



20
20

Reporte Anual

Inversiones Eléctricas del Sur S.A.





Estamos **comprometidos con el desarrollo eléctrico del país** y cada vez somos más conscientes que la única manera de lograrlo es **haciéndolo de manera sustentable.**



Guía de contenidos



Introducción

Cifras · 09
Carta del Presidente · 09



Nuestra Empresa

Nuestra Empresa · 08
Misión y Visión Corporativa · 09
Valores Corporativos · 09
Antecedentes de la Sociedad · 10
Accionistas de la Sociedad · 11
Relación de la Propiedad · 12
Gobierno Corporativo · 13
Responsabilidad Social y Desarrollo Sostenible · 16
Directorio · 18
Composición del Directorio · 19
Comité Ejecutivo · 20
Administración · 21
Estructura Organizativa · 22
Reseña Histórica · 23



Antecedentes Relevantes

Principales Indicadores · 28
Factores de Riesgo · 31
Marcha de la Empresa · 36
Hechos Relevantes · 52
Gestión Financiera · 54
Remuneración del Directorio y Ejecutivos Principales · 55



La empresa en la Industria

Sector de la Industria · 58
Actividades y Negocios · 63
Empresas Filiales · 76
Declaración de Responsabilidad · 111



Estados Financieros



Principales Cifras

921.560
Total clientes
3,2% más que en 2019

5.099
Clientes
en zonas aisladas

91
Total de oficinas de atención
filiales de distribución

8
Regiones
con presencia

131.453
millones
EBITDA

3.767
GWh
Ventas de energía eléctrica

\$169.091
millones
Total de inversión

112
Comunas en las
que opera

1.556
colaboradores

4.564
colaboradores
de empresas
contratistas

2° lugar
Ranking mejores
empresas para trabajar
en Chile (GPTW)

215.990.927
kWh
Total generación eléctrica

115.927.381
kWh
Total generación ERNC



Carta del Presidente



Estamos inmensamente orgullosos de todos y de cada uno de nuestros colaboradores que, en medio de la tormenta, dieron lo mejor de sí para lograr dar a todos nuestros clientes un servicio de excelencia con una entrega y esfuerzo personal sin precedentes.

JORGE LESSER GARCÍA-HUIDOBRO

Presidente

Si nos hubieran contado hace un tiempo lo que nos tocaría atravesar durante el año 2020, es posible que no lo hubiésemos creído. En medio de una crisis social e institucional de gran magnitud, nos vimos inmersos en una pandemia de carácter mundial sin precedentes, que ha llevado consigo innumerables vidas y, a su paso, un gran cambio de la forma en que estábamos acostumbrados a vivir. Todavía no es posible dimensionar todo lo que el Covid-19 y sus efectos significará, porque aún nos encontramos luchando contra este peligro, tan cierto y cercano que amenaza a la humanidad completa sin distinción.

Nuestra empresa, como muchas otras, se vio enfrentada a desafíos muy difíciles de sobrellevar y lo primero que quisiera destacar es lo inmensamente orgullosos que estamos de todos y de cada uno de nuestros colaboradores que, en medio de la tormenta, dieron lo mejor de sí para lograr dar a todos nuestros clientes un servicio de excelencia con una entrega y esfuerzo personal sin precedentes. Por lo anterior, quisiera en nombre del Directorio, agradecer profunda y sinceramente a cada uno de nuestros más de 1.500 trabajadores y de 4.500 contratistas y a sus familias por este esfuerzo especial y único del año 2020.

Somos una empresa que da un servicio público y como tal nos toca ponernos a disposición de la comunidad para asegurar que, a pesar de cualquier contratiempo, nuestros clientes puedan confiar en la estabilidad del suministro de electricidad y así también de todos los otros servicios que proporcionamos a nuestros clientes.

También, somos responsables por la salud e integridad física de todos nuestros colaboradores, quienes son parte de nuestra familia. Conciliar ambas cosas fue una gran tarea, pero podemos afirmar que lo logramos con creces. Durante el 2020, tuvimos excelentes índices en calidad de suministro y, si bien hubo contagios entre nuestros trabajadores y contratistas, el porcentaje de incidencia fue menor y no tuvimos que lamentar ningún desenlace fatal.

En terreno, tomamos todas las medidas posibles para garantizar la seguridad de nuestros colaboradores y clientes con el fin de no detener nuestra operación, mantenimientos y proyectos. En las oficinas, priorizamos el teletrabajo, implementando un sistema que dio excelentes resultados, principalmente gracias al incondicional compromiso de nuestros trabajadores.



Carta del Presidente



El año 2020 se caracterizó porque, a pesar de las dificultades que lo marcaron, obtuvimos importantes logros y reconocimientos que nos llenan de orgullo.

Vimos a padres y a madres tener que reinventarse al convertirse en cuidadores, profesores y tutores de sus hijos, mientras lograban cumplir con su trabajo de manera irrestricta. Vimos a nuestros más antiguos colaboradores integrarse al mundo de la tecnología con la mejor disposición. Vimos enormes actos de empatía y colaboración entre los nuestros. Y es así como un escenario tan atemorizante y desconocido, a su vez resaltó lo mejor de nuestros valores y principios como compañía.

En el marco de esta crisis, que no sólo afectó a la salud y a las instituciones relacionadas a la misma, sino que, a toda la economía del mundo, las distribuidoras de energía eléctrica debieron ponerse al frente en el apoyo de las personas más vulnerables de nuestro país, asegurándoles que sin importar las dificultades que sus familias enfrentaran, tendrían asegurado el suministro de energía eléctrica. Es así como, primero de manera voluntaria y luego recogido por la denominada Ley de Servicios Básicos, se eliminaron los cortes de suministro por no pago y se otorgaron enormes facilidades a los clientes vulnerables de nuestro país.

Respecto del mundo regulatorio, en diciembre del año 2019 se dictó la Ley N°21.194, que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica. Esta ley modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, estableciendo, entre otras cosas, que las empresas concesionarias de servicio público de distribución deberán tener

giro exclusivo de distribución de energía eléctrica. Lo anterior implicó que, durante todo el año 2020, nuestras empresas se prepararan para este enorme cambio, que modifica por completo el modus operandi de nuestra compañía, afectando principalmente a las sinergias. Si bien ya hemos efectuado los principales cambios, como separar la totalidad de los activos y proyectos de transmisión de las distribuidoras, durante 2021 nos esperan nuevas reestructuraciones e implementaciones para dar cabal cumplimiento a esta normativa.

El año 2020 se caracterizó porque, a pesar de las dificultades que lo marcaron, obtuvimos importantes logros y reconocimientos que nos llegan de orgullo.

La marcada mejoría obtenida en calidad de servicio, impulsada por fuertes inversiones en equipamiento, tecnología e innovación, nos obliga a un liderazgo en la nueva manera de llevar adelante el negocio eléctrico, de la mano de una serie de nuevas herramientas que nos permiten estar cada vez más cerca de nuestros clientes, aun cuando las distancias físicas sean muy grandes en nuestra zona de concesión.

Podemos afirmar que todos estos avances, así como el desarrollo de cada uno de nuestros proyectos, se posicionan dentro de ambiciosas políticas de desarrollo sustentable especialmente desde el punto de vista medioambiental, regulatorio y social.

En el mundo de la familia Saesa logramos, por segundo año consecutivo, el segundo lugar nacional entre las mejores empresas para trabajar en Chile, ranking “Great Place to Work”, reconociendo así un trabajo que hemos realizado durante años en conjunto con nuestros trabajadores por convertir nuestra empresa en un lugar que acoja y haga crecer profesionalmente a todos quienes en ella participan, logrando conseguir la difícil tarea de congeniar eficiencia y productividad con flexibilidad laboral.

También debemos destacar que, por segundo año consecutivo, Grupo Saesa recibió el Reconocimiento FGE (Fundación Generación Empresarial) al Compromiso con la Integridad 2020, esta vez, como empresa destacada en la categoría “Trayectoria”. Este galardón nos fue entregado por el trabajo sistemático que Grupo Saesa ha venido desarrollando para promover una cultura de integridad y buenas prácticas corporativas al interior de la organización.

En cuanto a los resultados financieros, es destacable que, a pesar de la dureza de este año, hayamos logrado un EBITDA de \$131.453 millones, lo que es un 0,59% superior al obtenido en el 2019.

Respecto de las inversiones, éstas reflejan la confianza y compromiso de nuestros accionistas, quienes respaldan un desarrollo eficiente y sustentable en nuestro país, ascendiendo a \$169.091 millones en el año transcurrido.

No cabe duda que los desafíos continúan. Si bien hay diversas vacunas que se vislumbran esperanzadoras en el horizonte, también es cierto que falta mucho tiempo todavía para que podamos retomar aquello que conocíamos como normalidad y, aún más, para lograr recuperar muchos ámbitos de nuestra vida y sociedad, así como nuestra economía, que se han visto seriamente dañados. Pero, tal como lo hemos hecho juntos hasta ahora, sé que saldremos adelante y fortalecidos de esta crisis, con el apoyo y compromiso constante de nuestros accionistas, nuestros clientes y proveedores y, sobre todo, de cada uno de los colaboradores y sus familiares de nuestra gran familia Saesa.

JORGE LESSER GARCÍA-HUIDOBRO

Presidente



En un mundo de constantes cambios, entendemos que es nuestra obligación ser **pioneros en las nuevas tecnologías.**

01

Capítulo

Nuestra Empresa

- Nuestra Empresa · 08
- Misión y Visión Corporativa · 09
- Valores Corporativos · 09
- Antecedentes de la Sociedad · 10
- Accionistas de la Sociedad · 11
- Relación de la Propiedad · 12
- Gobierno Corporativo · 13
- Responsabilidad Social y Desarrollo Sostenible · 16
- Directorio · 18
- Composición del Directorio · 19
- Comité Ejecutivo · 20
- Administración · 21
- Estructura Organizativa · 22
- Reseña Histórica · 23



Nuestra Empresa

Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (la “Sociedad” o la “Empresa”) es el vehículo a través del cual los fondos canadienses de inversión Ontario Teachers’ Pension Plan Board (OTPPB) y Alberta Investment Management Corp. (AIMCo) controlan las empresas que integran el Grupo Saesa, el que participa en los negocios de distribución y transmisión eléctrica, y en menor medida en el de generación.

Integran el Grupo Saesa diversas empresas operativas, entre las cuales se encuentran las distribuidoras de energía eléctrica Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Saesa), Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Frontel), Compañía Eléctrica Osorno (Luz Osorno) y Empresa Eléctrica de Aisén S.A (Edelaysen), empresas ligadas a transmisión de energía eléctrica como Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA), Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS), Sistema de Transmisión del Centro S.A. (STC), Sistema de Transmisión del Norte S.A. (STN), Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SATT), Saesa Transmisión S.A, Frontel Transmisión S.A y Línea de Transmisión Cabo Leones S.A., una empresa comercializadora de energía eléctrica como Sociedad Generadora Austral S.A. (SGA) y una empresa generadora de energía eléctrica SAGESA S.A. Así mismo, forman parte del grupo las sociedades Saesa Gestión y Logística SpA. y Saesa Innova SpA.

El Grupo Saesa está organizado bajo una estructura operacional descentralizada y gestión centralizada, que permite a las empresas operativas mantener su presencia y cercanía con los clientes en las distintas zonas de concesión y facilitar la generación de nuevas alternativas de negocios dentro del giro eléctrico.



Manteniendo siempre la finalidad de prestar un mejor servicio a nuestros más de 922 mil clientes, **durante el año 2020 pusimos en operación 7 nuevas subestaciones y más de 998 Kilómetros de líneas**, todo lo cual permitió robustecer nuestras redes eléctricas y alcanzar nuevas localidades y clientes.



Visión y Misión Corporativa

Visión

Mejorar la calidad de vida de las personas y contribuir al desarrollo sustentable del país, entregando energía confiable y segura.

Nuestro trabajo se fundamenta en un profundo compromiso con nuestros clientes, el cuidado y desarrollo de nuestros trabajadores y la modernización de la industria eléctrica en Chile.

Nuestra visión tiene una perspectiva de largo plazo, que busca crear valor para nuestros accionistas.

Misión

En los siguientes dos años 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 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, 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

Crecimiento y visión 2022

El año 2022 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

Transparencia
Vamos con verdad
y honestidad.

Sustentabilidad
Somos responsables
con el futuro.

Integridad
Hacemos
lo correcto.

Seguridad
Un intransable.

Eficiencia
Clave en
nuestra industria.

Foco en el cliente
El centro de
nuestra gestión.

Excelencia
Hacemos las cosas
de manera impecable.



Antecedentes de la Sociedad

IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD

Razón Social

Inversiones Eléctricas del Sur S.A.

Fax

+56 2 2414 4709

Nombre de Fantasía

Eléctricas del Sur

Tipo de Entidad

Sociedad Anónima Cerrada

Rol Único Tributario

76.022.072-8

Inscripción Registro de Valores

N° 1.016

Domicilio Legal y ComercialIsidora Goyenechea 3621 Piso 20,
Las Condes, Santiago**Correo Electrónico**

infoinversionistas@saesa.cl

Fono

+56 2 2414 7010 - 2 2414 7500

Sitio Web

www.gruposaes.cl

Fono Atención Inversionista

+56 64 238 5400

DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS

La Sociedad fue constituida como una sociedad por acciones mediante escritura pública de fecha 10 de junio de 2008, otorgada en la notaría de Santiago de don Raúl Undurraga Laso, cuyo extracto autorizado fue inscrito a fojas 26.156 N°17.956 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2008 y publicado en el Diario Oficial con fecha 14 de junio de 2008.

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



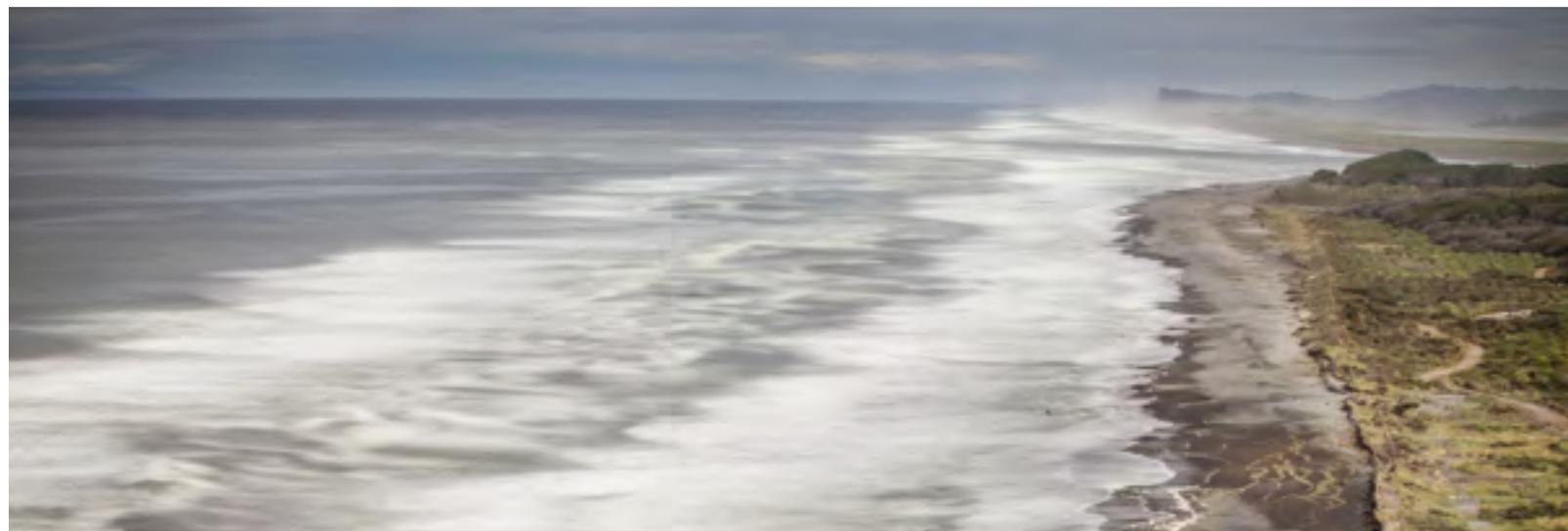
Accionistas de la Sociedad

De acuerdo con lo definido en el Título XV de la Ley N°18.045, el controlador de la compañía es la Sociedad Inversiones Grupo Saesa Limitada, que posee un 99,99% de participación en su capital accionario de forma directa.

Al 31 de diciembre de 2020, se registran dos accionistas en la Sociedad:

ACCIONISTAS	ACCIONES SERIE A	ACCIONES SERIE B	TOTAL DE ACCIONES	TOTAL PARTICIPACIÓN
INVERSIONES GRUPO SAESA	60	79.573.672	79.573.732	99,999950%
CONDOR HOLDING SpA	40	-	40	0,000050%
TOTAL	100	79.573.672	79.573.772	100%

Durante el año 2020, no se realizaron transacciones de acciones de la sociedad.



PROPIEDAD Y CONTROL

Las acciones de la Sociedad se distribuyen en dos series: Serie "A", con todos los derechos que confiere la ley a las acciones ordinarias; y Serie "B", con todos los derechos que confiere la ley a las acciones ordinarias, pero que tienen, además, una preferencia, consistente en que el Directorio de la Sociedad deberá citar a Junta Ordinaria o Extraordinaria de Accionistas cuando así lo solicite el 5% de las acciones emitidas de esta serie, y una limitación, consistente en que estas acciones no tendrán derecho a participar en las elecciones de Directores de la Sociedad. La duración de las acciones Serie A y Serie B es de cien años a contar del día 31 de julio de 2008.

ACUERDOS CONJUNTOS

Entre los socios de Inversiones Grupo Saesa Limitada, controlador de la Sociedad, existe un acuerdo de fecha 24 de julio de 2008, el cual contempla, entre otras materias, ciertas restricciones a la transferencia de los derechos sociales en dicha sociedad.

