provisión del año	50.251	38.891
Aplicaciones a provisión	(43.975)	(3.903)
Totales	6.276	34.988

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

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

Inventarios utilizados durante el año según gasto	31/12/2019 M\$	31/12/2018 M\$
Materias primas y consumibles utilizados (*)	8.990.736	6.826.875
Otros gastos por naturaleza (**)	358.027	359.609
Totales	9.348.763	7.186.484

(*) Ver Nota 21.

(**) 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\$5.689.356 (M\$1.903.950 en 2018) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2019 asciende M\$32.666 (M\$18.328 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	335.836	289.164
IVA Crédito fiscal por recuperar	1.043.646	82.884
Crédito Sence	19.894	15.960
Crédito Activo Fijo	24.812	24.177
Impuesto por recuperar año anterior	22.863	22.863
Totales	1.447.051	435.048

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\$
Otros	2.126	1.678
Totales	2.126	1.678

11. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

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

Activos Intangibles Neto	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Activos Intangibles Identificables Neto	146.807	147.009
Servidumbres	33.631	33.631
Derecho de Agua	108.543	108.543
Software	4.633	4.835

Activos Intangibles Bruto	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Activos Intangibles Identificables Bruto	152.692	152.692
Servidumbres	33.631	33.631
Derecho de Agua	108.543	108.543
Software	10.518	10.518

Amortización Activos Intangibles	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Activos Intangibles Identificables	(5.885)	(5.683)
Servidumbres	-	-
Derecho de Agua	-	-
Software	(5.885)	(5.683)

La composición y movimientos del activo intangible durante los años 2019 y 2018, son los siguientes:

Movimiento período 2019		Servidumbre Neto M\$	Derecho de Agua	Software, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2019		33.631	108.543	4.835	147.009
Movim	Gastos por amortización	-	-	(202)	(202)
	Total movimientos	-	-	(202)	(202)
Saldo final al 31 de Diciembre de 2019		33.631	108.543	4.633	146.807

Movimiento año 2018		Servidumbre Neto M\$	Derecho de Agua	Software, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2018		33.631	108.543	5.043	147.217
Movim	Otros (Activación Obras en Curso)	-	-	(5)	(5)
	Gastos por amortización	-	-	(203)	(203)
	Total movimientos	-	-	(208)	(208)
Saldo final al 31 de diciembre de 2018		33.631	108.543	4.835	147.009

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

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

12. Propiedades, Planta y Equipos

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

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	73.806.044	65.470.694
Terrenos	3.445.842	3.402.852
Edificios	4.901.346	4.528.652
Planta y Equipo	49.373.326	48.019.947
Equipamiento de Tecnologías de la Información	59.735	130.936
Instalaciones Fijas y Accesorios	158.354	113.435
Vehículos de Motor	227.566	297.671
Construcciones en Curso	15.028.630	8.442.523
Otras Propiedades, Planta y Equipo	611.245	534.678

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	104.847.891	93.689.333
Terrenos	3.445.842	3.402.852
Edificios	7.372.236	6.796.037
Planta y Equipo	75.400.237	71.714.105
Equipamiento de Tecnologías de la Información	375.106	402.162
Instalaciones Fijas y Accesorios	329.513	248.571
Vehículos de Motor	598.062	607.921
Construcciones en Curso	15.028.630	8.442.523
Otras Propiedades, Planta y Equipo	2.298.265	2.075.162

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(31.041.847)	(28.218.639)
Edificios	(2.470.890)	(2.267.385)
Planta y Equipo	(26.026.911)	(23.694.158)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(315.371)	(271.226)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(171.159)	(135.136)
Vehículos de Motor	(370.496)	(310.250)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(1.687.020)	(1.540.484)

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

Movimiento periodo 2019	Terrenos	Edificios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Construcciones en Curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo,	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2019	3.402.852	4.528.652	48.019.947	130.936	113.435	297.671	8.442.523	534.678	65.470.694
Adiciones	-	-	517.212	-	-	-	10.647.667	59.422	11.224.501
Retiros Valor Bruto	-	-	(23.271)	(32.813)	-	(9.859)	-	-	(65.943)
Retiros y Traspaso Depreciación Acumulada	-	-	47.738	32.813	-	9.857	-	5.358	95.766
Otros (Activación Obras en Curso)	42.990	576.199	3.334.506	5.757	80.942	-	(4.204.075)	163.681	-
Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Co	-	-	(142.315)	-	-	-	142.315	-	-
Gastos por depreciación	-	(203.505)	(2.380.491)	(76.958)	(36.023)	(70.103)	-	(151.894)	(2.918.974)
Total movimientos	42.990	372.694	1.353.379	(71.201)	44.919	(70.105)	6.586.107	76.567	8.335.350
Saldo final al 31 de Diciembre de 2019	3.445.842	4.901.346	49.373.326	59.735	158.354	227.566	15.028.630	611.245	73.806.044