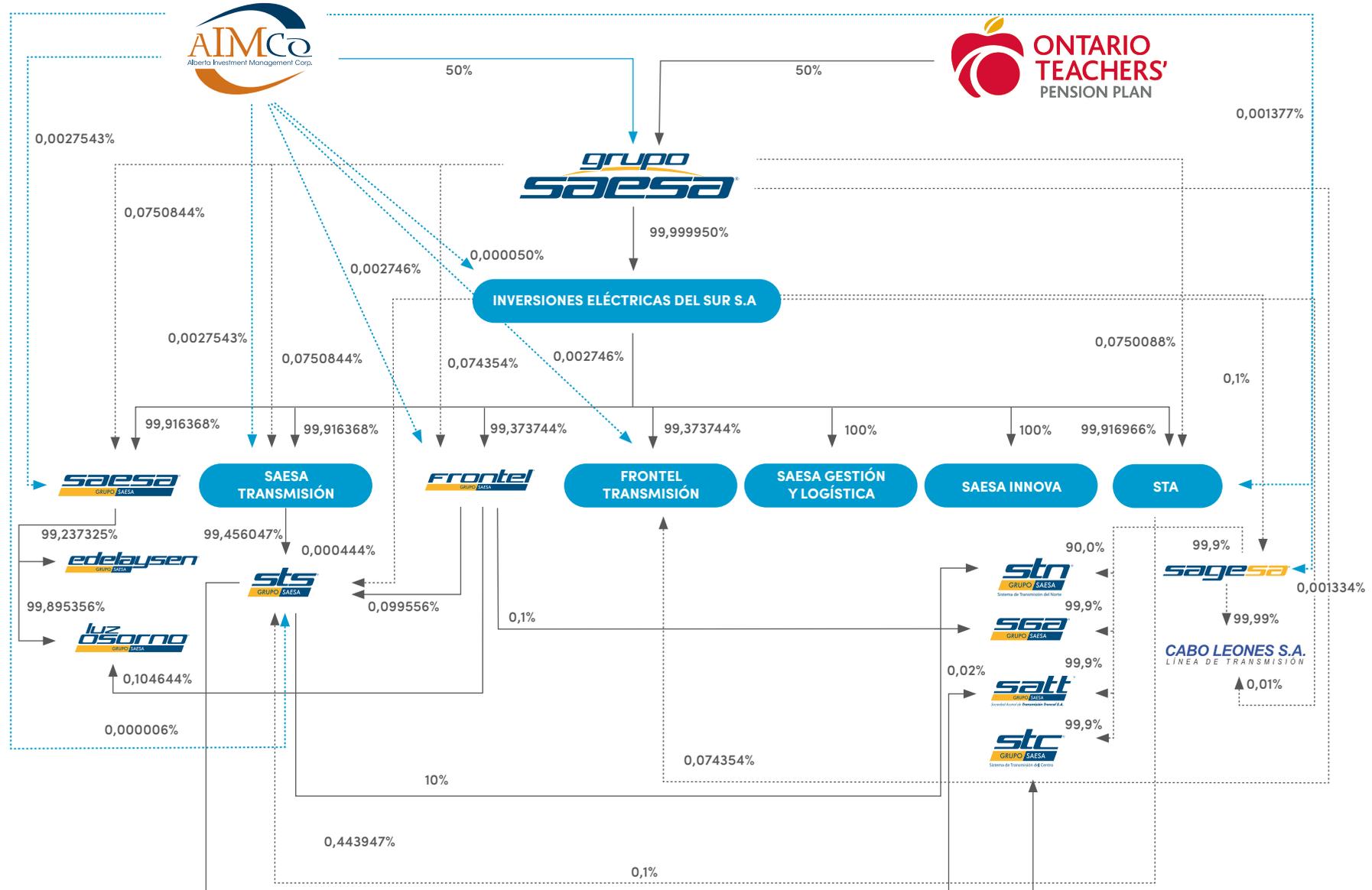
A su vez, entre los accionistas de la Sociedad existe un pacto de accionistas de la misma fecha, el cual también contempla ciertas restricciones a la libre disposición de las acciones que cada uno de ellos mantiene en la Sociedad.

Asimismo, a nivel de las filiales Sociedad Austral de Electricidad S.A. y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. existen pactos de accionistas, los cuales fueron celebrados con la misma fecha, entre los accionistas mayoritarios de dichas sociedades y también contemplan limitaciones a la libre disposición de las acciones de ellos en las mencionadas sociedades.

Por último, la filial Sagesa S.A. y la filial de Sociedad Austral de Electricidad S.A., Sistema de Transmisión del Sur S.A., cuentan con pactos de accionistas celebrados el 22 de junio de 2012, los cuales contemplan limitaciones a la libre disposición de las acciones en ambas sociedades.



Relación de la Propiedad





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 N°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 PROGRAMA DE COMPLIANCE

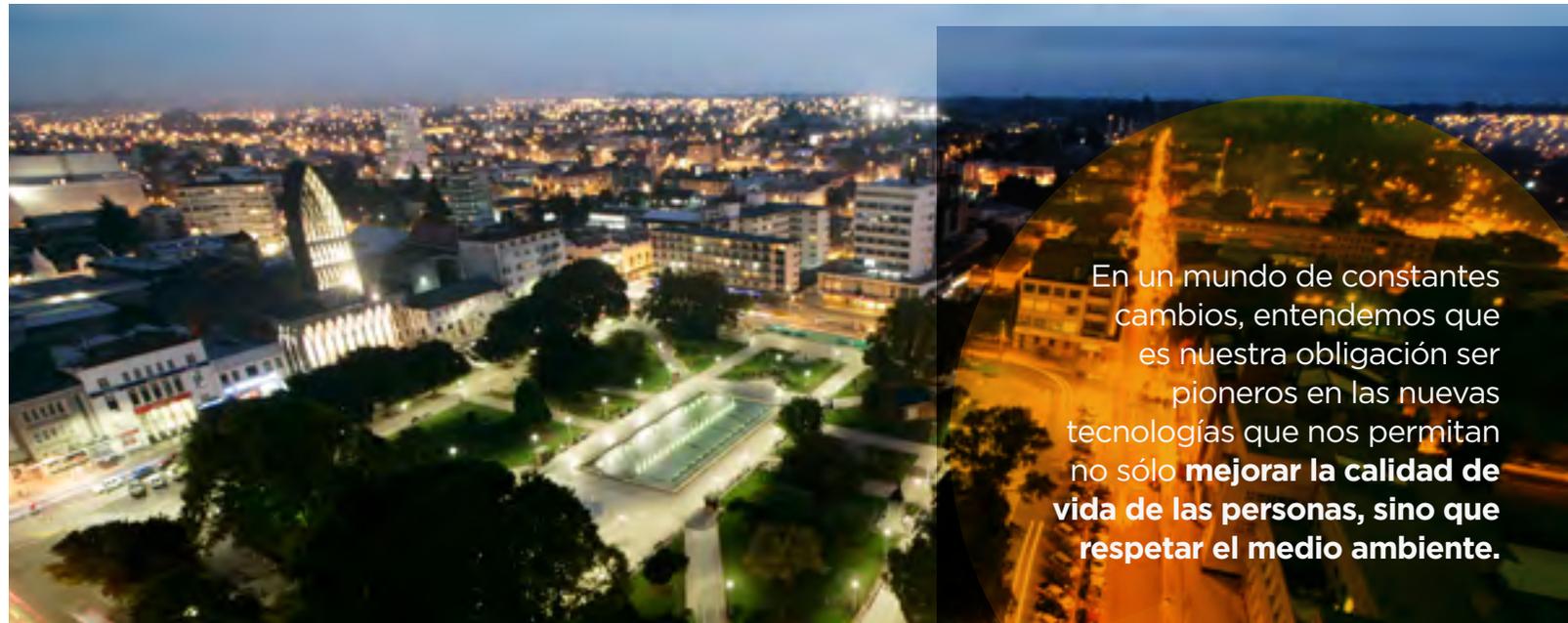
Las empresas pertenecientes al Grupo Saesa han internalizado valores y compromisos que buscan fomentar una cultura empresarial que, además de dar cabal cumplimiento a los mandatos legales y reglamentarios que le son aplicables, implique que tanto las compañías como sus trabajadores y colaboradores se 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, que establece la Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas. Este Modelo tuvo por finalidad, en sus inicios, prevenir la comisión de 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 recepción en el catálogo de delitos de la Ley N°20.393, cuestión que derivó en la necesidad de actualizar por primera vez el Modelo.



En un mundo de constantes cambios, entendemos que es nuestra obligación ser pioneros en las nuevas tecnologías que nos permitan no sólo **mejorar la calidad de vida de las personas, sino que respetar el medio ambiente.**



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 sustancial 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.

Asimismo, mediante la Ley N°21.132, de 31 de enero de 2019, que moderniza y fortalece el ejercicio de la función pública del Servicio Nacional de Pesca, se incluyeron cuatro nuevos delitos, entre los cuales se encuentra el de contaminación de aguas.

Estas modificaciones significaron un arduo trabajo de actualización del Modelo de Prevención de Delitos y sus políticas asociadas, labor que se llevó a cabo durante el año 2019 y parte de 2020. El proceso incluyó, entre otros aspectos, 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 a los que Grupo Saesa pudiera estar expuesto. Del mismo modo, se modificaron 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 se incorpora en los Reglamentos Internos de las empresas del Grupo Saesa.

Cabe destacar, que dada la envergadura de las modificaciones legales, para llevar a cabo esta tarea de actualización del Modelo de Prevención, la sociedad solicitó el apoyo y asesoría de consultores expertos en la materia.

En 2020, la pandemia generada por el virus Covid-19 desencadenó, una vez más, la necesaria revisión del Modelo para incorporar dos nuevos ilícitos introducidos por el Código Penal (artículo 318 ter) y por la Ley N°21.227 que faculta el acceso a prestaciones del seguro de desempleo de la Ley N°19.728, en circunstancias excepcionales, comúnmente conocida como Ley de Protección al Empleo. A esto debe sumarse la adopción de una serie de medidas preventivas que aseguran que la Sociedad se adecúa efectivamente al nuevo

escenario social, jurídico y sanitario que vive el país, manteniendo siempre su estándar de integridad.

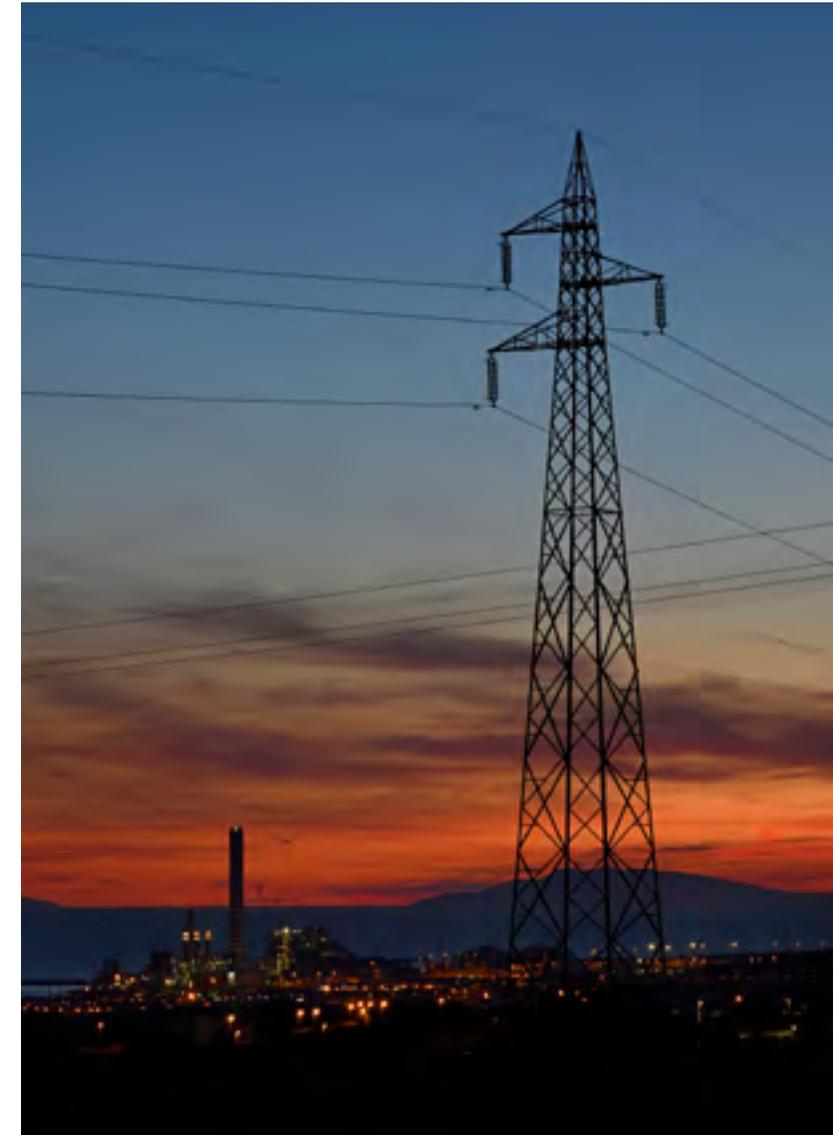
A la cabeza del Modelo se encuentra el Encargado de Prevención de Delitos, quien ha sido especialmente designado para estos efectos por el Directorio de las empresas que integran el Grupo Saesa. El Encargado es autónomo respecto de la administración, cuenta con los recursos económicos y medios materiales 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, ésta última fuertemente robustecida durante el año 2020 dada la situación de pandemia. 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 anualmente su certificación desde el año 2014. Sin embargo, se destaca que durante el año 2020 las empresas que componen a la Sociedad obtuvieron, por primera vez, la certificación del Modelo por un periodo de 2 años.

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 y eficaz, 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 a fin de adecuarse a las nuevas exigencias sociales y jurídicas.

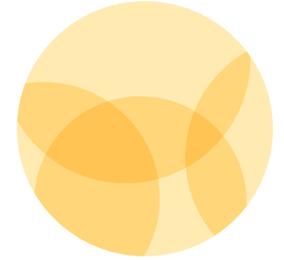
De esta forma, la creación orgánica y funcional del Área de Cumplimiento en 2017, bajo los parámetros y lineamientos de la Alta Dirección, lidera hoy un sistema de gestión que busca ser el motor de cambio para la implementación de buenas prácticas en todos los ámbitos en que el tratamiento eficiente 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 de mitigadores y reporte semestral al Directorio, así como planes anuales de capacitación y difusión creados para fomentar, promover 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. Es importante destacar, que durante el 2020 se realizaron más de 40 actividades formativas que se traducen en más de 3 mil horas de capacitación efectiva, tanto a trabajadores propios como a personal contratista.

En consonancia con lo anterior, este 2020 Grupo Saesa aceptó el desafío de “medir su integridad” aplicando, por cuarto año consecutivo, el Barómetro de Valores y Ética Empresarial (BVEE), gestionado por Fundación Generación Empresarial. El objetivo de la encuesta fue precisamente 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.



Programa de Compliance desde el 2017 a la fecha

Implementación de buenas prácticas que permiten dar cumplimiento a las leyes vigentes y a los principios éticos y de integridad que promueve la Sociedad, y que posibilitan reducir el riesgo de la comisión de hechos que pudiesen configurar actos de incumplimiento normativo.

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 54 entidades que se sometieron a la evaluación, al recibir, por segundo año consecutivo, el “Reconocimiento Generación Empresarial al Compromiso con la Integridad 2020”, esta vez, como empresa destacada en la categoría Trayectoria. Este galardón reconoce el trabajo sistemático que año tras año Grupo Saesa ha venido realizando para promover y difundir la integridad y las buenas prácticas corporativas al interior de la organización.



Responsabilidad Social y Desarrollo Sostenible



DIVERSIDAD DEL DIRECTORIO

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 30 años	-	-	-
Entre 30 y 40 años	1	1	2
Entre 41 y 50 años	1	1	2
Entre 51 y 60 años	2	-	2
Entre 61 y 70 años	1	-	1
Mayor a 70 años	1	-	1

ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3 años	-	-	-
Entre 3 y 6 años	1	1	2
Entre 6 y 9 años	1	1	2
Entre 9 y 12 años	2	-	2
Mayor a 12 años	1	-	1

NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Chilena	3	-	3
Extranjera	3	2	5

DIVERSIDAD DE LA GERENCIA GENERAL Y DEMÁS GERENCIAS

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 30 años	7	1	8
Entre 30 y 40 años	12	-	12
Entre 41 y 50 años	5	1	6
Entre 51 y 60 años	4	-	4
Entre 61 y 70 años	22	5	27
Mayor a 70 años	-	-	-

ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3 años	7	1	8
Entre 3 y 6 años	12	-	12
Entre 6 y 9 años	5	1	6
Entre 9 y 12 años	4	-	4
Mayor a 12 años	22	5	27

NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Chilena	48	7	55
Extranjera	2	-	2

DIVERSIDAD DE LA ORGANIZACIÓN

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 30 años	198	50	248
Entre 30 y 40 años	561	147	708
Entre 41 y 50 años	315	80	395
Entre 51 y 60 años	105	19	124
Entre 61 y 70 años	21	2	23
Mayor a 70 años	-	1	1

ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3 años	495	115	610
Entre 3 y 6 años	229	61	290
Entre 6 y 9 años	137	30	167
Entre 9 y 12 años	57	28	85
Mayor a 12 años	282	65	347

NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Chilena	1.183	291	1.474
Extranjera	17	8	25



Nuestro directorio está integrado **desde hace décadas por mujeres** y, si bien nos queda camino por recorrer, muchas de las **áreas más relevantes de la empresa están lideradas por nuestras ejecutivas.**

RESUMEN DE LA DIVERSIDAD

DIVERSIDAD	DIRECTORIO		GERENCIAS		ORGANIZACIÓN		TOTAL		REPRESENTATIVIDAD	
RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menor a 30 años	-	-	-	-	198	50	198	50	12,7%	3,2%
Entre 30 y 40 años	1	1	8	-	561	147	570	148	36,4%	9,5%
Entre 41 y 50 años	1	1	30	7	315	80	346	88	22,1%	5,6%
Entre 51 y 60 años	2	-	7	-	105	19	114	19	7,3%	1,2%
Entre 61 y 70 años	1	-	5	-	21	2	27	2	1,7%	0,1%
Mayor a 70 años	1	-	-	-	-	1	1	1	0,1%	0,1%

ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES								
Menor a 3 años	1	1	7	1	495	115	503	117	32,2%	7,5%
Entre 3 y 6 años	1	-	12	-	229	61	242	61	15,5%	3,9%
Entre 6 y 9 años	2	-	5	1	137	30	144	31	9,2%	2,0%
Entre 9 y 12 años	2	1	4	-	57	28	63	29	4,0%	1,9%
Mayor a 12 años	-	-	22	5	282	65	304	70	19,4%	4,5%

NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES								
Chilena	3	-	48	7	1.183	291	1.234	298	78,9%	19,1%
Extranjera	3	2	2	-	17	8	22	10	1,4%	0,6%

*Incluye Directorio

80,3%	19,7%
1.564	

BRECHA SALARIAL POR GÉNERO

FAMILIA DE CARGO	FEMENINO	MASCULINO	DIFERENCIA
Administrativo	93%	100%	7%
Encargados de Unidad	91%	100%	9%
Jefes de Área	95%	100%	5%
Linieros	0%	100%	100%
Profesionales	81%	100%	19%
Supervisores	163%	100%	-63%
Técnicos	87%	100%	14%



Directorio

Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y Empresas Filiales

En el año 2020 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
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
Stacey Purcell
Ingeniero Comercial
Extranjera



Director titular
Ashley Munroe
Ingeniero Civil
Extranjera



Vicepresidente
Iván Díaz-Molina
Ingeniero Civil
Rut 14.655.033-9



Director titular
Waldo Fortín
Abogado
Rut 4.556.889-K



Director titular
Christopher Powell
Ingeniero Bachiller
en Ciencias
Extranjero

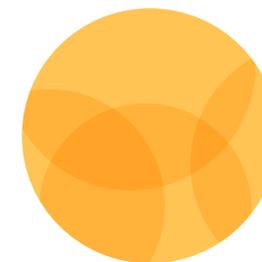


Director titular
Jon Reay
Administrador de
Inversiones
Extranjero



**DURANTE LOS ÚLTIMOS CUATRO AÑOS EL DIRECTORIO HA ESTADO COMPUESTO POR LOS SIGUIENTES MIEMBROS:**

NOMBRE	RUT	PROFESIÓN	CARGO	FECHA ÚLTIMO NOMBRAMIENTO	FECHA CESACIÓN
JORGE LESSER G.	6.443.633-3	INGENIERO CIVIL	PRESIDENTE	30-04-2020	-
IVÁN DÍAZ-MOLINA	14.655.033-9	INGENIERO CIVIL	VICEPRESIDENTE	30-04-2020	-
JUAN IGNACIO PAROT B.	7.011.905-6	INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL	DIRECTOR TITULAR	30-04-2020	-
WALDO FORTÍN C.	4.556.889-K	ABOGADO	DIRECTOR TITULAR	30-04-2020	-
BEN HAWKINS	EXTRANJERO	MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS	DIRECTOR TITULAR	30-04-2020	14-10-2020
STACEY PURCELL	EXTRANJERO	INGENIERO COMERCIAL	DIRECTOR TITULAR	30-04-2020	-
CHRISTOPHER POWELL	EXTRANJERO	INGENIERO BACHILLER EN CIENCIAS	DIRECTOR TITULAR	30-04-2020	-
DALE BURGESS	EXTRANJERO	CONTADOR AUDITOR	DIRECTOR TITULAR	26-04-2018	22-08-2018
JON REAY	EXTRANJERO	ADMINISTRADOR DE INVERSIONES	DIRECTOR TITULAR	14-10-2020	-
STEPHEN BEST	EXTRANJERO	CONTADOR PÚBLICO	DIRECTOR TITULAR	26-04-2019	30-04-2020
ASHLEY MUNROE	EXTRANJERO	INGENIERO CIVIL	DIRECTOR TITULAR	30-04-2020	-

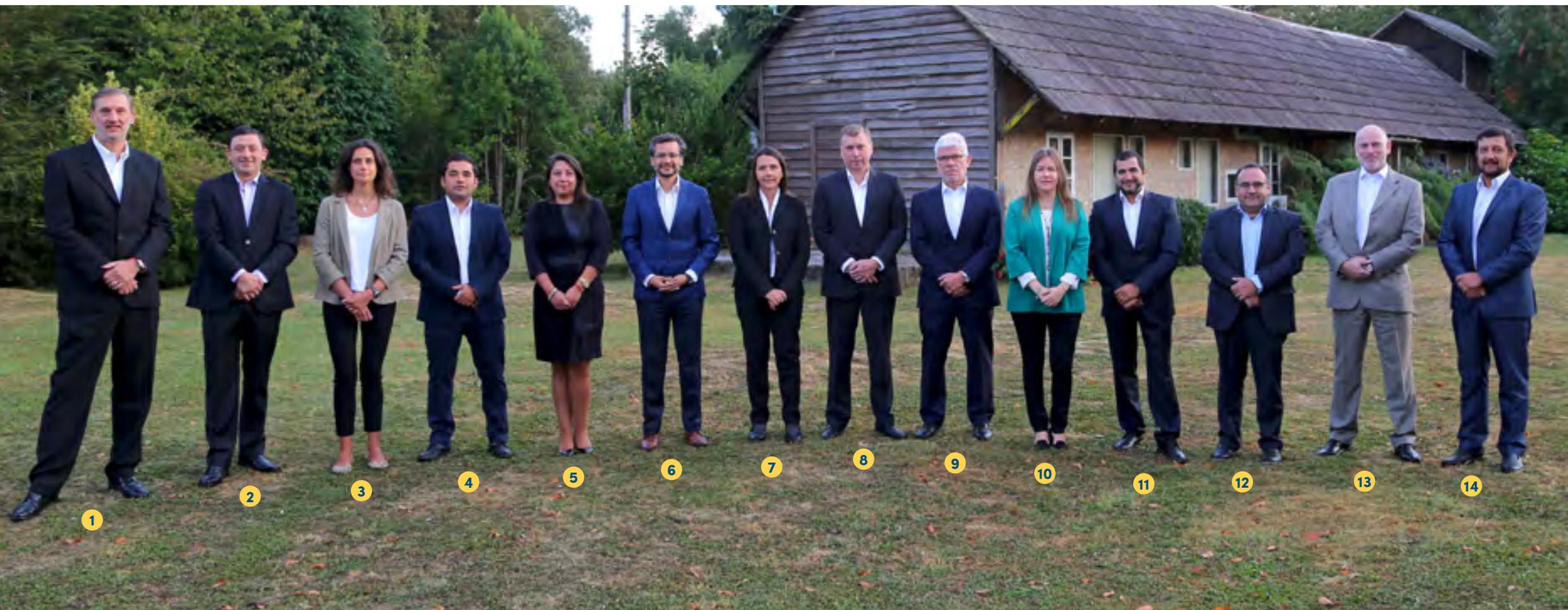


Grupo Saesa ha implementado soluciones innovadoras, como el proyecto Los Molinos en Valdivia, donde con baterías de litio, una red inteligente conectada a los domicilios respalda el suministro de los vecinos durante una falla.





Comité Ejecutivo



- 1. Francisco Alliende
- 2. Patricio Velásquez
- 3. María Dolores Labbé
- 4. Paolo Rodríguez
- 5. Alondra Leal

- 6. Cristián Mezzano
- 7. Bárbara Boekemeyer
- 8. Leonel Martínez
- 9. Raúl González
- 10. Marcela Ellwanger

- 11. Marcelo Matus
- 12. Rodrigo Miranda
- 13. Víctor Vidal
- 14. Diego Moenne-Loccoz

Ausentes:

- Sebastián Sáez
- Marcelo Bobadilla
- Charles Naylor
- Jorge Muñoz



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 septiembre de 2009

Gerente de Proyectos de Distribución

Paolo Rodríguez Pinochet / Ingeniero Eléctrico
RUT 13.199.851-1
Fecha nombramiento 01 de diciembre de 2018

Gerente de Regulación

Rodrigo Miranda Díaz / Ingeniero Civil Eléctrico
RUT 10.784.472-4
Fecha nombramiento 10 de septiembre de 2012

Gerente de Personas

María Dolores Labbé Daniel / Ingeniero Comercial
RUT 13.117.638-4
Fecha nombramiento 10 de diciembre de 2013

Gerente de Desarrollo de Negocios

Charles Naylor Del Río / Ingeniero Civil Industrial
RUT 7.667.414-0
Fecha nombramiento 15 de mayo de 2014

Gerente de Planificación Estratégica, Gestión y Riesgos

Marcela Ellwanger Hollstein / Ingeniero Comercial
RUT 12.752.648-6
Fecha nombramiento 10 de diciembre de 2013

Gerente de Transmisión

Marcelo Matus Castro / Ingeniero Eléctrico
RUT 11.364.868-6
Fecha nombramiento 17 de diciembre de 2018

Gerente de Desarrollo Operacional

Leonel Martínez Martínez / Ingeniero Eléctrico
RUT 14.556.330-5
Fecha nombramiento 01 de enero de 2018

Subgerente de Prevención de Riesgos

Patricio Velásquez Soto / Ingeniero en Prevención de Riesgos
RUT 12.540.271-2
Fecha nombramiento 30 de octubre de 2013

Director de Auditoría Interna

Jorge Castillo Quiroz / Contador Auditor
RUT 7.759.917-7
Fecha nombramiento 01 de enero 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

Gerente de Transformación Digital

Cristian Alfredo Mezzano Frias / Ingeniero en Ejecución
RUT 13.257.722-6
Fecha nombramiento 6 de enero de 2020

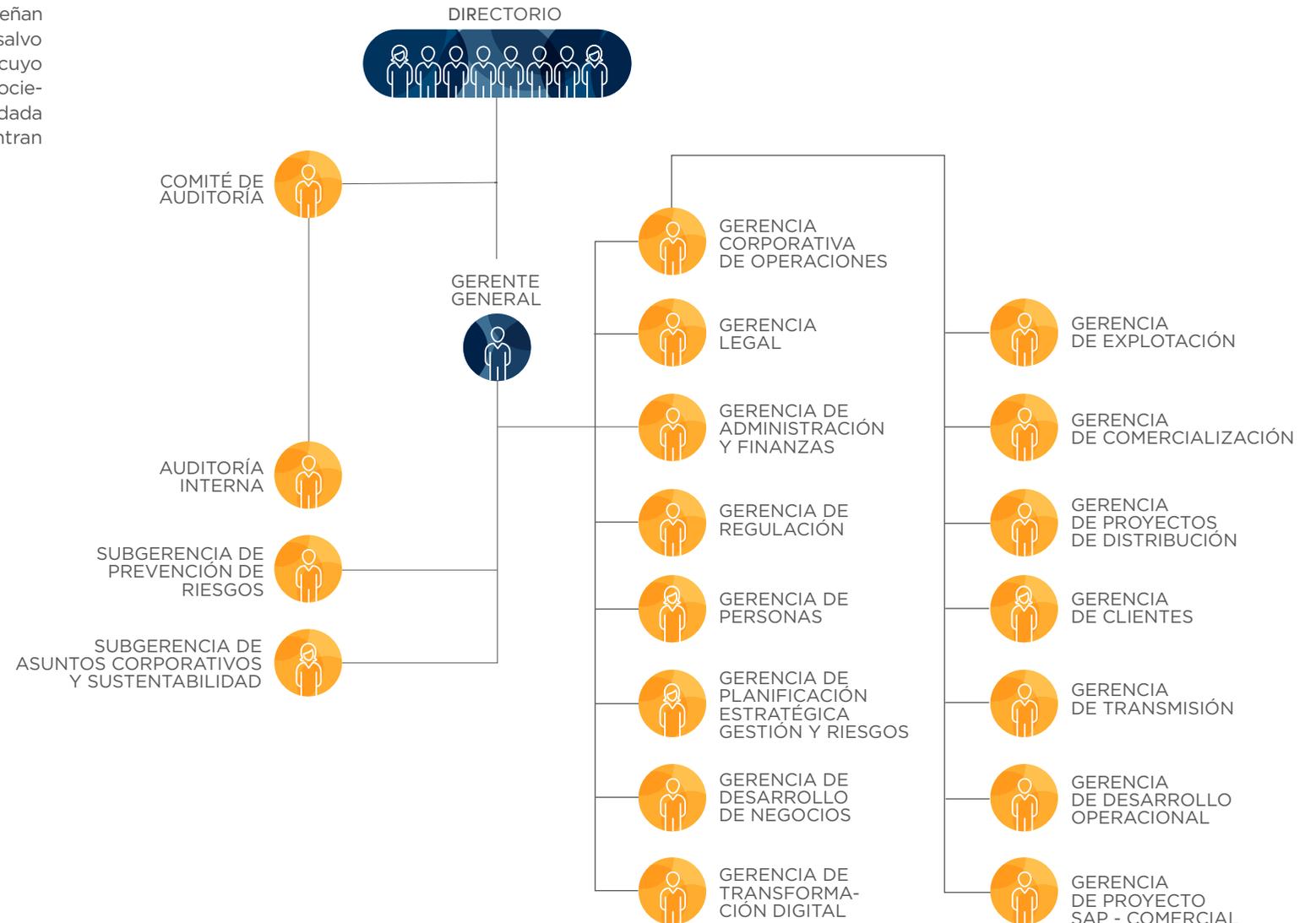
Gerente Tecnología de la Información

Sergio Sánchez Ríos / Ingeniero en Informática
RUT 13.757.993-6
Fecha nombramiento 23 de marzo 2020



Estructura Organizativa

El Directorio, el Gerente General y el Comité Ejecutivo, desempeñan los mismos cargos y funciones para la Sociedad y sus filiales, salvo para Línea de Transmisión Cabo Leones S.A. (Cabo Leones) cuyo Directorio está conformado por gerentes de la matriz, y las sociedades Saesa Innova SpA, Saesa Gestión y Logística SpA. que dada su naturaleza jurídica (sociedad por acciones) no se encuentran obligadas a designar directorio.





Reseña Histórica



2020

FEBRERO

Se pone en servicio la ampliación de la Subestación María Elena 220kV (II Región). Grupo Saesa adquirió la Subestación María Elena en 2017 y llevó a cabo su ampliación que incluye el seccionamiento de la línea Lagunas - Crucero 2x220 kV, todo ello por disposición del Ministerio de Energía mediante decreto 373/2016 que fijó las obras de ampliación del Sistema de Transmisión Troncal del SING (hoy Sistema Eléctrico Nacional (SEN)).

En el ámbito de las Licitaciones Públicas, el Coordinador Eléctrico Nacional adjudica a Grupo Saesa el proyecto "Nueva S/E Seccionadora La Ruca 110 kV" en la IV Región, el cual había sido licitada en 2019 según lo establecido en el decreto 4/2019 del Ministerio de Energía.

MARZO

Entra en operación la ampliación de la Subestación San Andrés 220 kV (III Región). Grupo Saesa adquirió la Subestación San Andrés en 2016 y ejecutó un cambio de configuración en la subestación y el seccionamiento de la línea 2x220 kV Cardones - Carrera Pinto - Diego de Almagro, lo anterior en cumplimiento de lo dispuesto por el Ministerio de Energía mediante decreto 373/2016 que fijó las obras de ampliación del Sistema de Transmisión Troncal del SIC (hoy Sistema Eléctrico Nacional (SEN)).

En el ámbito de las licitaciones públicas, el Coordinador Eléctrico Nacional adjudica a Grupo Saesa el proyecto "Nueva S/E la Señora 220/66 kV" en la VIII Región, el cual había sido licitada en 2019 según lo dispuesto en los decretos 4/2019 y 231/2018, ambos del Ministerio de Energía.

ABRIL

El proyecto de obra "Nueva Subestación Guardiamarina 110/23-13 kV" adjudicado en 2019 a Grupo Saesa es aprobado ambientalmente por la Comisión de Evaluación de la Región de Antofagasta, lo cual permite iniciar su ejecución.

JUNIO

Durante el mes de junio, Sociedad Austral de Electricidad S.A materializa la venta de su participación en las sociedades Eletrans S.A, Eletrans II S.A. y Eletrans III S.A., en cada una de las cuales mantiene un 50% de participación, a la sociedad Chilquinta Energía S.A.

Continuando con el proceso de reestructuración corporativa iniciado el año 2020, Grupo Saesa cedió a Inversiones Eléctricas del Sur S.A. los derechos sociales mantenidos en Inversiones Los Ríos Ltda., con lo que se produjo la disolución de esta última.

Sociedad de Transmisión Austral S.A. ("STA") adquiere a Sistema de Transmisión del Sur S.A. ("STS") 50.000 acciones emitidas por Sistema de Transmisión del Centro S.A. ("STC"), quedando con el 99,9% de la propiedad. El 0,1% es propiedad de STS.

SEPTIEMBRE

Se pone en servicio el segundo circuito de la Sistema de Transmisión Cabo Leones Maitencillo 220 kV (III Región), permitiendo así la inyección de la electricidad producida por el Parque Eólico Cabo Leones II (224 MW).

Durante este mes, también se crean dos nuevas sociedades; Saesa Gestión y Logística SpA. y Saesa Innova SpA.

DICIEMBRE

La central hidroeléctrica Digua en la VII Región (propiedad de Besalco), lleva a cabo su primera inyección al Sistema Eléctrico Nacional a través de la Línea 2x220 kV San Fabián Ancoa (que atraviesa las regiones del Maule y de Nuble) de propiedad de Grupo Saesa, activándose con ello el contrato de peajes celebrado entre ambas partes en 2019.



2019

Durante este mes, se procedió a realizar las divisiones de las sociedades Saesa y Frontel, pasando a conformarse las empresas de transmisión; Saesa Transmisión S.A. y Frontel Transmisión S.A. a las cuales les fueron transferidos sus activos relacionados a transmisión (incluyendo las acciones de Saesa en STS), en el marco del cumplimiento de la ley de giro único.

En enero 2019, la filial Sistema de Transmisión del Sur S.A (STS), realiza una exitosa colocación de bonos en el mercado nacional por un monto de UF 4.000.000 con el objetivo de financiar su plan de inversiones y proyectos en ejecución.

Durante el mes de julio Inversiones Eléctricas del Sur S.A realiza una exitosa colocación de bonos en el mercado nacional, por un monto de UF 5.000.000.- con el objetivo de financiar el rescate anticipado de los Bonos Serie D (BIELC-D) cuya fecha de vencimiento estaba definida para junio de 2029.

Se celebra un contrato de peaje con Eléctrica Digua (Besalco), con inicio de vigencia previsto para mediados de 2020.

En agosto, inicia la operación la nueva Subestación Pargua, pro-

iedad de STS. Ubicado a 60 km al suroeste de la ciudad de Puerto Montt, este proyecto consistió en la construcción, montaje y puesta en servicio de una nueva subestación con el objetivo de mejorar la confiabilidad del suministro de electricidad de esta zona, beneficiando las localidades de Pargua, Calbuco y la isla de Chiloé, entre otras.