Movimiento año 2018	Terrenos	Edificios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Construcciones en Curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo,	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2018	3.355.818	4.393.647	48.111.700	184.959	128.281	352.725	6.171.431	577.922	63.276.483
Adiciones	-	-	452.078	-	-	-	4.662.349	59.792	5.269.327
Retiros Valor Bruto	-	-	(631.938)	(247)	-	(10.183)	-	(14.934)	(2.277.229)
Retiros y Traspaso Depreciación Acumulada	-	-	602.547	247	-	8.655	-	14.934	2.228.333
Otros (Activación Obras en Curso)	47.034	319.206	2.709.460	20.057	8.178	14.933	(3.201.305)	82.437	-
Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Co	-	-	(767.796)	-	-	-	810.048	(42.252)	-
Gastos por depreciación	-	(184.201)	(2.456.104)	(74.080)	(23.024)	(68.459)	-	(143.221)	(2.795.483)
Total movimientos	47.034	135.005	(91.753)	(54.023)	(14.846)	(55.054)	2.271.092	(43.244)	2.194.211
Saldo final al 31 de diciembre de 2018	3.402.852	4.528.652	48.019.947	130.936	113.435	297.671	8.442.523	534.678	65.470.694

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

Informaciones adicionales de propiedades, planta y equipo

- La depreciación de los bienes de propiedades, planta y equipo se presenta en el rubro “Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación”.
- La Sociedad cuenta con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (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 31 de diciembre 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. Activos por Derechos de Uso y Obligaciones por Arrendamientos

La Sociedad ha adoptado a partir del 1 de enero de 2019, la Norma Internacional de Información Financiera (NIIF) 16 “Arrendamientos” optando por la medición de activo igual al pasivo por arrendamiento, y determinó la tasa de endeudamiento incremental de acuerdo con el plazo del arrendamiento y la naturaleza del activo de derecho de uso. Los activos de derecho de uso registrados a la fecha de aplicación inicial consideran gastos de amortización a través del período del contrato o la vida útil del activo, el que sea menor.

a) Activos por Derechos de Uso

El detalle del movimiento del rubro Activos por Derechos de uso asociado a activos sujetos a NIIF 16 por clase de activo al 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:

Movimiento período 2019	Edificios e Instalaciones, neto	Terrenos, neto	Otros, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2019 antes de la aplicación de NIIF 16	-	-	-	-
Efectos primera aplicación NIIF 16	-	-	-	-
Saldo final al 1 de enero de 2019 después de la aplicación de NIIF 16	-	-	-	-
Reconocimiento inicial NIIF 16 (ver nota 2.21)	7.605	20.632	-	28.237
Gastos por depreciación	(6.345)	(4.259)	-	(10.604)
Incremento (decremento) por diferencias de conversión	159	33	-	192
Adiciones (Nota 2.21)	40.364	-	-	40.364
Saldo final al 31 de diciembre de 2019	41.783	16.406	-	58.189

b) Pasivos por arrendamiento

El desglose por moneda y vencimientos de los pasivos por arrendamientos al 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:

Rut Arrendatario	Nombre Entidad - Arrendatario	Segmento País	Moneda	Arrendamiento asociado a	Corriente			No Corriente					
					Vencimiento		Total corriente al 31/12/2019	Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años		Mas de 5 años	al 31/12/2019
					Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año		Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años		
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	UF	Edificios e Instalaciones	2.886	8.867	11.753	11.279	7.865	6.389	4.996	-	30.529
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	CLP	Terrenos	577	10.637	11.214	1.487	1.560	1.636	1.732	-	6.415
Totales					3.463	19.504	22.967	12.766	9.425	8.025	6.728	-	36.944

c) Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

En el estado de resultados integral por el período terminado al 31 de diciembre de 2019, se incluye un gasto por M\$54.020, que corresponde a los arrendamientos de corto plazo y arrendamientos de activos subyacentes de bajo valor, que se exceptúan de la aplicación de NIIF 16. Al 31 de diciembre de 2018, el monto reconocido en resultados fue de M\$58.489, proveniente de los contratos de arrendamiento calificados como arrendamientos operativos, de acuerdo a NIC 17.

Al 31 de diciembre de 2019, la Sociedad no mantiene contratos significativos en los cuales actúe como arrendador.

14. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

14.1. 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	493.063	550.984
Ajustes por impuestos corrientes de años anteriores		
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	493.063	550.984
Gasto por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	717.747	839.040
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	717.747	839.040
Gasto por impuesto a las ganancias, operaciones continuadas	1.210.810	1.390.024

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	(8.002)	5.007
Impuestos a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral	(8.002)	5.007

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 antes de Impuesto	5.914.548	6.913.447
Total de gasto por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal 27%	(1.596.928)	(1.866.631)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	51.222	99.981
Efecto fiscal de (gastos) ingreso no deducibles para la determinación de la g	(92.259)	(104.531)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	(2.639)	21.075
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) in	429.794	460.082
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	386.118	476.607
Gasto por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(1.210.810)	(1.390.024)
Tasa impositiva efectiva	20,47%	20,11%

14.2. 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	-	-	8.828.222	8.078.735
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	40.611	4.059	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de cuentas incobrables	105.263	91.555	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	38.700	42.566	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de obsolescencia	12.545	10.850	-	-
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	54.490	48.451	-	-
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	-	-	41.580	55.080
Impuestos diferidos relativos a pérdida fiscales	-	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	80.458	80.119	-	-
Impuestos diferidos Arriendos	465	-	-	-
Impuestos diferidos otras provisiones	7.382	46.432	-	-
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	25.540	15.180	-	-
Total Impuestos Diferidos	365.454	339.212	8.869.802	8.133.815

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

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2018	267.900	7.215.690
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	79.085	918.125
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	(5.007)	-
Otros incremento (decremento) (*)	(2.766)	-
Saldo al 31 de diciembre de 2018	339.212	8.133.815
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	18.240	735.987
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	8.002	-
Saldo al 31 de diciembre de 2019	365.454	8.869.802

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

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

15. 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 M\$	31/12/2018 M\$
Cuentas por pagar comerciales	3.762.051	2.313.615
Otras cuentas por pagar	914.545	697.254
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	4.676.596	3.010.869

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	97.243	2.203
Proveedores por compra de combustible y gas	155.691	321.942
Cuentas por pagar importaciones en tránsito	2.525.176	1.107.127
Cuentas por pagar bienes y servicios	983.941	882.343
Dividendos por pagar a terceros	97.413	114.251
Cuentas por pagar instituciones fiscales	40.279	34.405
Otras cuentas por pagar	776.853	548.598
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	4.676.596	3.010.869

El detalle por vencimiento de cuentas por pagar comerciales 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	-	3.117.583	644.468	3.762.051	-	2.313.615	-	2.313.615
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	-	3.117.583	644.468	3.762.051	-	2.313.615	-	2.313.615

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\$	%
Finning Chile S.A.	91.489.000-4	566.057	15,05%
DETROIT CHILE S.A.	81.271.100-8	317.919	8,45%
Global Hydro Energy GmbH	Proveedor Extranjero	316.020	8,40%
ESS TECH INC	Proveedor Extranjero	309.925	8,24%
Cia Petroleo de Chile Copec S. A.	99.520.000-7	204.673	5,44%
Stat-Fire SPA	76.484.085-2	193.919	5,15%
Esmax Distribución SPA	79.588.870-5	139.015	3,70%
Mant.Elec. Jose Bahamonde B.	76.015.234-K	91.143	2,42%
Redak Service and Maintenance	Proveedor Extranjero	90.877	2,42%
Provisión Energía y Peajes (CEN) (*)		92.130	2,45%
Otros Proveedores		1.440.373	38,29%
Totales		3.762.051	100,00%

Nombre Proveedores	RUT	31/12/2018	
		M\$	%
FINNING CHILE S.A.	91.489.000-4	121.372	5,25%
Enrique Valdivieso Valdés	6.497.871-3	119.230	5,15%
Eugenio José Valdes Covar	6.612.761-3	119.230	5,15%
Voith Hydro Ltda.	Proveedor Extranjero	108.231	4,68%
Amelia Ingenieros SpA	76.619.125-8	100.083	4,33%
Aclara Meters, S.L.	Proveedor Extranjero	81.954	3,54%
Cía Petroleo de Chile Copec S. A.	99.520.000-7	81.776	3,53%
Mantención Eléct. Jose Bahamonde B.	76.015.234-K	80.867	3,50%
Ingeniería Electrica Temuco Ltda.	77.467.450-0	72.261	3,12%
Esmax Distribución SPA	79.588.870-5	57.382	2,48%
Servicios Generales Patagonia SpA	76.716.983-3	51.002	2,20%
Stat-Fire SPA	76.484.085-2	48.159	2,08%
Servicios Forestales Vicam SPA	76.608.013-8	47.362	2,05%
Otros Proveedores		1.224.706	52,93%
Totales		2.313.615	100%

16. 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	Derivados de cobertura	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	6.858.138	-	-	6.858.138
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	17.680.921	-	-	17.680.921
Efectivo y equivalentes al efectivo	906.076	-	-	906.076
Totales	25.445.135	-	-	25.445.135

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

b) Pasivos Financieros

Pasivos financieros al 31/12/2019	Pasivos financieros a costo amortizado	Derivados de cobertura	Totales
	M\$	M\$	M\$
Pasivos por Arrendamientos	59.911	-	59.911
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	4.676.596	-	4.676.596
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	1.585.573	-	1.585.573
Totales	6.322.080	-	6.322.080

Pasivos financieros al 31/12/2018	Pasivos financieros a costo amortizado	Derivados de cobertura	Totales
	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financieros, préstamos que devengan interés	-	-	-
Otros pasivos financieros, derivado	-	-	-
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	3.010.869	-	3.010.869
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	1.898.640	-	1.898.640
Totales	4.909.509	-	4.909.509

16.1 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 M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	295.918	295.918
Saldo en Bancos	610.158	610.158
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	6.252.582	6.252.582

Pasivos Financieros - al 31/12/2019	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	4.676.596	4.676.596

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.

17. Provisiones

17.1. Provisiones corrientes

17.1. Otras provisiones corrientes

a) El detalle 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 (*)	288.677	123.007
Totales	288.677	123.007

(*) Principalmente provisiones de multas y juicios

b) El 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	123.007
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	143.943
Provision no utilizada	(13.511)
Incremento en provisiones existentes	63.833
Provisión utilizada	(28.595)
Total movimientos en provisiones	165.670
Saldo final al 31 de diciembre de 2019	288.677

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

17.2. Provisiones corrientes, por beneficios a los empleados

a) El detalle 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)	143.334	157.651
Provisión por beneficios anuales	414.238	413.058
Totales	557.572	570.709

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

Movimientos en provisiones	Por vacaciones del personal	Por beneficios anuales	Totales M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2019	157.651	413.058	570.709
Movimientos en provisiones			
Incremento en provisiones existentes	75.549	381.643	457.192
Provisión utilizada	(89.867)	(380.462)	(470.329)
Total movimientos en provisiones	(14.318)	1.181	(13.137)
Saldo final al 31 de diciembre de 2019	143.333	414.239	557.572

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

17.3. 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	31/12/2018
	M\$	M\$
Indemnizaciones por años de servicio	467.207	422.088
Totales	467.207	422.088

- b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante el año 2019 y 2018, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2019	422.088
Costo por intereses	20.498
Costo del servicio del año	56.240
Costo de periodos anteriores	(975)
Pagos en el año	(82.517)
Variación actuarial por cambio tasa	29.637
Bonos antigüedad	22.236
Saldo al 31 de diciembre de 2019	467.207

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

- 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	20.498	28.416
Costo del servicio del año	56.240	42.575
Total Gasto reconocido en el estado de resultados	76.738	70.991
Pérdida actuarial neta plan de beneficios definidos	29.637	(18.544)
Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	106.375	52.447

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

Tasa de descuento (nominal)	3,57%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	4,50%
Tablas de mortalidad	RVH 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 un 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	68.229	(56.182)

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	(55.887)	66.449

17.4. Juicios y multas

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

17.4.1 Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad son los siguientes:

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapas Procesal	Monto M\$
EDELAYSEN	7° Juzgado Civil de Santiago	C-12102-2015	Indemnización de perjuicios extracontractual. No traslado de Postación. (Constructora San Felipe con EDELAYSEN).	Pendiente en primera instancia	2.927.776
EDELAYSEN	2° Juzgado Civil de Osorno	C-2227-2017	Demanda colectiva por ley del consumidor. Temporales de junio (SERNAC con EDELAYSEN)	Pendiente casacion CS	76.916
EDELAYSEN	1° Juzgado de Letras de Coyhaique	C-280-2018	Indemnización Perjuicios lesiones corte cable (Adasme con EDELAYSEN)	Pendiente en primera instancia	20.000
EDELAYSEN	1° Juzgado de Letras de Coyhaique	C-1749-2017	Indemnización perjuicios lesiones corte cable (Cifuentes con EDELAYSEN)	Pendiente en primera instancia	14.700
EDELAYSEN	2° Juzgado Civil de Puerto Montt	C-4386-2017	Hacienda.Ruta 7 Chaiten. (Fisco con EDELAYSEN)	Pendiente en primera instancia	26.854
EDELAYSEN	Juzgado de Letras Puerto Aysén	C-344-2019	Indemnización de Perjuicios lesiones muñeca (Cardenas con Edelayesen y Municipalidad de Pto.Aysén)	Pendiente en primera instancia	8.800
EDELAYSEN	Juzgado Policia Local de Coyhaique	8298-2019	Ley Consumidor Jean Christian con Edelayesen	Pendiente en primera instancia	12.137