En octubre Inversiones Los Lagos IV Ltda. compra a Eléctrica Puntilla S.A. su participación accionaria en Sistema de transmisión del Centro S.A. (STC), quedando esta última 100% bajo la propiedad de empresas del Grupo Saesa.

Durante el mes de noviembre, STN, filial del Grupo Saesa, fue adjudicada por Compañía Minería Mantos Copper S.A. mediante licitación privada para el servicio de Lavado Línea y Equipos Primarios 220/23 kV de la subestación principal de la operación Mantos Blancos, por un plazo de 36 meses.

En diciembre se presentan al Coordinador Eléctrico Nacional, dos ofertas para proyectos de obras condicionadas, la adjudicación está prevista para febrero 2020.

Se da inicio al proceso de reestructuración corporativa, dividiendo Sociedad Austral de Electricidad S.A. (SAESA) y creando a partir de esta a la nueva "Sociedad de Transmisión Austral S.A (STA)".

2018-2010

2018: En el mes de mayo, en el ámbito de las licitaciones públicas internacionales el coordinador eléctrico nacional adjudica a Sociedad de Transmisión Troncal S.A. el proyecto de la Nueva Subestación seccionadora Río Toltén del sistema de transmisión nacional, en la ciudad de Freire, Región de la Araucanía. En agosto, STC concluye la construcción de la línea de transmisión San Fabián - Ancoa 2x220 Kv.

En octubre SATT, filial del Grupo Saesa, se adjudica mediante licitación pública internacional el proyecto de la Subestación Guardia-

marina ubicado en Antofagasta, que consiste en la construcción de una nueva subestación, para seccionar las líneas 1x110 kV Mejillones - Antofagasta y 1x110 kV Esmeralda-La Portada.

En noviembre, la nueva subestación Kimal, propiedad de SATT, ubicada en medio del desierto de Atacama, inicia su operación en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

En el mismo mes de noviembre, a través de la filial Sagesa S.A., se adquieren las subestaciones Masisa y Mapal ubicadas en la VIII Región, suscribiendo contratos de peaje por 20 y 10 años respectivamente.

2017: Sistema de Transmisión del Sur S.A. compra a Alumini Ingeniería Ltda. su participación accionaria en Sistema de Transmisión del Norte S.A., quedando esta última 100% bajo la propiedad de empresas del Grupo Saesa.

SATT, filial del Grupo Saesa, cierra la adquisición de la Subestación María Elena 220 kV por \$11.500 millones y se suscribe un contrato de peaje para la evacuación de la electricidad del parque fotovoltaico "María Elena". Dentro del mismo mes, se celebra un contrato en modalidad EPC con la empresa Isotron Chile que tiene por objeto la ampliación de dicha subestación.

El Coordinador Eléctrico Nacional adjudica al consorcio formado por Saesa y Chilquinta el proyecto "Nueva línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x 500 MVA" por un estimado de US\$100 millones, lo que da paso a la constitución de la sociedad Eletrans III, sociedad a cargo de la ejecución del proyecto.

Durante el mes de junio, Grupo Saesa inauguró las instalaciones del proyecto de suministro eléctrico para el Observatorio Europeo Austral (ESO). El proyecto, de US\$18 millones, consistió en la construcción de un sistema de transmisión de 66 kV de 50 kilómetros de extensión y 2 nuevas subestaciones: Paranal (220/66 kV) y Armazones (66/23 kV) además de una línea de distribución de 25 kilómetros de longitud.





La autoridad asignó mediante Decreto Exento N°418, la ejecución de 14 proyectos de transmisión zonal a STS y 5 a Frontel por US\$200 millones y US\$28 millones respectivamente en el marco de la entrada en vigencia de la nueva Ley de Transmisión.

Ese mismo mes, se formaliza el contrato con la empresa HMV Chile en modalidad EPC para la ejecución de la ampliación de la Subestación San Andrés 220 kV por un monto aproximado de US\$11,9 millones.

Eletrans, empresa filial del Grupo, pone en operación la línea de transmisión Ciruelos-Pichirropulli que une las localidades de San José de la Mariquina y Paillaco en la Región de los Ríos. Esta obra, a cargo del consorcio Eletrans, conformado por Saesa y Chilquinta fue la segunda etapa del proyecto que tuvo una inversión total conjunta de US\$86 millones.

El Coordinador Eléctrico Nacional confirma que las obras de la interconexión SIC-SING se encuentran energizadas, lo cual se produce en la Subestación Kapatur de propiedad de STN, empresa filial del Grupo.

2016: En el mes de junio se puso en servicio un nuevo sistema de transmisión que comprende una nueva subestación, la “Subestación Kapatur 220 kV”, que secciona la Línea Angamos Laberinto existente y una nueva línea 2x220 kV entre la mencionada “Subestación Kapatur” y la “Subestación O’Higgins”, esta última de propiedad de Minera Escondida (filial BHP Billiton). Este nuevo sistema de transmisión permite las conexiones al sistema eléctrico existente (SING) tanto de las faenas de Minera Escondida en la Subestación O’Higgins como de la nueva central Kelar de 517 MW, que se conecta a la Subestación Kapatur. Esta obra estuvo a cargo de la sociedad “Sistema de Transmisión del Norte S.A.” (STN) y significó una inversión de US\$70 millones. Durante el mes de julio, Sagesa, empresa filial del Grupo, adquiere la sociedad “Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.”, titular del proyecto adicional “Línea de Transmisión Cabo Leones Maitencillo 2x220 kV de 110 km.” En octubre se adjudica el proyecto de ampliación de la S/E Kimal en modalidad EPC al consorcio Isotron Sacyr. Dentro del mismo mes “Sociedad Austral de Transmisión Troncal, SATT”, filial

del grupo adquiere la S/E San Andrés. En noviembre se adjudica a HMV Ingenieros la ejecución en modalidad de EPC de las obras de ampliación de la parte troncal de la S/E San Andrés.

2015: En el mes de octubre, se constituyó la “Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.” o SATT. Esta sociedad pertenece en un 99,9% a Saesa y en un 0,1% a STS y será la encargada de desarrollar y explotar el proyecto troncal S/E Nueva Crucero – Encuentro, que le fuera adjudicado a Saesa. En diciembre, Eletrans, empresa filial del Grupo, pone en operación la línea de transmisión Cardones -Diego de Almagro que une las localidades de Copiapó y Diego de Almagro en la Región de Atacama. Esta obra, a cargo del consorcio conformado por Saesa y Chilquinta tuvo una inversión total de US\$94 millones.

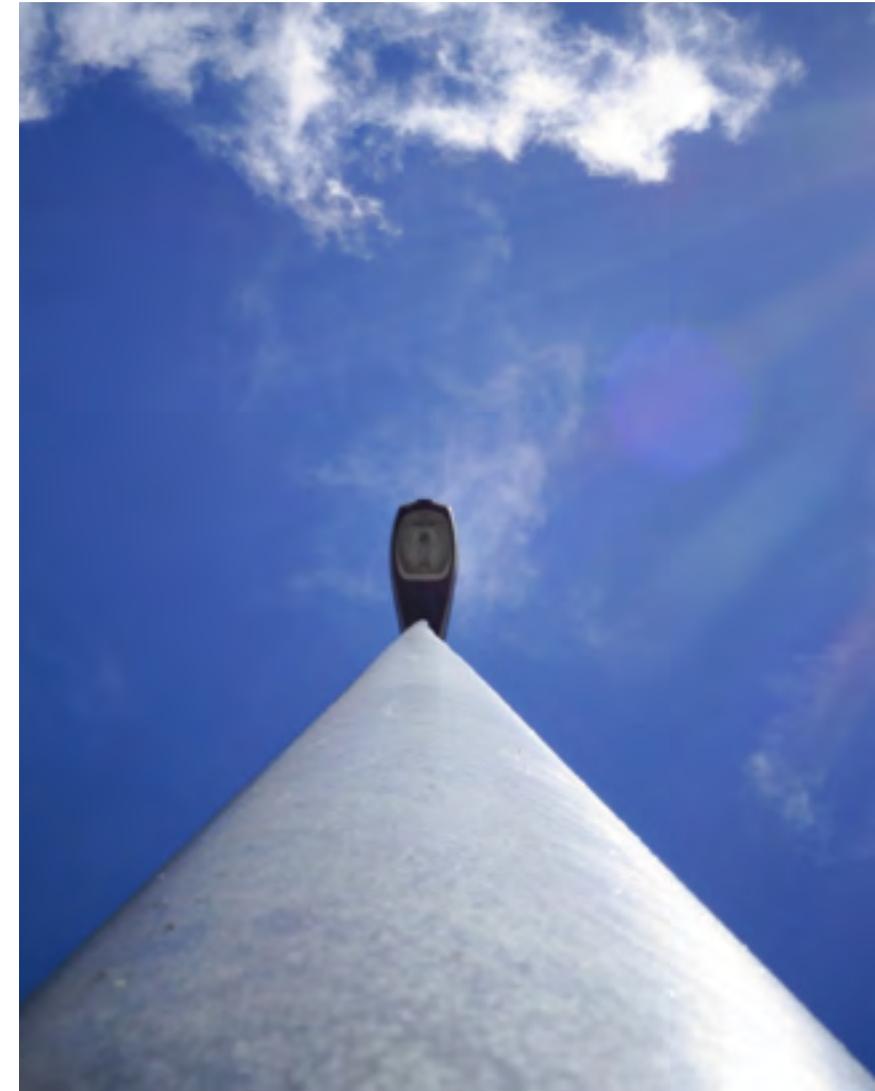
2014: En el mes de septiembre, se constituyó la Sociedad “Sistema de Transmisión del Norte S.A.”, posicionándose en el norte del país. Durante el año, se efectuaron colocaciones de bonos en el mercado local por MUF 2.000 en Saesa y MUF 2.500 en Frontel, principalmente para inversiones y refinanciamiento de pasivos.

2013: El consorcio formado por la filial Saesa y Chilquinta, constituyen Eletrans II S.A., tras la adjudicación de 2 nuevos proyectos de transmisión troncal.

La Compañía realiza una exitosa colocación de bonos corporativos, por UF 3.000.000, experimentando una sobredemanda en el mercado local. Entra en servicio el proyecto Chiloé que aumentó la capacidad de suministro hacia la Isla de Chiloé de 55 a 110 MVA.

2012: Saesa en conjunto con Chilquinta (este último no perteneciente al grupo empresarial), constituyen la Sociedad Eletrans S.A., tras la adjudicación de proyectos de transmisión troncal. Se inaugura el proyecto Puyehue-Rupanco.

2011: El fondo de inversión canadiense Alberta Investment Management Corporation adquirió el 50% de la propiedad que estaba en manos de Morgan Stanley.





2010: Un fuerte terremoto y posterior tsunami afectó gravemente al país. Trabajadores y contratistas enfrentaron un período de trabajo intenso y continuo para devolver el suministro eléctrico a todos los clientes desde el Bío-Bío hasta Chiloé. En noviembre, la sociedad colocó un bono de UF 4.000.000 para el refinanciamiento de sus pasivos financieros. De esta forma se mejoraron las condiciones del financiamiento, aumentando además el plazo del crédito, con un menor costo.

2009-2000

2009: Finaliza la construcción del primer proyecto de electrificación rural conectado al SIC mediante el cruce aéreo entre islas. Retail alcanza 58 puntos de venta en la zona de concesión. 2008: Ontario Teachers' Pension Plan y Morgan Stanley Investment Funds adquieren la totalidad del Grupo Saesa.

2007: Se inicia la construcción del proyecto Chiloé, un sistema de transmisión en 220 kV entre Puerto Montt y la isla. Este mismo año se inician las ventas en el área de retail.

2006: Se elevan los índices de calidad de servicio, culminando el año dentro de los indicadores exigidos por la autoridad gracias a inversiones de mejoramiento.

2002: Se constituye SGA. 2001: Copec vende a PSEG Chile Holding S.A. su participación en Saesa y Frontel. Comienza a operar Alto Baguales, la primera central eólica a escala industrial.

2001: Copec vende a PSEG Chile Holding S.A. su participación en Saesa y Frontel. Comienza a operar Alto Baguales, la primera central eólica a escala industrial.

2000: Saesa y STS modifican las instalaciones de transmisión que abastecen a la isla de Chiloé, quedando el sistema energizado con 110 kV. Saesa adquiere el 1,56% de las acciones de Edelaysen que

perteneían a Corfo, aumentando así su participación al 91,67%. 2009: Finaliza la construcción del primer proyecto de electrificación rural conectado al SIC mediante el cruce aéreo entre islas. Retail alcanza 58 puntos de venta en la zona de concesión.

1999-1990

1999: Saesa y Frontel adquieren Creo Ltda.

1998: Saesa se adjudica el 90,11% de las acciones de Edelaysen licitadas por Corfo, extendiendo sus actividades a 1.500 km entre la VIII y XI región.

1996: Saesa adquiere a Transelec el 39,9% de las acciones de STS quedando con el 99,9% de la propiedad. El 0,1% restante es adquirido por Frontel.

1994: Saesa y Transelec se asocian creando STS, con una participación accionaria del 60% y 40% respectivamente.

1989-1980

1989: Saesa y Frontel inician actividades de transmisión, con líneas de 66 kV y subestaciones de 66/23 kV.

1988: Corfo traspasa sus instalaciones a Edelaysen, transformándose en accionista mayoritario.

1986: Corfo, Edelaysen y Endesa inician la construcción de mini-centrales hidroeléctricas y líneas de transmisión por la Carretera Austral.

1982: Saesa compra a Copec el 70% de las acciones de Frontel, convirtiéndose ésta en filial de Saesa.

1981: Se crea Edelaysen como filial de Endesa, transformándose posteriormente en S.A.

1980: Copec se convierte en accionista mayoritario de Saesa y Frontel.

1979-1960

1960: Tras el fuerte terremoto, más del 70% de las redes y subestaciones en Valdivia y Pto. Montt quedaron afectadas junto a daños en instalaciones en la zona de Osorno. La Sociedad concentró todo su recurso humano y material ante la emergencia.

1959-1950

1957: Endesa transforma a Frontel en una sociedad anónima, quedándose con el 83,7% de participación.

1956: Frontel inicia sus actividades de distribución eléctrica como filial de Endesa, entregando suministro a las provincias de Concepción, Ñuble, Arauco, Bío Bío, Malleco y Cautín.

1949-1920

1946: Corfo y Endesa ingresan como accionistas mayoritarios de Saesa para agilizar el Plan de Electrificación del país impulsado por el Estado.

1926: Nace la Sociedad Austral de Electricidad S.A., empresa privada que comienza suministrando energía a Lebu, Arauco, Carampangue y posteriormente a Puerto Montt, Osorno y Valdivia.



02

Capítulo

Antecedentes Relevantes

Principales Indicadores · 28

Factores de Riesgo · 31

Marcha de la Empresa · 36

Gestión Comercial · 48

Pequeños medios de generación distribuida · 50

Hechos Relevantes · 54

Gestión Financiera · 57

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.**

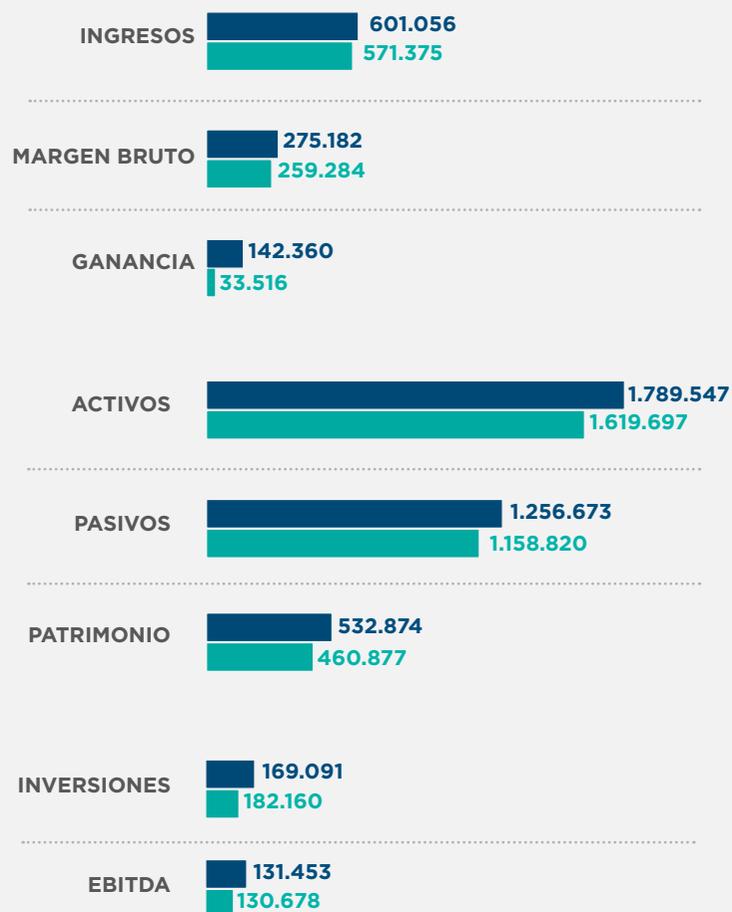


Principales Indicadores

ANTECEDENTES FINANCIEROS

Consolidado (MM\$)