(*) En monto se informa la diferencia solicitada entre el demandante y la tasación realizada por Hombres Buenos.

Al 31 de diciembre de 2019, la Sociedad ha realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los presentes estados financieros, que incluye a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar que la Sociedad cuenta con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 1.000.

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

17.4.2. Multas

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

Multas cursadas en 2019 y pendientes de resolución					
Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
Edelayesen	Res.Ext.12389 de fecha 17.02.2016	SEC	Calidad de Servicio	Recurso de Reposición	9.925

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

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

18. 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)	1.313.037	288.053	-	-
Otras obras de terceros	558.066	689.383	-	-
Otros pasivos no financieros no corrientes (*)	-	-	30.270	28.827
Totales	1.871.103	977.436	30.270	28.827

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

19. Patrimonio

19.1 Patrimonio neto de la sociedad

19.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 el capital social de la Sociedad ascendía a M\$37.005.894 y está representado por 37.577.393 acciones serie única suscritas y pagadas.

19.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 26 de abril de 2019 se aprobó el pago de un dividendo final de \$44,0963776279 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018, lo que significó un pago total de M\$1.657.027. 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 \$45,214365494 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017, lo que significó un pago total de M\$1.699.038. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 26 de mayo de 2018.

19.1.3 Otras reservas

El detalle al 31 de diciembre de 2019 de otras reservas es el siguiente:

	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	(156.605)	(21.635)	(178.240)
Otras reservas varias	871.173	-	871.173
Totales	714.568	(21.635)	692.933

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

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

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

19.1.4 Ganancias acumuladas

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

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ganancia acumulada M\$
Saldo Inicial al 01/01/2019	44.207.372	44.207.372
Ganancia atribuibles a los propietarios de la controladora	4.703.738	4.703.738
Provisión dividendo mínimo del año	(1.411.121)	(1.411.121)
Saldo final al 31/12/2019	47.499.989	47.499.989

La utilidad distributable del año 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\$4.703.738.

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

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

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

19.1.5 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.

19.1.6 Restricciones a la disposición de fondos

Al 31 de diciembre de 2019, la Sociedad no posee restricciones de envío de flujo a sus Accionistas.

20. 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	23.307.972	21.247.043
Distribución	23.307.972	21.247.043
Residencial	7.543.625	7.451.480
Comercial	6.510.053	6.052.435
Industrial	2.475.793	2.472.546
Otros	6.778.501	5.270.582
Transmisión	-	-
Generación y Comercialización	-	-
Otros ingresos	346.941	315.547
Apoyos	32.113	20.878
Arriendo medidores	45.554	58.833
Cargo por pago fuera de plazo	180.347	182.896
Otros	88.927	52.940
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	23.654.913	21.562.590

Otros Ingresos, por naturaleza	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Construcción de obras y trabajos a terceros	1.165.223	1.158.602
Venta de materiales y equipos	393.555	398.745
Arrendamientos	17.860	22.174
Intereses créditos y préstamos	5.217	6.429
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	1.276.296	982.721
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	126.247	170.232
Otros Ingresos	80.654	58.289
Total Otros ingresos, por naturaleza	3.065.052	2.797.192

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	23.307.972	21.247.043
Transmisión	0	0
Generación y Comercialización	0	0
Otros ingresos	346.941	315.547
Total Ingresos reconocidos en un punto del tiempo	23.654.913	21.562.590
Total Ingresos reconocidos a través del tiempo	-	-
Total ingresos por actividades ordinarias	23.654.913	21.562.590

Otros Ingresos, por naturaleza	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Construcción de obras y trabajos a terceros	1.165.223	1.158.602
Venta de materiales y equipos	393.555	398.745
Arrendamientos	17.860	22.174
Intereses créditos y préstamos	5.217	6.429
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	1.276.296	982.721
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	126.247	170.232
Otros Ingresos	80.654	58.289
Total Otros ingresos, por naturaleza	3.065.052	2.797.192

21. 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	69.678	4.078
Combustibles para generación y materiales	8.990.736	6.826.875
Totales	9.060.414	6.830.953

22. Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, en el Estado de Resultados Integrales 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	2.411.698	2.207.097
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	454.206	398.617
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	226.915	106.834
Activación costo de personal	(268.556)	(120.063)
Totales	2.824.263	2.592.485

23. Gasto por Depreciación y Amortización

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

Gasto por Depreciación y Amortización	31/12/2019	31/12/2018
	M\$	M\$
Depreciaciones	2.918.974	2.949.089
Amortizaciones de Intangibles	202	203
Amortización por derechos de uso	10.604	-
Totales	2.929.780	2.949.292

24. 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	1.972.814	1.384.940
Sistema generación	1.398.756	1.197.349
Mantención medidores, ciclo comercial	803.186	719.557
Operación vehículos, viajes y viáticos	198.401	183.020
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	14.034	19.120
Provisiones y castigos	88.402	93.455
Gastos de administración	1.229.882	1.164.394
Egresos por construcción de obras a terceros	731.036	758.781
Otros gastos por naturaleza	215.415	132.921
Totales	6.651.926	5.653.537

25. 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	19.836	17.728
Otros ingresos financieros	608.123	636.466
Total Ingresos Financieros	627.959	654.194
Otros gastos financieros	(3.112)	(1.477)
Total Costos Financieros	(3.112)	(1.477)
Resultado por unidades de reajuste	41.179	31.930
Diferencias de cambio	(5.335)	(3.335)
Positivas	-	1.355
Negativas	(5.335)	(4.690)
Total Resultado Financiero	660.691	681.312

26. Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales efectuados al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Empresa que efectúa el desembolso	Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/12/2019	31/12/2018
			M\$	M\$
Edelayesen	Evaluación plan de manejo	Inversión	-	2.452
Edelayesen	Asesorías medioambientales	Costo	2.037	1.520
Edelayesen	Gestión de residuos	Costo	40.203	24.300
Edelayesen	Reforestaciones	Inversión	5.827	8.378
Edelayesen	Otros gastos medioambientales	Costo	468	569
Edelayesen	Proyectos de inversión	Inversión	1.103	-
Totales			49.638	37.220

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

27. 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			Fecha Liberación Garantía		
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Total	M\$	2020 M\$	2021 M\$
Global Hydro Energy BMBH	Edelayesen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	EURO	815.175	815.175	-	-
Dirección General de Aeronautica Civil	Edelayesen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	4.153	4.153	-	-
Gobierno Regional de Aysen	Edelayesen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	442.485	-	-	442.485
Gobierno Regional de Los Lagos	Edelayesen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	1.016.780	-	-	1.016.780
Director Regional de Vialidad	Edelayesen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	6.369	6.369	-	-

28. Caucciones 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\$462.404 (M\$1.284.929 en 2018).

29. Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2019 M\$	31/12/2018 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	U.F.	Peso chileno	12.500	25.719
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			12.500	25.719
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	Peso chileno	144.878	122.456
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			144.878	122.456
TOTAL ACTIVOS			157.378	148.175
PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2019 M\$	31/12/2018 M\$
PASIVOS CORRIENTES				
Pasivos por Arrendamiento, Corrientes	U.F.	Peso chileno	11.753	-
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	U.F.	Peso chileno	254	-
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			12.007	-
PASIVOS NO CORRIENTES				
Pasivos por Arrendamiento, No Corrientes	U.F.	Peso chileno	30.529	-
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES			30.529	-
TOTAL PASIVOS			42.536	-

30. 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 periodo 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 – Empresa Eléctrica de Aisén S.A.
Al 31 de diciembre de 2019

I. Análisis del Estado de Situación Financiera.

	Dic-19 MM\$	Dic-18 (*) MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Activos corrientes	10.963	12.366	(1.403)	(11%)
Activos no corrientes	92.645	84.729	7.916	9%
Total activos	103.608	97.095	6.513	7%
Pasivos corrientes	9.005	6.582	2.423	37%
Pasivos no corrientes	9.404	8.585	819	10%
Patrimonio	85.199	81.928	3.271	4%
Total pasivos y patrimonio	103.608	97.095	6.513	7%

(*) Para efectos comparativos se reclasificaron los préstamos en cuenta corriente en empresas relacionadas al 31 de diciembre 2018, de acuerdo con lo señalado en nota 8 de los Estados Financieros.

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM\$6.513 respecto de diciembre de 2018, explicado por un aumento en los Activos no corrientes de MM\$7.916 y una disminución en los Activos corrientes de MM\$1.403.