● 2020 ● 2019

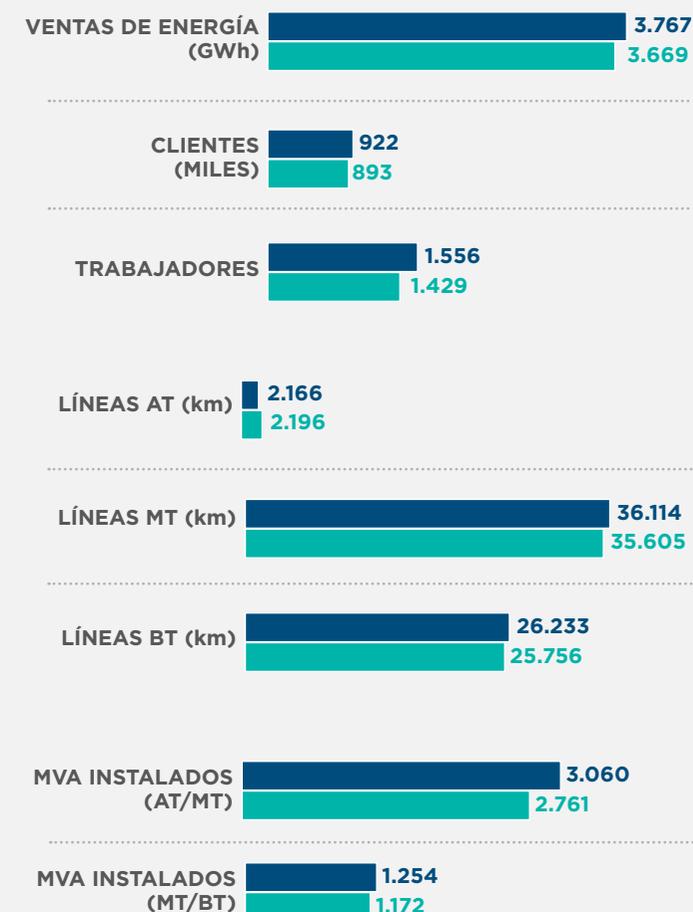


BT: Baja tensión
MT: Media tensión
AT: Alta tensión

ANTECEDENTES OPERACIONALES

Consolidado

● 2020 ● 2019





CLIENTES

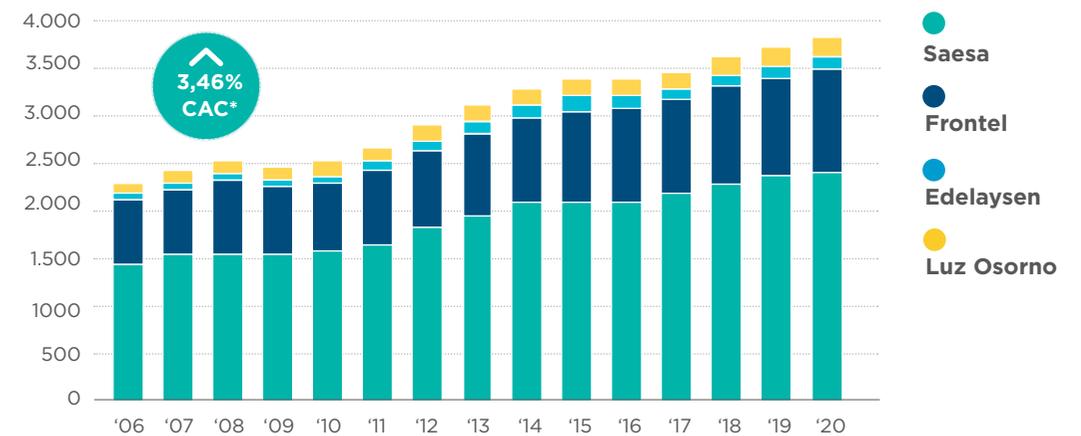
(en miles)



*Crecimiento anual compuesto

VENTAS DE ENERGÍA

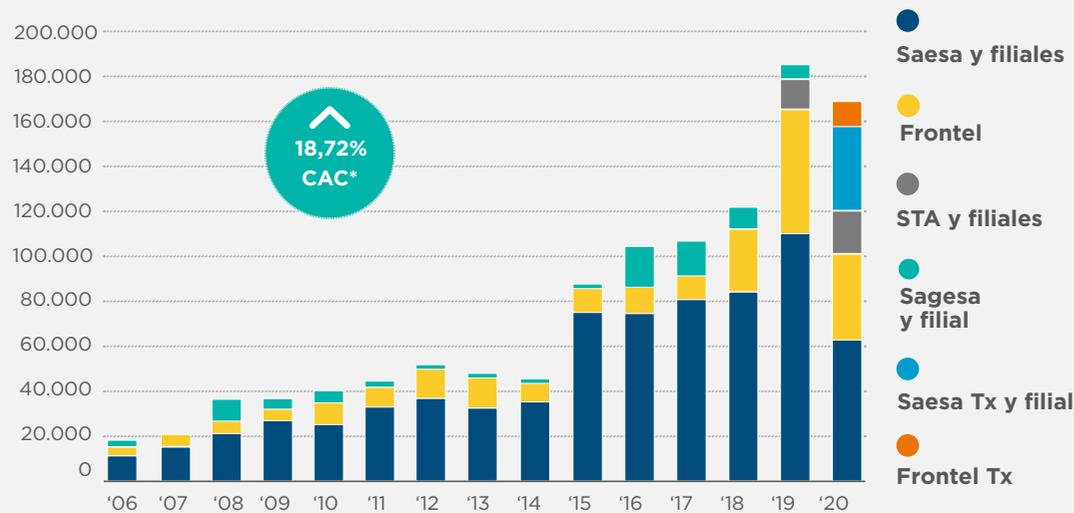
(en GWh)



*Crecimiento anual compuesto

INVERSIONES

(MM\$)



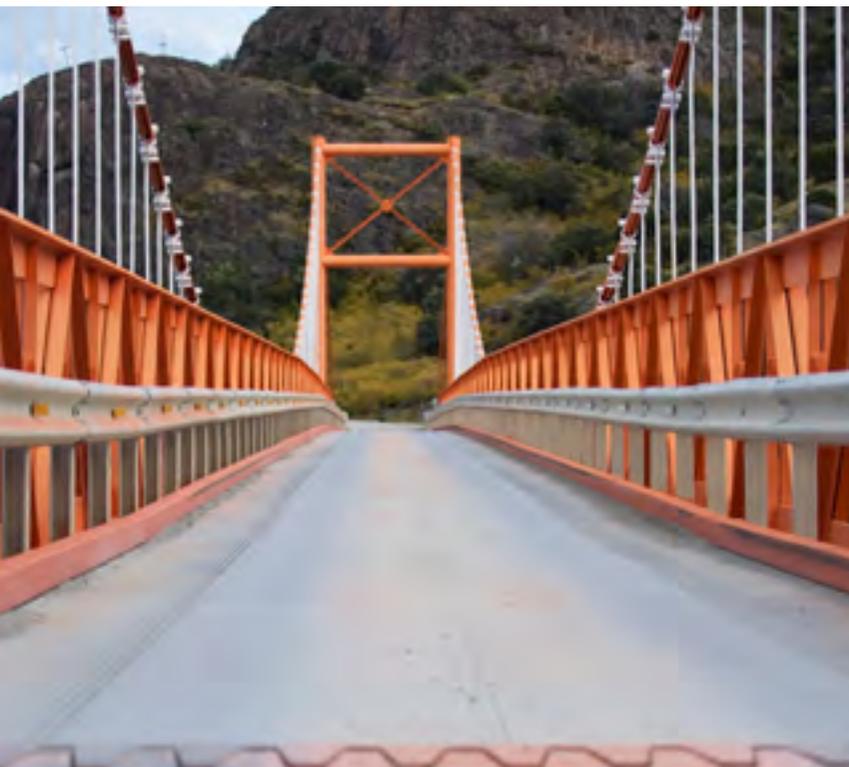
*Crecimiento anual compuesto

EBITDA

(MM\$)



*Crecimiento anual compuesto



CLASIFICACIONES DE RIESGO

	BONOS	CLASIFICADORA
Eléctricas del Sur	AA-	ICR / FELLER RATE
Saesa	AA+	ICR / FELLER RATE
Frontel	AA+	ICR / FELLER RATE
STS	AA+	ICR / FELLER RATE

ICR: 76.188.980-K
FELLER: 79.844.680-O

GENERACIÓN

EMPRESA	TIPO TECNOLOGÍA	MW INSTALADOS	CANTIDAD DE CENTRALES
Edelaysen	Hidroeléctrica	22,24	7
	Eólica	1,80	1
	Diésel	33,64	19
	Total	57,67	27
Sagesa	Gas/ Diésel	45,70	1
	Diésel	108,79	68
	Eólica	0,02	1
	Solar / Panel	0,04	
Sagesa	Sagesa	154,55	70
Frontel	Diésel	29,20	23
Saesa	Diésel	16,10	12
Luz Osorno	Diésel	1,60	1
TOTAL		248,1	127

ÍNDICES DE SEGURIDAD

● Frecuencia



● Gravedad





Factores de Riesgo

La estrategia de gestión de riesgo está orientada a la protección de la Sociedad, sus empleados y su entorno ante situaciones que los puedan afectar negativamente.

Esta gestión está liderada por la alta administración de la Sociedad, y se realiza tanto a nivel general como para cada uno de los sectores en que participa, considerando las particularidades de cada uno. Para lograr los objetivos, la gestión de riesgos financieros se basa en cubrir todas aquellas exposiciones significativas, siempre y cuando existan instrumentos adecuados y el costo sea razonable.

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

RIESGO REGULATORIO

El mercado eléctrico es una industria regulada, en donde existen procesos de fijación tarifaria para la distribución y transmisión de energía, así como la generación en los sistemas medianos como los atendidos por las filiales Edelaysen y Sagesa.

Los procesos de fijación tarifaria buscan determinar el valor de inversión y el costo de operación, mantenimiento y administración eficientes que son necesarios para realizar el servicio tarifado, cumpliendo con los estándares exigidos de calidad de servicio. En el segmento de distribución y generación en sistemas medianos, el resultado es una tarifa unitaria, por lo que los ingresos dependen de la demanda. En el segmento de transmisión, el resultado es un valor anual de transmisión por tramo, por lo que los ingresos no dependen de la demanda.

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 afectan 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 y también para los Sistemas Medianos. Adicionalmente, durante el año 2020 se envió al congreso un proyecto de ley que establece el derecho a la portabilidad del servicio eléctrico, conocido como comercialización.
- 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 Gerencia de Mercados 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 Eléctrico Nacional. 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 marzo 2020 se publicaron tarifas para los sistemas medianos que rigen desde noviembre 2018 a octubre 2022. En todo caso, producto de la ley N°21.194-19 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21 de diciembre de 2019, las tarifas para los usuarios finales de los SSMM quedan estabilizadas temporalmente, y cuyas diferencias serán saldadas a medida que el precio medio de compra del conjunto agregado de distribuidoras sea inferior al precio estabilizado, lo que se espera ocurra a contar del segundo semestre 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 y actualizada a fines del 2019, 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 el 3 de noviembre 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 antes mencionada 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, dos del Ministerio, dos de CNE, dejando atrás la elaboración de dos estudios, uno por las empresas y otro por la CNE ponderado los resultados dos tercios CNE y un tercio 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.

A diciembre de 2020, se encuentra en curso el estudio de fijación de tarifas de distribución, período 2020-2024. Se espera que el informe del consultor se publique en abril 2021, el informe técnico de la Comisión Nacional de Energía se conozca en junio 2021, para luego esperar la publicación del decreto respectivo a fines del 2021.

Esta misma Ley exige a las empresas distribuidoras constituirse como sociedades de giro exclusivo de distribución y, en consecuencia, sólo pueden prestar dicho servicio público de distribución. Esta exigencia se aplica desde el 01 de enero de 2021 pudiendo las empresas solicitar extensión del plazo hasta el 01 de enero de 2022.

Adicionalmente, con fecha 02 de noviembre de 2019, 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 de diciembre de 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 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 de diciembre de 2026, en cuyo caso, el saldo se traspasará al usuario final.

Respecto de la fijación de tarifa de Servicios Asociados al Suministro Eléctrico (SSAA), que se realiza cada cuatro años con ocasión del Proceso de fijación de VAD, se publicaron nuevas tarifas en julio de 2018, mediante la publicación del DS N°13T-2017.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de distribución son monitoreados continuamente, en función de los cambios que la autoridad introduzca con ocasión de cada nuevo proceso tarifario, con el objeto de proteger los activos de la Sociedad y sus filiales y la rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la reglamentación vigente, esto es, envío





de observaciones a la CNE, discrepancias ante el Panel de Expertos o presentaciones ante la Contraloría General de la República, según sea el caso.

Durante el año 2020 se publicaron una serie de Leyes que afectan directa o indirectamente los ingresos de las sociedades. Destaca la Ley de Electrodependientes que otorga un beneficio económico a los clientes que dependen de equipos médicos eléctricos reflejado en un descuento en la cuenta de electricidad, además de exigir a las distribuidoras buscar las mejores soluciones técnicas para evitar la interrupción del suministro. También se publicó la Ley de Servicios Básicos, la que impide el corte y reposición a los clientes críticos o en situación de vulnerabilidad, otorgándoles facilidades de pago.

D) FIJACIÓN DE TARIFAS DE TRANSMISIÓN

Mediante la publicación de la Ley N°20.936, se establecieron nuevos mecanismos para la determinación de los planes de expansión de transmisión y su valorización, para posteriormente ser transferidos a las tarifas de los clientes finales. Con respecto a la valorización, las instalaciones de transmisión se dividen en 3 categorías:

- Para las obras nuevas construidas como resultado de los procesos de licitación mandados producto de los Planes de Expansión definidos por la Autoridad, su valor anual se fija por 20 años desde su puesta en operación en función de los valores ofertados por las empresas licitantes.
- Para las obras de ampliación, se define el valor de inversión para los siguientes 20 años en función del resultado de la licitación de construcción y sus costos de operación, mantenimiento y administración son el resultado de un estudio tarifario.
- Para las obras existentes o pasados los 20 años de las obras licitadas, su valor anual se determina cada 4 años como parte de un proceso reglado de valorización. El primer proceso bajo esta nueva ley deberá establecer el valor anual de transmisión por tramo del período 2020-2023. A diciembre de 2020, luego de concluido el estudio de valorización de instalaciones de transmisión nacional y el estudio de valorización de instalaciones de transmisión zonal y dedicado utilizado por clientes regulados, realizado cada uno de ellos por un Consultor distinto, se está a la espera de la publicación del Informe Técnico Preliminar de CNE.. Se espera que los decretos tarifarios se publiquen el segundo semestre de 2021 con aplicación retroactiva a enero 2020.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de la Transmisión son monitoreados continuamente, en función de los cambios que la autoridad introduzca con ocasión de cada nuevo proceso tarifario, con el objeto de proteger los activos de la Sociedad y rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la reglamentación vigente, esto es, ante la CNE, el Honorable Panel de Expertos o la Contraloría General de la República, según sea el caso.

RIESGO CONTRATO DE SUMINISTRO Y ABASTECIMIENTO

A) CONTRATOS DE SUMINISTRO A CLIENTES REGULADOS

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben contar, mediante llamados de licitación pública, con contratos de suministro de energía que permitan abastecer a sus clientes regulados para, a lo menos, los próximos 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 2021/01 (suministro enero 2026 - diciembre 2040), cuya adjudicación está contemplada para junio 2021.





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.

Durante el año 2020 el Ministerio de Energía presentó un proyecto de Ley de Portabilidad Eléctrica, que modificaría el esquema de licitaciones permitiendo, de forma paulatina, que todos los clientes elijan su suministrador de electricidad de forma competitiva.

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.



El importante nivel de inversiones refleja la confianza y el compromiso de nuestros accionistas con el desarrollo eléctrico del país.



Marcha de la Empresa

EXCELENCIA OPERACIONAL



Frontel y Saesa alcanzan meta en calidad de servicio

Durante el año 2020 las distribuidoras de Grupo Saesa presentaron una notable mejora en los índices de calidad de servicio, disminuyendo radicalmente los cortes de suministro de energía y su duración. Lo anterior, consecuencia de un potente plan de inversiones implementado durante los últimos años, focalizado en instalaciones y tecnología, destinado a la completa modernización de las redes de distribución.

Uno de los principales focos de estas modernizaciones ha estado en la automatización de equipos y la incorporación de tecnologías que permiten la operación de redes eléctricas a distancia, a través de centros de control. Mediante ello, se logra dividir la red y, frente a una determinada falla, efectuar interconexiones y lograr disminuir la zona y cantidad de clientes afectados por la misma, aún antes de que la brigada correspondiente llegue al lugar.

En una red que supera los 60.000 kilómetros de extensión, en el año 2010 existían sólo 500 equipos de maniobra automática, equivalente a un 22% del total de equipamiento. Al día de hoy, se han instalado más de 5.600, lo que aumenta notablemente la confiabilidad del sistema. Se espera que a fines del año 2021, la totalidad de la red se encuentre automatizada.

Los parámetros de evaluación de calidad de servicio medidas por la autoridad se refieren al promedio de horas en las que un cliente permanece sin suministro durante un año, por responsabilidad de la distribuidora correspondiente. Para el caso de Frontel, este ítem disminuyó de 51 a 16 horas entre el año 2017 y el año 2020. A su vez, en el caso de Saesa la disminución fue de 19 a 10 horas en el mismo periodo.

A su vez, para hacer frente a las fallas que afectan los sistemas de transmisión, ajenos a nuestras distribuidoras, se construyó generación de respaldo que permita restituir temporalmente el servicio. Esto se ha implementado en 36 comunas, en las cuales interrupciones que podrían haber durado horas no tardan más de 20 minutos en ser solucionadas.

Adicionalmente, desde abril de 2020 se incluyó un indicador relativo a la flexibilidad operacional de la red de distribución, que mide la cantidad de clientes cuyo suministro es recuperado antes de media hora, tratándose de fallas que afectan a más de 1.000 clientes. La velocidad de los avances y mejoras tecnológicas se pone de manifiesto al ver que comenzamos con un 55% de recuperación y las últimas mediciones han subido a un 83%.

La búsqueda e implementación de soluciones tecnológicas e innovación que permitan mejorar la calidad de suministro es constante y parte de nuestro compromiso con los clientes. Por ello, se seguirá trabajando en la automatización y digitalización de las redes eléctricas, así como la búsqueda de soluciones que nos permitan llegar con suministro eléctrico a las zonas más aisladas de nuestro país.





SUSTENTABILIDAD

Ya nadie duda que el rol de las empresas ha dejado de ser sólo el de un motor para el desarrollo económico, sino que existe una responsabilidad de las mismas con su entorno y su comunidad, debiendo llevar adelante sus actividades de modo sustentable. Es así como en Grupo SAESA la sustentabilidad no sólo es un valor fundamental, sino que un prisma bajo el cual debemos analizar cada una de nuestras actividades.

Este modo de llevar adelante nuestra actividad, que comenzó con pequeñas iniciativas desde hace ya muchos años, ha llegado a un punto de madurez tal, que nos permite cumplir con estándares y parámetros de nivel mundial. Es así como durante el año 2020 Grupo Saesa emitió su primer reporte de sustentabilidad, elaborado bajo la metodología GRI (Global Reporting Initiative).

Este reporte proporciona información clara y verídica sobre los impactos de nuestra compañía y cómo es que la sustentabilidad debe integrarse transversalmente en toda la organización. En él se incluye información sobre actividades, objetivos y resultados en materia social, ambiental y económica.

Nuestra estrategia en materia de sustentabilidad se sostiene en 3 pilares fundamentales: **operación responsable**, entregando energía con los más altos estándares de la industria; **sintonía con el entorno**, en virtud del cual la actividad se desarrolla cuidando la relación y en sincronía con la comunidad y **amplificación energética**, que busca proveer de alternativas y soluciones sustentables tales como el recambio energético y el acceso de zonas aisladas a la electricidad mediante el uso de las nuevas tecnologías.



PROGRAMAS COMUNIDAD

Durante la crisis sanitaria provocada por el COVID-19, muchos de nuestros programas con la comunidad debieron reinventarse para continuar durante la pandemia y, a la vez, debimos incorporar nuevas acciones de carácter social, de cara con la dura realidad que nuestra comunidad ha debido enfrentar.

Mantuvimos el foco en la educación mediante el programa **“Liceos Eléctricos”** que consiste en proveer formación a estudiantes de tercer y cuarto año medio de liceos técnico profesionales. En una modalidad virtual, se logró la participación de cerca 200 estudiantes, en materias relacionadas a la prevención de riesgos y seguridad, norma técnica, medición inteligente, escuelas de linieros, entre otros. Además, se construyeron 2 patios de entrenamiento en los liceos de Los Álamos y Panguipulli.

Del mismo modo, el programa **“Somos Vecinos”**, que busca generar puntos de encuentro y diálogo con diversos actores de la comunidad, se efectuó en formato radial, llegando de este modo con información relevante y útil a un gran número de hogares. Se realizaron 414 programas en 103 emisoras distintas, sumando más de 8.000 minutos al aire.

También continuó entregando beneficios el programa **“Conexión de sedes sociales”**, mediante el cual se provee de suministro eléctrico a sedes de juntas vecinales, organizaciones comunitarias, clubes deportivos y, en general, cualquier inmueble que se utilice como punto de encuentro de la comunidad y que carezca del empalme a la red y la instalación eléctrica interior. En este ámbito, se realizaron alrededor de 30 conexiones a lo largo de 23 comunas, beneficiando aproximadamente a 3 mil familias.



ACCIÓN SOCIAL DURANTE PANDEMIA

Haciéndonos cargo del compromiso de nuestra empresa con la comunidad y el difícil momento que la pandemia ha ocasionado a miles de familias, las empresas del Grupo Saesa han participado, desde el comienzo de la crisis, de modo proactivo en una serie de iniciativas que buscan llegar lo antes posible con ayuda real a quienes más lo necesitan. Es así como, en coordinación con una serie de instituciones públicas y privadas, se coordinó la entrega de apoyo, de distinta naturaleza, a más de 40 comunas dentro de nuestra zona de operación.

Dentro de estos aportes destacan el aporte de cámaras de ventilación y equipos de intubación para los Hospitales de Valdivia, Osorno y Puerto Montt, la entrega implementos médicos para centros de salud y organizaciones comunitarias, tablet para alumnos de escasos recursos para disminuir la brecha digital y provisión de sistemas de calefacción para centros de acogida de adultos mayores.

Lo anterior, con la indispensable colaboración de nuestros propios trabajadores quienes, en sus respectivas zonas, se encargaron de coordinar, canalizar y materializar los diversos aportes de manera completamente voluntaria y con la mejor disposición.

Sabemos que aún queda mucho camino por recorrer pero nuestro compromiso con la comunidad se mantendrá inquebrantable, y estamos seguros que juntos lograremos superar esta crisis.





MEDIOAMBIENTE

Grupo Saesa, a través del pilar de su estrategia de sustentabilidad, “Amplificación energética”, busca permanentemente desarrollar y fomentar proyectos vinculados con energías renovables

Es así como al año 2020 aumentó su capacidad de generación a través de este tipo de energías, superando 1 MW a través de 21 proyectos eólicos y fotovoltaicos. Durante este año, se adjudicaron dos proyectos fotovoltaicos de soluciones individuales en diferentes zonas del país, con una potencia instalada de 119 kW; actualmente estos proyectos se encuentran en proceso de ejecución. Estas soluciones tendrán un impacto beneficioso en la calidad de vida de cincuenta y tres familias y fomentarán el desarrollo de las mismas.

Durante el año 2021 se proyecta adjudicar 360 kW de potencia instalada en soluciones fotovoltaicas, lo que permite aumentar a la compañía su generación a través de ERNC en más de 1,4 MW; lo que representará un incremento de 34% respecto al año 2020.

Por otro lado, la compañía durante el año 2020 adjudicó y construyó seis proyectos fotovoltaicos “On Grid” los cuales están relacionados a generación distribuida con un total de 197,4 kWp (unidad de potencia fotovoltaica) y detallados a continuación:

- Proyecto On Grid, comuna Perquenco, 60 kW instalados en techo
- Proyecto On Grid, comuna Purranque, 75 kW instalados en suelo
- Proyecto On Grid, comuna Purranque, 22,4 kW instalados en techo
- Proyecto On Grid, Isla Lemuy, Ichuac, comuna Puqueldón, 20 kW instalados en techo
- Proyecto Avifel - 10 casas con sistemas de 1,5 kW - 15kW en total
- Proyecto Puerto Varas - 5 kW en techo



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.



De esta manera se logra abrir paso en una nueva línea de negocios, permitiendo además a los clientes generar ahorros en sus cuentas de suministro a través de una generación limpia y renovable.

Grupo Saesa durante años ha promovido dentro del desarrollo de su cultura organizacional el Valor de la Sustentabilidad, incorporando una serie de iniciativas para establecer relaciones y generar impactos positivos en el desarrollo de la comunidad, buscando emprender un trabajo colaborativo, orientado en el beneficio de sus clientes. Es así como dentro del contexto de valor compartido, desde el año 2014 ha impulsado actividades asociadas al correcto y seguro manejo de pilas alcalinas en colaboración estrecha con las Secretarías Regionales Ministeriales del Medio Ambiente en las regiones donde es concesionaria. Estos residuos son altamente tóxicos para el medio ambiente y sus ecosistemas; por lo tanto, haber logrado levantar e implementar el programa que hoy conocemos como “Ponte las Pilas”, invita a la toda la comunidad a formar parte activa de esta iniciativa, creando una cultura de recolección domiciliaria y disposición en puntos habilitados.

Desde finales del año 2019, y producto de la pandemia que ha estado afectando al mundo, las actividades asociadas a la recolección de pilas en las escuelas municipales se vieron afectadas producto de la interrupción de las clases y los requerimientos sanitarios que han obligado a muchas comunas a permanecer en cuarentena. Sin perjuicio de aquello, y entendiendo que las condiciones no fueron del todo óptimas para la realización de actividades masivas, Frontel y Edelayesen realizaron su campaña, logrando una recolección de 650 (65%) y 350 (35%) kilogramos respectivamente, una tonelada a nivel compañía, que representa una disminución del 92% respecto de la última campaña realizada en condiciones sanitarias normales.

Dentro de otros aspectos de la gestión ambiental responsable de la compañía, durante el año 2020 se gestionaron 204 toneladas de equipos eléctricos asociados a transformadores y reguladores en desuso, de los cuales 82% corresponden a Saesa (168 ton), 17% a Frontel (34 ton) y 1% Edelayesen (2 ton). Siguiendo en la línea de los equipos eléctricos y/o electrónicos,

se dispusieron en sitios autorizados para su revalorización 9,6 toneladas de equipos de medición que resultaron del recambio a medición inteligente; en Saesa se gestionaron 5,3 toneladas lo que representa un 55% del total, Frontel 2,9 toneladas un 30% y Edelayesen 1,4 toneladas un 15%.

El último trimestre del año 2019 se implementó un Plan Piloto de Reciclaje en el Edificio Corporativo ubicado en la ciudad Osorno, comenzando así una de las acciones claves en beneficio del manejo responsable de los residuos generados en los lugares de trabajo. Durante esos tres primeros meses se lograron reintegrar a la cadena de valor más de 300 kilogramos de residuos reciclables y entre los meses de enero y marzo del año 2020 más de 400 kilogramos. Lamentablemente estas acciones en el mes de abril se vieron dificultadas producto de la pandemia, sin embargo la cultura de reciclaje ya se había convertido en una valor dentro del equipo, producto de lo mismo se rediseñó el Plan Piloto que estaba circunscrito al edificio corporativo, llevando el reciclaje al domicilio de los colaboradores.

El Plan Piloto de Reciclaje a Domicilio, comenzó en el mes de junio de 2020, cerrando el año con más de 3.250 kilogramos en ese periodo. Además, se incrementó en un 92% la cantidad de residuos que reingresaron a la cadena de valor producto del reciclaje en comparación al año anterior. Durante enero y diciembre del año 2020 pasaron a economía circular 3.678 kilogramos de residuos, que se distribuyeron de la siguiente forma; papel 454 kg (12%), cartón 1.276 kg (35%), plástico 382 kg (10%), aluminio 109 kg (3%) y residuos orgánicos 1.457 kg (40%).

Otro tipo de residuos que pasaron por un proceso de revalorización durante el año 2020, son aquellos denominados Residuos Industriales No Peligrosos que se generan producto del descarte en etapas de construcción de proyectos, planes de mantenimiento y/o mejoramiento, o reemplazo de infraestructura entre otros. De este proceso se pudieron revalorizar 200 toneladas de hormigón (41%), 7,3 toneladas de madera (2%), 72 toneladas de aluminio (15%), 63 toneladas de cobre (13%) y 140 toneladas de otro tipo de cables (29%).

En otros aspectos medioambientales de la ejecución de obras civiles para robustecer los sistemas eléctricos dentro de las zonas de concesión de la compañía y, las consecuentes faenas de roce para la habilitación de faja y/o poda de árboles cercanos al tendido eléctrico, es que anualmente se presentan Planes de Manejo de Corta y Reforestación para la ejecución de Obras Civiles (PMOC) ante la Corporación Nacional Forestal (CONAF), dando cumplimiento así con lo establecido en la Ley N°20.283 y D.L. 701. De dicha gestión se establece legalmente el derecho de corta e intervención de bosque, sin embargo, también queda establecida la obligación legal de compensar por medio de una reforestación aquello que fue explotado como parte de la implementación de obras. En el marco de dichas obligaciones emanadas de la legislación forestal de Chile, es que durante el año 2020 Grupo Saesa reforesta más de 80 hectáreas de bosque nativo dentro de su zona de concesión, las cuales se distribuyen de la siguiente manera por empresa; Saesa 42 hectáreas (52%), STS 24 hectáreas (30%), Luz Osorno 7 hectáreas (8%), Frontel 7 hectáreas (8%), Edelayesen 0,5 hectáreas (0,7%) y Sagesa 0,3 hectáreas (0,3%).





El principal foco durante el año 2020 fue el cuidado y resguardo de la salud física y emocional de todos los colaboradores (tanto propios como de contratistas) del Grupo Saesa.



PERSONAS, EL VALOR DE LA EMPRESA

Lo más importante para el Grupo Saesa son las personas, a la fecha contamos con 6.120 colaboradores de los cuales 1.556 pertenecen a las empresas del Grupo y 4.564 son colaboradores permanentes de las empresas que prestan servicios como contratistas. Todos quienes con su energía y compromiso permitieron que la compañía siguiera avanzando en los distintos desafíos propuestos.

Sin duda comportamientos como la **Flexibilidad, Agilidad, Innovación y Colaboración**, que hoy en día forman parte de la cultura que la organización ha construido a lo largo del tiempo han jugado un rol fundamental para sobrellevar un año tremendamente difícil que no sólo golpeó al mundo en lo sanitario, sino también en lo económico y social

Cuidado de las personas en la crisis sanitaria

El principal foco durante el año 2020 fue el cuidado y resguardo de la salud física y emocional de todos los colaboradores (tanto propios como de contratistas) del Grupo Saesa.

Desde mediados de marzo se iniciaron las medidas de Seguridad para los colaboradores, ya sea a través de la prohibición de viajes, atención presencial de proveedores, entre otras. A mediados de marzo se toma como medida más radical enviar a todos los colaboradores a teletrabajo y mantener en forma presencial sólo a quienes exclusivamente por su rol en la compañía desempeñaran un rol crítico para la continuidad del servicio.

Durante todo el año se realizaron distintas acciones orientadas al cuidado y contención de las personas. Se puso a disposición apoyo psicológico, se contó con una agenda de actividades de distensión permanente se crearon equipos especiales para cada zonal y se levantó información de condiciones de salud de más de 7.000



colaboradores y sus familiares con el fin de anteponerse a posibles contagios y detectar a los colaboradores perteneciente a población de riesgo además se puso hincapié en la comunicación para mantener la conexión en tiempos en que la distancia física como medida preventiva de contagio fue y es parte de esta nueva manera de trabajar y vivir, charlas de contención, apoyo psicológico, visitas de ejecutivos a oficinas y a terreno, gimnasia de pausa activa, campañas solitarias etc., así también se mantuvo la comunicación constante con los trabajadores a través de videos, reportes, desayunos virtuales y reuniones ampliadas.

Somos Formadores

- Durante el año 2020 se llevó a cabo el Plan de Capacitación Corporativa donde se reconvirtieron los cursos a modo online y mixto. Un 73% de los cursos fueron en esta modalidad (13% en 2019).
- Se ejecutaron 84.994 horas orientadas al desarrollo profesional de los trabajadores. Este plan fue ajustado considerando la crisis sanitaria.
- A través del Programa Crece estudiaron 86 colaboradores. El desarrollo del programa contempló 33 mil horas.
- 24 jóvenes egresaron de la Escuela de Linieros, formando parte de los 207 alumnos pertenecientes a las 12 Escuelas de Linieros (Obras y Mantenimiento) que ya se han realizado exitosamente. Se destaca la implementación de la primera Escuela de Linieros versión online (clases teóricas).

- En cuanto a Responsabilidad social empresarial, este año se capacitaron 419 personas en distintos cursos, con una inversión total de \$120 millones:

- Cursos de alfabetización digital: 54 capacitados y 864 horas.
- Curso de marketing digital: 73 capacitados y 2.190 horas.
- Curso competencias técnicas para el desarrollo de habilidades y actitudes para la empleabilidad: 194 capacitados y 9.700 horas.
- Curso asistente administrativo: se formaron 86 personas y 4.300 horas de capacitación.
- Curso de Electricidad Domiciliaria: se capacitaron 12 personas y 1.800 horas de formación.

- El Sistema de Evaluación de Desempeño y Recompensa (SEDR) continuó esta vez de forma online potenciando la cultura del aprendizaje y la retroalimentación. Este año se incorpora un nuevo estado de evaluación, inicialmente de forma voluntaria. Adicionalmente, las retroalimentaciones se realizaron de forma online.

- Continuamos avanzando en la gestión de diversidad e inclusión en el Grupo Saesa, en materia de inclusión laboral dando cumplimiento a la ley 21.015 para las empresas Saesa, Frontel, Edelayson, STS y STN. De acuerdo al estudio de inclusión laboral realizado por SENADIS (Servicio Nacional de la Discapacidad) en octubre de 2020 la compañía se posiciona en la categoría de Inclusión Laboral Completa, obteniendo un 81% de los parámetros evaluados gracias a la estrategia desarrollada para la contratación de personas en situación de discapacidad.

Por otro lado, y gracias a la vinculación con socios estratégicos, se logra la ejecución del plan de sensibilización y toma de conocimiento, el que a través de charlas y reuniones logra que el 55% de la compañía reciba información sobre lenguaje inclusivo, sesgos inconscientes, discapacidad y equidad de género. Comunicacionalmente se dio visibilidad a algunos hitos conmemorativos, como el día internacional de la mujer, personas migrantes, personas en situación de discapacidad, entre otros.

Un Gran lugar para trabajar

- Por segundo año consecutivo, el Grupo Saesa ha sido reconocido como la segunda mejor empresa para trabajar en Chile, según el ranking Great Place to Work. La compañía ha construido una cultura única y diferenciadora #SOMOPUROORGULLO.

EVOLUCIÓN RANKING GREAT PLACE TO WORK 50 MEJORES EMPRESAS PARA TRABAJAR EN CHILE



- El clima laboral es uno de los puntos más relevantes dentro del Grupo Saesa, el 2020 la encuesta de clima reflejó que un 92% de los trabajadores se encuentra satisfecho de trabajar en la compañía, siendo el mejor resultado que ha obtenido el Grupo Saesa, cuyas dimensiones más valoradas el Compromiso Organizacional y las Condiciones de Trabajo. En tanto que la encuesta de clima laboral contratistas refleja un 84% de satisfacción.



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 permanente motivación para el Grupo Saesa. En este año particularmente distinto, se destaca la agilidad e innovación para reformular las iniciativas en materias de seguridad con este nuevo contexto de pandemia. Sin duda el trabajo colaborativo desarrollado con las distintas empresas colaboradoras ha permitido resguardar la vida y salud de las personas, generando conductas al interior de la compañía, lo que permiten un seguro funcionamiento de la operación.

El Grupo Saesa mantiene siempre 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, con fuerte foco en la actual pandemia, han permitido dedicar esfuerzos específicos en materia de prevención de accidentes graves y fatales, pero también dedicados a controlar la ocurrencia de esta enfermedad pandémica (Covid-19), 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.

La pandemia actual ha impulsado iniciativas que se venían trabajando en beneficio de la transformación digital, en este ámbito la seguridad no ha estado de lado, el Grupo Saesa ha buscado alternativas tecnológicas para robustecer sus procesos de formación técnica y de seguridad, destacando la interacción y dinámicas que aseguren el proceso de desarrollo de nuestros trabajadores.



Grupo Saesa **valora y considera a sus personas como un elemento clave para seguir construyendo un proyecto común**, siendo en consecuencia una compañía líder en el cuidado de la vida y la salud de sus integrantes.