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

- a) Aumento en Propiedades, planta y equipo (MM\$8.335) 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.

La variación negativa que presentan los activos corrientes es originada principalmente por:

- a) Disminución en Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar Corrientes (MM\$2.285), principalmente por cobros a reliquidar por diferencias con el Sistema Eléctrico y/o clientes, cuya forma de cancelación aún debían ser instruidas a través de decretos emitidos por el regulador eléctrico los que se

liquidaron en 2019, posteriormente estos conceptos se han facturado mensualmente.

Lo anterior compensado parcialmente con aumento en Activos por impuestos corrientes (MM\$1.012), principalmente por mayor IVA Crédito Fiscal asociado a las mayores inversiones en activo fijo e impuesto específico al Diesel por mayor generación de centrales que operan con ese combustible (en 2019 ha habido menor cantidad de agua para generación hidráulica respecto de 2018).

2) Pasivos

Los pasivos aumentan en MM\$3.242 respecto de diciembre de 2018, explicado por un aumento en los Pasivos corrientes de MM\$2.423 y en los Pasivos no corrientes de MM\$819.

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

- a) Aumento en Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar (MM\$1.666), principalmente por mayor cantidad de facturas de proveedores que no terminaron el ciclo de compra (importaciones en tránsito).
- b) Aumento en Otros Pasivos no financieros Corrientes (MM\$894), los que corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación rural.

La variación positiva de los pasivos no corrientes se explica principalmente por:

- a) Aumento en Pasivo por impuestos diferidos (MM\$735), debido a mayores diferencias temporales originadas por la comparación entre depreciación tributaria (acelerada) y financiera que afecta a Propiedades, planta y equipo.

3) Patrimonio

Presenta un mayor saldo de MM\$3.271, respecto de diciembre de 2018, explicado por el resultado del ejercicio (MM\$4.704), compensado parcialmente por provisión de dividendos mínimo del periodo (MM\$ 1.411).

Principales Indicadores:

		Unidad	Dic-19	Dic-18	Var. %
Liquidez	Liquidez corriente (1)	Veces	1,2	1,9	(35,2%)
	Razón ácida (2)	Veces	1,0	1,6	(38,9%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio neto (3)	Veces	0,2	0,2	16,7%
	Cobertura gastos financieros (4)	Veces	2.728	9.283	(70,6%)
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda total (5)	%	48,9%	43,4%	12,7%
	Deuda LP / Deuda total (6)	%	51,1%	56,6%	(9,8%)
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM\$	11.311	5.463	107,0%
	Rotación de inventarios (7)	Veces	5,5	3,1	75,7%
	Permanencia de inventarios (8)	Días	66	117	(43,1%)
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	71	106	(33,2%)
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (10)	MM\$	8.184	9.283	(11,8%)
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio (anualizado) (11)	%	5,63%	6,91%	(18,5%)
	Rentabilidad del activo (anualizado) (12)	%	4,69%	5,83%	(19,6%)
	Rendimiento activos operacionales (anualizado) (13)	%	7,54%	9,84%	(23,3%)
	Utilidad por acción (14)	\$	125,18	146,98	(14,8%)

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):

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

(12) Rendimiento del Activo (anualizado):

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

(13) Rentabilidad Activos Operacionales (anualizado):

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

PPE= Propiedades, Planta y Equipos (neto)

(14) Utilidad por acción:

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

II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida).

	Dic-19 MM\$	Dic-18 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Ingresos de explotación	26.720	24.360	2.360	10%
Materias primas y consumibles utilizados	(9.060)	(6.831)	(2.229)	33%
Margen de contribución	17.660	17.529	131	1%
Gasto por beneficio a los empleados	(2.824)	(2.592)	(232)	9%
Otros gastos por naturaleza	(6.652)	(5.654)	(998)	17,7%
Resultado bruto de explotación	8.184	9.283	(1.099)	(12%)
Gasto por depreciación y amortización	(2.930)	(2.949)	19	(1%)
Resultado de explotación	5.254	6.334	(1.080)	(17%)
Resultado financiero	660	681	(21)	(3%)
Otras ganancias (pérdidas)	1	(102)	103	(101%)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	5.915	6.913	(998)	(14%)
Gasto por impuestos a las ganancias	(1.211)	(1.390)	179	(13%)
Ganancia (pérdida)	4.704	5.523	(819)	(15%)

1) Resultado de explotación

El Resultado de explotación disminuyó respecto del año anterior en MM\$1.080, lo que se explica por:

a) Mayor Margen de contribución de MM\$131 por:

- Aumento en el margen de distribución (MM\$ 440), principalmente por menores pérdidas de energía (MM\$ 185) y por la aplicación de indexaciones por variables económicas (IPC y tipo de cambio principalmente), todo por un monto de MM\$ 349. La 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) implicó MM\$ 278 adicionales, pero fue compensado con menores ventas de energía por MM\$ 123 y por devolución a clientes de ingresos cobrados por medición inteligente en períodos pasados (según últimas instrucciones de la autoridad regulatoria) por un total de MM\$ 230.
- Lo anterior compensado parcialmente con disminución del Margen de generación (MM\$351), principalmente por mayor costo de combustible y un mayor uso de energía térmica sobre hidráulica (menos agua que en 2018), lo que implica también un mayor gasto por consumo de diesel.

- b) Mayores Gastos del personal por MM\$232, 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.
- c) Mayores otros gastos por naturaleza por MM\$998, principalmente por costos de operación y principalmente por mayores intervenciones en la red con el fin de mejorar el comportamiento del sistema eléctrico (distribución y generación), así como el aumento del control de vegetación (poda de árboles principalmente), que son una causa importante de corte de suministro ante temporales.

2) Resultado del periodo

La Sociedad obtuvo utilidades por MM\$4.704, lo que implicó una disminución del MM\$819 respecto al año anterior.

III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos.

Flujo de Efectivo	Dic-19 MM\$	Dic-18 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
de la Operación	12.723	6.445	6.278	97%
de la Inversión	(11.448)	(4.294)	(7.154)	167%
de Financiación	(1.667)	(1.698)	31	(2%)
Flujo neto del período	(392)	453	(845)	(187%)
Variación en la tasa de cambio	(5)	(2)	(3)	150%
Incremento (disminución)	(397)	451	(848)	(188%)
Saldo Inicial	1.303	852	451	53%
Saldo Final	906	1.303	(397)	(30%)

El saldo de Efectivo y equivalentes del efectivo al final del ejercicio alcanzó a MM\$906, siendo MM\$397 inferior al año anterior.

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

- 1) Mayor flujo positivo (variación positiva) de efectivo en Actividades de la operación, principalmente por pago de reliquidaciones tarifarias de años anteriores por parte del sistema eléctrico.
- 2) Mayor flujo negativo (variación negativa) de efectivo en Actividades de inversión, principalmente por mayores inversiones en el rubro de propiedades, plantas y equipos.
- 3) Menor flujo negativo (variación positiva) de efectivo en Actividades de Financiación, principalmente por menores dividendos pagados.

IV. Mercados en que participa.

Edelayesen es una empresa verticalmente integrada (por su calidad de sistema no conectado al SEN) que genera en un 100% la energía para distribuir en su zona de influencia, principalmente en la Región de Aisén.

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

V. Principales Riesgos.

Los principales riesgos a los que la Sociedad y sus filiales se ven expuestas están relacionados con cambios en su marco Regulatorio, 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 los segmentos de distribución y transmisión de energía, así como la generación en los sistemas medianos.

En los procesos de fijación tarifaria, la Autoridad fija las tarifas y dicta las normas de calidad de producto y operación, derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios. La Autoridad busca el óptimo económico, de operación e inversión en cada sistema, cuya tarifa permita la recuperación de la inversión inicial, además de los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente, considerando instalaciones y una organización de tamaño eficiente para la prestación de los servicios 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 requieran.

b) Fijación de tarifas de generación.

En los sistemas medianos como el administrado por la Sociedad, la fijación de tarifas de generación es realizada cada cuatro años, reflejando en cada caso los costos medios de generación eficiente en la zona correspondiente y estableciendo un plan de obras de expansión de carácter obligatorio. Los precios determinados son incorporados a la tarifa total del cliente final.

En 2015 se publicaron las nuevas tarifas para los sistemas medianos que rigen desde noviembre 2014 a octubre 2018. En marzo 2020 se publicaron tarifas para los sistemas medianos que rigen desde noviembre 2018 hasta octubre 2022. Producto de la ley N° 21.194 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21.12.19, las tarifas para los usuarios finales de los SSMM quedan estabilizadas temporalmente, y cuyas diferencias con respecto a la aplicación de la correcta indexación y la nueva tarifa fijada serán saldadas a contar de las nuevas tarifas que regirán como consecuencia de la publicación del nuevo decreto de VAD (proceso de Distribución, ver letra c)). No existen diferencias relevantes entre las tarifas vigentes al cierre de este ejercicio y las nuevas.

c) 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 tarifaria (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.