Focos de trabajo 2020:

Contingencia Covid-19

- Conformación de Comités de contingencia para seguimiento y apoyo de casos Covid-19 positivos a lo largo del país.
- Definición y difusión de protocolos preventivos para la operación del personal de terreno y oficinas.
- Creación de App Saesa Salud (sistema de Alertas, registro y seguimiento de casos).
- Planificación, preparación y adaptación de instalaciones comerciales y técnicas, para la operación de áreas críticas y permanentes, con la finalidad de prevenir contagios por Covid-19.
- Definición de planes de retorno seguros, voluntario y flexible.

Innovación

- Reformulación del plan de estudio de la Escuela de Linieros, iniciando un proceso de aprendizaje virtual y rediseñando el proceso de entrenamiento en terreno.
- Implementación de un ciclo de charlas preventivas online y de entrenamiento transversal en toda la compañía.
- Evaluación y pilotaje de plataformas virtuales que permitan el desarrollo y continuación del proceso de formación y entrenamiento.
- Incorporación de aplicaciones para gestionar desde smartphones las actividades preventivas.
- Evaluación de tecnologías para el futuro desarrollo de entrega de materiales preventivos.

Cultura de Seguridad Grupo Saesa

- Jornadas presenciales y virtuales para la Inducción de Seguridad al personal propio y contratista.
- Taller de identificación y evaluación de Focos Críticos.
- Programación, ejecución y control de planes de capacitación a empresas contratistas.
- Refuerzo de conocimientos técnicos al personal de sistemas aislados.

Compromiso

- Jornadas revisión de resultados, planes y programas zonales en seguridad.
- Actividad lúdica “PA´ LA FOTO” que se ha transformado en un hito de inicio en materia de seguridad en cada zona.
- Jornada ampliada con Encargados de Prevención de Riesgos de Empresas Contratistas.
- Programas de gestión preventiva para proyectos en Transmisión.

Difusión y acercamiento

- Capacitaciones online y prácticos en patios de entrenamiento.
- Planificación y ejecución de escuelas de linieros, actividad de capacitación.
- Trabajo en implementación de nuevas herramientas para trabajo en terreno.
- Capacitación a personal de nuevas 11 Islas
- Validaciones técnicas para dar mayor autonomía y seguridad a brigadas.
- Acompañamiento a personal de terreno en aplicación protocolos covid-19.

Seguridad Corporativa (Vigilancia)

- Campañas y charlas permanentes enfocadas en la seguridad corporativa de los trabajadores.
- Ciclos de charla vía Microsoft Teams para compartir buenas prácticas en vigilancia y seguridad de las personas.
- 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 potenciados 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.



Durante 2020 se pusieron en operación importantes obras que **contribuyen enormemente al desarrollo y eficiencia eléctrica de nuestro país.**

GRANDES OBRAS 2020

NUEVA S/E LLOLLEHUE 220/66 kV 2x90 MVA

El 16 de mayo de 2020, entro en servicio la NUEVA S/E Llollehue 220/66 kV 2x90 MVA. El proyecto se construyó de acuerdo con el Decreto Exento N°418 del Ministerio de Energía, de agosto de 2017 y consideró la construcción de una nueva S/E denominada Llollehue, cuya conexión en 220 kV se realizó a través de la Ampliación de S/E Nueva Pichirropulli. El proyecto incluyó la instalación de dos nuevos equipos de transformación 220/66 kV de 90 MVA y el seccionamiento de la línea 1x66 kV Pichirropulli – La Unión.

El objetivo principal de este grupo de proyectos consistió en mejorar el sistema de transmisión de Grupo Saesa, dando acceso en otro punto al sistema de 220kV, dando mayor confiabilidad a las instalaciones.

S/E EL EMPALME 110/23 kV 16 MVA

El 29 de enero de 2020 entró en servicio la Ampliación de S/E El Empalme, aumentando su capacidad al doble de lo existente (2x16MVA). El proyecto consideró la instalación de un nuevo equipo de transformación 110/23 kV de 16 MVA, la construcción de los respectivos patios y paños A.T. y M.T. y los paños para los alimentadores en M.T. Adicionalmente, el proyecto incorporó todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del proyecto.

El objetivo de este proyecto consiste en atender el crecimiento de la zona, mejorar calidad de servicio y seguridad en el sistema eléctrico en la zona de Calbuco hacia el enlace con la Ruta 5 Sur, en la Región de Los Lagos.



S/E CHILOÉ 220/110 KV

El 10 de noviembre de 2020 entró en servicio la Ampliación de S/E Chiloé. El proyecto consideró la construcción de un nuevo Patio de 220 kV. Además, incluyó la construcción de dos diagonales completas en 220 kV en configuración de interruptor y medio, además de dejar disponible la posición para dos diagonales más para proyectos futuros. Adicionalmente, el proyecto incorporó todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del proyecto.

El objetivo de este proyecto consiste en permitir la llegada del segundo circuito 220 kV desde el continente (ahora desde la nueva S/E Pargua) y la salida de la línea de 2x220 kV hacia la futura S/E Gamboa en cercanías de la ciudad de Castro, para atender el crecimiento y desarrollo de la isla de Chiloé, Región de Los Lagos. En el mismo sentido, esta ampliación viene a ser un punto firme de conexión a otros proyectos futuros tanto de consumo como de inyección al sistema eléctrico.

PROYECTO LARQUI (S/E LUCERO 66 kV, LÍNEA 1x66 KV LUCERO-LARQUI y S/E LARQUI 66/23 KV 16 MVA)

El 15 de noviembre de 2020 entró en servicio el Proyecto LARQUI, el cual considera el seccionamiento de la Línea 1x66 kV Charúa-Chillán mediante la construcción de la nueva S/E Lucero 66 kV, la construcción de una nueva S/E denominada Larqui 66/23 kV 16 MVA, cercana a la localidad de Bulnes y la construcción de una nueva Línea 1x66 kV entre las Subestaciones Lucero y Larqui, de aproximadamente 11,7 km de longitud. El proyecto se enmarca dentro del plan de mejoras al Sistema de Distribución de las zonas de Bulnes, Quillón y Florida, descargando Subestación Cabrero desde donde se alimenta actualmente la zona, brindando mayor flexibilidad operacional, mejorando la calidad de servicio y reduciendo las pérdidas asociadas al sistema.

PROYECTO: NORMALIZACIÓN PAÑO HL1 - S/E COLACO

El 18 de enero de 2020, se realiza la puesta en servicio del nuevo paño HL1 en la S/E Colaco. Dicho proyecto se enmarcó en las obras de reforzamiento el sistema de 110 kV, en razón a la nueva S/E seccionadora Pargua 220/110/23 kV. Las obras contemplaron el desmontaje del antiguo paño de línea HL1, reemplazándolos en sitio por nuevos equipos AIS pararrayos, transformadores de potencial y corrientes, interruptor de poder y desconectores de accionamiento tripolar, permitiendo la normalización de la conexión entre la línea y la barra 110 kV, cumpliendo de la norma técnica, dejando de ser un sistema radial.

PROYECTO: AMPLIACIÓN Y CAMBIO DE CONFIGURACIÓN S/E MELIPULLI 220 KV

El 11 de noviembre de 2020, con la energización del último paño referente al transformador T11, finaliza periodo de puesta en servicio de la ampliación y cambio de configuración de S/E Melipulli 220 kV. El proyecto consistió en la construcción de nuevas instalaciones, entre las cuales se destacan la nueva sala de control, el galpón para albergar la nueva subestación en tecnología GIS, trincheras de hormigón armado para emplazamiento de los cables de poder en 220 kV, fundaciones y montaje de estructuras de equipos para desarrollar la transición entre AIS y sistema aislado, lo cual se hizo con mufas terminales en tecnología en aceite dieléctrico. El periodo de puesta en servicio, el cual consistió en el cambio de tecnología de los equipos de los paños AIS inhabilitándolos y haciendo su conexión y posterior energización desde las bahías de la nueva subestación GIS, todo realizando coordinaciones para desarrollar una puesta en marcha cumpliendo con lo señalado en la norma técnica de seguridad y calidad de servicio (NTSyCS), no afectando en ningún momento el consumo de nuestros clientes.

NORMALIZACIÓN DE PAÑOS DE LÍNEA B4 EN S/E PURRANQUE Y EN S/E PUERTO VARAS

El día 28 de agosto de 2020 se dio término a los trabajos de normalización de los paños de líneas en S/E Purrانque y Puerto Varas, quedando en servicio los nuevos paños, los cuales estaban relacionados con la Ampliación de la S/E Frutillar. Contempló la instalación de equipos primarios para vincularse a las barras de 66kV existentes, tales como Interruptores de poder, desconectores de cuchilla vertical, transformadores de corriente, pararrayos, transformadores de potencial, así como también las obras necesarias a nivel de control y protecciones.

S/E MARÍA ELENA:

La S/E María Elena, que secciona un circuito de la línea Lagunas-Encuentro en la II Región, tiene por objetivo permitir la conexión del Parque Solar María Elena. La S/E actualmente está en operación y pasó a formar parte del Troncal en el último Estudio de Transmisión Troncal (ETT). Como parte del plan de expansión del sistema Nacional, se estableció como obra de ampliación seccionar el segundo circuito de la línea Lagunas-Encuentro.

El proyecto se encuentra en operación desde febrero 2020.

S/E SAN ANDRÉS:

La S/E San Andrés secciona la línea Carrera Pinto-Cardones con el objetivo de conectar el Parque Solar San Andrés al SIC en la III Región. En virtud del último estudio de transmisión, la S/E San Andrés pasó a formar parte del sistema de transmisión nacional. Producto de los planes de expansión, se han declarado dos obras de ampliación: Cambios de configuración y conductor y Seccionamiento línea Cardones-Diego de Almagro.

El proyecto se encuentra en operación desde marzo 2020.



ELECTRIFICACIÓN RURAL

El compromiso de las empresas del Grupo Saesa por contribuir al progreso y bienestar de las comunidades donde opera es permanente. Así se refleja en la participación de los programas de Electrificación Rural, donde en un trabajo trisectorial del Gobierno de Chile, la Empresa y los beneficiarios, se hace posible la llegada de electricidad hasta los lugares más apartados, ubicados en diversas localidades y comunas desde el norte al sur de Chile.

Durante el año 2020 se finalizaron obras de distribución e instalaciones interiores para 43 Proyectos de Electrificación Rural ubicados en sectores rurales pertenecientes a 26 comunas dentro las regiones del Bío Bío, La Araucanía, Los Ríos, Los Lagos y Aysén, y se firmaron 26 nuevos proyectos para 19 comunas ubicadas entre las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos, Los Lagos y Aysén, actualmente en etapas de obtención de permisos, ingeniería y construcción.

La finalización y puesta en servicio de estos proyectos cumplen con el objetivo de brindar suministro eléctrico a 1.088 familias de sectores rurales, considerando obras que abarcan una extensión de redes de 104 km de línea de media tensión, 116 km de línea de baja tensión en postación individual, 19 km de línea de baja tensión en postación común y 415 transformadores de distribución entre 5 y 15 kVA.

Además, en el marco del convenio de colaboración firmado entre el Ministerio de Energía y la Asociación de Empresas Eléctricas A.G. para el Programa “Ruta de La Luz”, Grupo Saesa en una alianza público-privada y en la Zona de Edelayen asume el compromiso para construir tres nuevos proyectos de electrificación rural en las comunas Coyhaique y Puerto Cisnes, que permitan llevar suministro eléctrico a 39 familias de las localidades de El Richard, Villa Ortega y 63 familias del sector Chacras.



El compromiso de las empresas del Grupo Saesa por **contribuir al progreso y bienestar de las comunidades** donde opera es permanente.



Gestión Comercial



GESTIÓN DE CLIENTES 2020

Durante el año 2020, se mantuvo al cliente en el centro de las decisiones, adicionalmente y producto del Covid-19, se decidió trabajar en un escenario distinto, enfocado tanto en la seguridad de los colaboradores como de los clientes.

Esta situación afectó los indicadores de Satisfacción y Experiencia, presentando una baja significativa durante el segundo semestre, efecto generado por la crisis sanitaria a nivel mundial y nacional, e impactando en su etapa inicial al proceso de operación y facturación, generando además entre los clientes un alto nivel de percepción de alza de cobros y de tarifas.

En este contexto, tanto los procesos como la propia planificación estratégica 2020 se adaptaron e impulsaron para asegurar la operación y adecuarse a las nuevas exigencias normativas del negocio de acuerdo los siguientes focos:

I. Gestión de Higiénicos de Servicios:

Modelo de Atención: Se levantaron las interacciones de clientes de los diferentes canales de contacto y categorizados por los distintos viajes de clientes.

Además, se ha trabajado en el levantamiento de los costos directos asociados al personal de cada canal y la adaptación de procesos de cara al Giro Exclusivo.

Trazabilidad de Clientes: Levantamiento de las interacciones de clientes que poseen más de un contacto con la compañía, con el objeto de identificar las etapas claves que deben ser registradas en la solución, para contar con información de forma clara y precisa al momento que el cliente lo solicite con un registro de información desde sistema comercial para visión 360 del cliente.

Flexibilización de Procesos Críticos: Dado el escenario de contingencia sanitaria se han flexibilizado alrededor de 20 procesos en la atención como: convenios de pago a través de la web y contact center, se redujo la documentación para gestionar distintos procesos, beneficios a vulnerables y Pymes. Además, de flexibilidad en el proceso de recaudación, donde se liberaron autorizaciones y permisos para emisión de Notas de Crédito. Ajustándose además los horarios de atención en algunas oficinas.

Ajustes en Límite de Invierno: Entendiendo las alzas de consumo de nuestros clientes, como Grupo Saesa se definió no cobrar el límite de invierno a todos los clientes que se registraron válidamente como vulnerables en este año, y en forma transversal se consideró el no cobro en el mes de junio.

Habilitación de Canales de Atención: Se habilitaron canales de atención específicos para facilitar la atención a clientes vulnerables y Pymes y para hacerla más cercana, canales como Número 800 y Call Back de atención en Contact Center, administrando flujos de atención de llamadas para cerca de 6.000 clientes, conteniendo un 75% el ingreso de reclamos.

Gestión oportuna de atención vía correo electrónico, pasando de 1.600 email pendientes en promedio diarios en junio a 10 email pendientes en diciembre.

II. Transformación Digital:

Auto lectura: Creación de aplicación web donde el cliente puede suscribir un recordatorio mensual (SMS) que según cronograma posibilita al cliente el ingreso de la lectura de su medidor. Finalmente, la aplicación habilita a los clientes para que ingresen sus propias lecturas.





Mensualmente se están recibiendo en promedio cerca de 1.100 auto lecturas mensuales y se han enrolado al sistema en total 4.500 clientes.

WhatsApp: Habilitación de canal WhatsApp para atenciones de clientes, mejorando considerablemente la experiencia en el aspecto “simple y fácil”, resultado que en general está cerca de 14 puntos sobre una llamada telefónica.

Boleta Digital: Adaptaciones y suscripción a boleta digital nos ha permitido superar los 109 mil clientes al cierre del 2020, logrando acercarnos a ellos de forma más ágil, económica y sustentable. Logrando complementar el diseño de un modelo enfocado a un cliente digital.

III. Vinculación con clientes:

Segmentación residencial de clientes: Diseño de una estrategia para clientes residenciales del Grupo Saesa a partir de variables cuantitativas y cualitativas, que expliquen sus necesidades y características de consumo con el fin de elaborar propuestas de valor diferenciadas, dirigidas a grupos específicos mejorando la experiencia de los clientes.

Beneficios y programas para clientes vulnerables, residenciales y pymes: Disposición para clientes residenciales de un registro para acoger a las familias más vulnerables de manera expedita, haciendo un llamado público a la inscripción, solicitando antecedentes mínimos y aprobando el 99% de las solicitudes. En total durante el 2020 se superaron los 49.000 clientes.

Además, al mismo grupo se les dejó de cobrar el interés por mora en el pago de la cuenta y se les exceptuó de manera unilateral del pago por consumo por sobre el límite de invierno.

Se generaron además plataformas para Pymes, con el fin de recibir solicitudes que nos permitan contactarlos y así acoger sus necesidades entregando soluciones específicas. Las Pymes que actualmente han solicitado este beneficio son cerca de 580. Todo esto

manteniendo la cadena de pago, es decir respondiendo a nuestra responsabilidad con los generadores.

Habilitación plataformas comerciales para la suscripción masiva de convenios de pago: Automatización de interacciones para generar convenios de pago, y dar las facilidades a todos los clientes, no solo a los vulnerables, una medida que apoyará a los clientes dentro de este periodo de fuerte impacto económico. La mayoría de los convenios se ofrecen en condiciones de cuotas sin reajustes ni intereses, habilitando nuestras plataformas comerciales para la suscripción masiva de estos convenios para que, en caso de que se requiera, tener la capacidad de tramitar hasta en 100 veces la cantidad de convenios que teníamos en el período anterior a la pandemia.

RRSS: Potenciamiento de nuestros canales de Redes Sociales como Facebook y Twitter en nuestras 3 distribuidoras Saesa, Frontel y Edelayesen, con mejoras en el nivel de servicios, campañas y respuestas a través de ticket de atenciones técnicas. Habilitación que permitió realizar campañas de marketing y comunicaciones, en conjunto con un nuevo sistema de seguimiento y monitoreo de RRSS. La adhesión a RRSS en diciembre alcanza cerca de 71 mil clientes en Twitter y 15 mil clientes en Facebook.

Además, durante el año 2020 se realizaron diversos procesos de Cambios Regulatorios y Normativos, como el Artículo 148 acompañados de los cumplimientos propios de la Norma Técnica.

Pese a un año difícil, la compañía decidió reinventarse, enfocándose de cara al 2021 iniciando desde el mes de septiembre el proyecto:

Proyecto Identidad Estratégica: Proyecto que busca entender la situación actual de la marca, estableciendo las oportunidades de ésta en relación al mercado, al consumidor y objetivos estratégicos del negocio con el objetivo de tener una identificación de la marca coherente y alineada a las necesidades del negocio.

El desafío para 2021, es implementar y desarrollar esta nueva identidad estratégica en todos los niveles de la compañía.

Proyecto Inspira: Este proyecto busca consolidar una nueva estrategia de clientes para la compañía, basada en la Experiencia y Satisfacción para los segmentos residenciales que conforman nuestros clientes hasta construir una propuesta de valor realmente competitiva, centrada absolutamente en ellos y sus necesidades a través de la experiencia física y digital.

El proyecto Inspira continúa posicionando al cliente al mismo nivel de la seguridad y buscará definir “El cliente en el centro de nuestras decisiones”.

Finalmente, los equipos de la compañía han sabido adaptarse a la contingencia sanitaria a través de la nueva modalidad de teletrabajo, lo que exigió mantener la operación de los procesos de atención, evidenciándose un verdadero compromiso en situaciones de mucha adversidad fortaleciendo la colaboración, eficiencia y el foco en el cliente.





Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD)

Desde la perspectiva de la generación distribuida y al igual que en todos los procesos conocidos, el periodo 2020 fue un año complejo lleno de nuevos desafíos que impulsaron a la compañía a reformular su forma de trabajar de manera abrupta, al igual que su forma de relacionarse con clientes, proveedores y apoyos constructivos.

Como gran proceso de adaptación a esta contingencia, se implementó un modelo para proceder con las distintas puestas en servicio de manera remota, sin perder de vista los principales pilares como la seguridad y priorizando el foco en el cliente.

Históricamente se ha declarado un real compromiso con las energías renovables y la generación distribuida, siendo referentes activos en los cambios regulatorios de esta línea de negocio. En este sentido el año 2020 dejó grandes hitos entre los que se destacan:

1. La publicación del reglamento de generación distribuida para autoconsumo, el cual entró en vigencia el 6 de noviembre, denominado Decreto Supremo 57.
2. La publicación del reglamento para medios de generación de pequeña escala, el cual entró en vigencia el 20 de noviembre, denominado Decreto Supremo 88.
3. Publicación de la Plataforma de Información Pública (PIP), la cual con fecha 17 de diciembre de 2020 es lanzada tanto a los clientes regulados y público general, para que cualquier interesado en desarrollar un proyecto de generación distribuida, sea este PMGD o EG, pueda acceder a los datos de nuestra infraestructura y así avanzar de manera más ágil en la evaluación de proyectos.

A la fecha Grupo Saesa alcanza un total de 86 centrales conectadas en calidad de PMGD con una potencia total de 237 MW. A lo anterior, se debe adicionar 316 Equipamientos de Generación en calidad de Netbilling con una potencia cercana a los 3 MW.

Los proyectos PMGD que entraron en servicio durante el periodo 2020 fueron 13, aportando 32 MW. El siguiente cuadro describe brevemente cada una de estas centrales:

EL RESPLANDOR	El 18 de mayo del 2020 en la comuna de Cabrero se puso en servicio el PMGD Fotovoltaico "El Resplandor" de 2,9 MW, marcando ese día 2 grandes hitos para la compañía. El primero es que esta central se convertiría en el PMGD más austral del mundo y además la primera de tecnología Fotovoltaica en las redes del Grupo Saesa. El segundo Hito estuvo más marcado por la pandemia Covid-19 pues se ponía en práctica un nuevo desafío, realizar una puesta en servicio remota, con la menor cantidad de personal en terreno, cumpliendo así nuestros criterios de seguridad y las exigencias del ministerio de salud.	BLUEGATE	El mismo 6 de octubre, pero esta vez en Puerto Montt, se conectó la central diésel Bluegate de 3,0 MW. Esta central contrató la construcción del empalme con Grupo Saesa, convirtiéndose de este modo en el quinto empalme comprado a nuestra área de Ventas y Servicios de la zona portuaria.
AROMOS	La Central térmica de tecnología diésel y propiedad de Espinos S.A tiene una capacidad instalada de 3,0 MW y fue puesta en servicio en la comuna de Los Sauces el 19 de mayo del 2020.	PRP TAMBORES	El PMGD diésel PRP Tambores de 2,99 MW se conectó el 7 de octubre y corresponde a la segunda central de Llonquén Energías SpA conectada a la S/E Tambores en la Comuna de Río Bueno.
PINOS	Al igual que la central anterior, este PMGD térmico de tecnología diésel también pertenece a la empresa Espinos S.A y tiene una capacidad instalada de 3,0 MW. Se encuentra ubicada en la comuna de Mulchén y su puesta en servicio se realizó el 20 de mayo del 2020.	PRP LOS NEGROS	El PMGD diésel PRP Los Negros de 2,99 MW, corresponde a la tercera central de Llonquén Energías SpA y la única de este cliente conectada en las redes de Luz Osorno. De igual modo corresponde a la única central de Llonquén con obras adicionales y se conectó el 19 de octubre.
AMPLIACIÓN HIDRORIÑINAHUE	A las orillas del Lago Ranco, en la Región de Los Ríos, desde el año 2017 se encuentra conectada la central hidroeléctrica Hidroriñinahue. El pasado 8 de junio, este PMGD finalizó su ampliación, incorporando 1,0 [MW] de generación llegando a un total de 1,9 MW.	PRP CAMPESINA	Esta central térmica de tecnología diésel y propiedad de Llonquén Energías SpA fue la cuarta de este grupo de empresarios y se conectó el 20 de octubre. Tiene una capacidad instalada de 2,99 MW y se ubica en la Comuna de la Unión. Su conexión no implicó refuerzos en la red de media tensión.
DEUCO II	Con una potencia instalada de 2,88 MW y tecnología diésel, el PMGD Deuco II de la empresa EBCO se conectó en la comuna de Angol, a escasos metros de la S/E Deuco. Antes de su conexión fue necesario reforzar un pequeño tramo de red de aproximadamente 200 metros.	CHILCO	La central Hidro Chilco, conectada al alimentador Pichirropulli Futrono de 0,2 MW corresponde a una central conectada en el mismo empalme de la central Doña Hilda. Tras algunos ajustes al punto de conexión, su entrada en servicio se produjo el 22 de octubre con ayuda de la zonal Valdivia.
PRP CHIFIN	El PMGD diésel PRP Chifín propiedad de la empresa Llonquén Energías SpA y de 2,99 MW fue la primera de 5 centrales de este cliente, todas conectadas durante el mes de octubre junto a la zonal Osorno. Su puesta en servicio fue 6 de octubre del 2020, esto en la S/E Chifín de la comuna de Río Negro.	RAPACO	El 23 de octubre El PMGD PRP Rapaco de 2,99 MW de tecnología diésel ubicado en la comuna de La Unión, se convirtió en la quinta y última central que la empresa Llonquén conectaría el 2020 en las redes del Grupo Saesa y sin requerir obras en distribución.
		EL ATAJO	La central minihidro El Atajo de 1,2 MW ubicado en la comuna de Mulchén y conectada en la S/E Picoitú, entró en operación el 12 de noviembre. Con esta central se puso fin a las conexiones PMGD del 2020 y cerramos un año cumpliendo las expectativas del cliente junto a los nuevos estándares de seguridad por la contingencia.



Hechos Relevantes Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y filiales

1. 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 y sus filiales 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 y sus filiales, 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 y sus filiales.

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 y sus filiales, que pueda ser material.

2. En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 30 de abril de 2020, 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, Ashley Munroe, Ben Hawkins y Christopher Powell.

3. En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 30 de abril de 2020, el Directorio aprobó el pago de un dividendo final de \$413,8615318248 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019.

El dividendo señalado, se pagó a partir del día 30 de mayo de 2020, a los accionistas que figuren inscritos en el Registro de Accionistas de la Sociedad al quinto día hábil anterior a la fecha de pago.

El dividendo se pagó en dinero efectivo y el número de acciones con derecho a recibirlo asciende a 79.573.772, lo que significó un pago total de M\$32.932.523 por este concepto.

4. En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 30 de abril de 2020, el Directorio de las filiales

Sociedad Austral de Electricidad S.A.(Saesa), Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.(Frontel), Compañía Eléctrica Osorno S.A.(Luz Osorno), Empresa Eléctrica de Aisén

S.A.(Edelaysen) ,Sistema de Transmisión del Sur S.A.(STS), Sociedad Generadora Austral (SGA), Sociedad Austral de Transmisión Troncal (SATT), Sistema de Transmisión del Norte (STN) y Sistema de Transmisión Austral (STA) ,aprobó el pago de un dividendo final de \$0,004858381 por acción para Saesa, \$0,00044028154719 por acción para Frontel, \$390.558,527207325 por acción para Luz Osorno, \$37,5524001279 por acción para Edelaysen , \$0,0555454966 por acción para STS, USD 0,002214 por acción para SGA, USD374,88162 por acción para SATT, USD22,02599 por acción para STN y \$0,0000684841 por acción para STA con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019. Para la filial Sagesa, la Junta acordó no repartir dividendos para este período.

Los dividendos señalados, se pagaron a partir del día 30 de mayo de 2020, a los accionistas que figuren inscritos en el Registro de Accionistas al quinto día hábil anterior a la fecha de pago. Los dividendos se pagaron en dinero efectivo y el número de acciones con derecho a recibirlos ascienden





a 9.005.380.049.737 para Saesa, 7.456.959.350.043 para Frontel, 7.645 para Luz Osorno, 37.577.393 para Edelayesen, 280.178.725.343 para STS, 142.740.174 para SGA, 1000 para SATT, 25.000 para STN y 9.005.380.049.737 para STA lo que significa un pago total de M\$43.751.567 para Saesa, M\$3.283.162 para Frontel, M\$2.985.820 para Luz Osorno, M\$1.411.121 para Edelayesen, M\$15.562.666 para STS, MUS\$316 para SGA, MUS\$375 para SATT, MUS\$551 para STN y M\$616.726 para STA.

5. En sesión celebrada con fecha 13 de mayo 2020 el Directorio designó al director señor Jorge Lesser García-Huidobro en calidad de Presidente del Directorio de la Sociedad y al director señor Iván Díaz Molina en calidad de Vicepresidente.
6. Con fecha 01 de junio 2020, la Sociedad celebró un Contrato de Compraventa y Cesión de Derechos Sociales (la "Cesión") en virtud del cual Inversiones Grupo Saesa Limitada ("Grupo Saesa") vendió, cedió y transfirió a la Sociedad el 0,002896% de los derechos sociales que Grupo Saesa mantenía en Inversiones Los Ríos Limitada ("Los Ríos"). En atención a que la Sociedad detentaba el 99,997104% restante de los derechos sociales en Los Ríos, pasó a detentar, como consecuencia de la Cesión, el 100% de los derechos sociales en dicha sociedad, la cual se disolvió, sucediéndola la Sociedad en todos sus activos y pasivos, y pasando a ocupar su lugar jurídico en todos sus derechos y obligaciones.

Los Ríos era titular de un 99,916013% del capital accionario emitido por la filial Saesa, el cual ha pasado, a consecuencia de la Cesión, a manos de la Sociedad. Esta última, a su vez, detentaba un 0,000355% del capital accionario de la Sociedad, con lo que con esta fecha pasó a ser titular, en total, de un 99,916368% de dicho capital.

Además los Ríos era titular de un 99,372925% del capital accionario emitido por la filial Frontel, el cual ha pasado, a consecuencia de la Cesión, a manos de Eléctricas. Esta última, a su vez, detentaba un 0,000818% del capital accionario de la Sociedad, con lo que con esta fecha pasó a ser titular, en total, de un 99,373744% de dicho capital.

7. Con fecha 24 de junio 2020, la filial Saesa acordó la venta de su participación en las sociedades Eletrans S.A., Eletrans II S.A. y Eletrans III S.A. (en adelante, conjuntamente denominadas "Sociedades Eletrans"), en cada una de las cuales mantiene un 50% de participación (en adelante, las "Acciones SAESA") a la sociedad Chilquinta Energía S.A. (en adelante "Chilquinta"), titular del 50% de participación restante.

Para estos efectos, Saesa había suscrito con fecha 13 de octubre de 2019 un documento privado en idioma inglés denominado Purchase and Sale Agreement, a través del cual se regularon los términos y condiciones bajo los cuales se materializaría la compraventa de las Acciones SAESA (en adelante, la "Compraventa de Acciones SAESA").

La Compraventa de Acciones SAESA quedó sujeta al cumplimiento de determinadas condiciones copulativas, entre las cuales se encontraban ciertas autorizaciones de entidades gubernamentales, de acreedores y la efectiva materialización de la venta del grupo empresarial al que pertenece Chilquinta por parte de Sempra Energy International Holdings N.V. a la compañía china State Grid International Development Limited.

Habiéndose cumplido las condiciones para el cierre de la Compraventa de las Acciones SAESA, con esta misma fecha se ha efectuado el cierre de dicha transacción, en cuya virtud Chilquinta ha adquirido la totalidad de la participación accionaria de la filial Saesa en las Sociedades Eletrans a un precio de USD\$187.478.642,74, junto con adquirir la totalidad de los créditos otorgados por parte de nuestra matriz Inversiones Grupo Saesa Limitada a Eletrans II S.A. y Eletrans III S.A. por un monto de USD\$62.516.890,07, lo que equivale a una suma total de US\$249.995.532,81.

Lo anterior, considerando el valor neto de las participaciones en las Sociedades Eletrans, significó para Saesa reconocer una utilidad aproximada antes de impuesto de USD\$178.500.000.



8. Con fecha 5 de agosto de 2020 se promulgó la Ley 21.249 que dispone, de manera excepcional, las medidas que indica en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red. En ella, se establece que durante los 90 días siguientes a su publicación, las empresas proveedoras de dichos servicios no podrán cortar el suministro por mora a los usuarios que la propia norma indica, que se consideraron para estos efectos como vulnerables.

Además, se establece que las deudas que contraigan dichos usuarios con las empresas entre el 18 de marzo de 2020 hasta los 90 días posteriores a la publicación de la Ley, se prorratearán en un número de cuotas mensuales iguales y sucesivas que determine el cliente, hasta un máximo de 12, y el comienzo de su cobro se postergará hasta la primera facturación que ocurra una vez que hayan transcurrido los 90 días, sin multas, intereses ni gastos asociados.

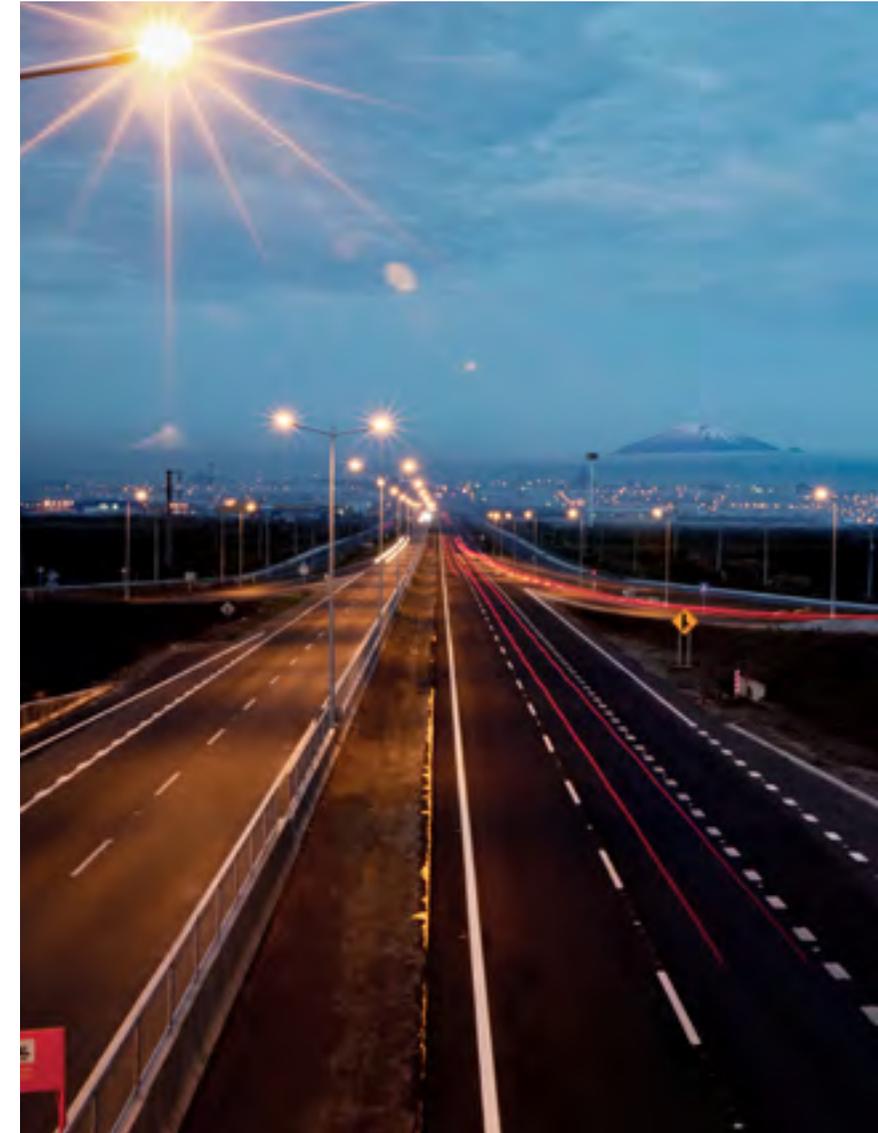
9. Con fecha 25 de agosto de 2020 la Superintendencia de Electricidad y Combustible, en adelante SEC aplicó sanciones por concepto calidad de servicio a varias empresas distribuidoras del país. Dentro de las sociedades multadas se encuentra las filiales directas Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Saesa), Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Frontel) y la filial indirecta Compañía Eléctrica Osorno S.A. (Luz Osorno), las cuales, son principalmente por exceder durante el periodo de un año el límite máximo de interrupciones en el suministro de servicio eléctrico establecido en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.

Considerando que Grupo Saesa ha trabajado fuertemente en un plan de inversiones desde el año 2017 a la fecha, lo que se ha traducido en una mejora permanente en los indicadores de calidad de suministro desde que comenzaron las inversiones hasta el actual período de evaluación (Enero 2019 a Diciembre 2019), se encuentra analizando los antecedentes asociados a las multas, de modo de recurrir a las instancias pertinentes con el fin de dejarlas sin efecto o rebajarlas considerablemente en

atención a los argumentos indicados precedentemente, por lo que, a la fecha de hoy, el pago de una multa no es probable, y en caso que el escenario cambie y fuera probable un desembolso, no es posible estimar su monto de manera confiable.

10. Con fecha 21 de diciembre de 2020, la junta extraordinaria de accionistas de la filial Saesa acordó; (i) la división de Saesa en dos sociedades, manteniéndose la Sociedad como continuadora y creándose una nueva sociedad, que se denominará Saesa Transmisión S.A. (en adelante “Saesa Transmisión”), la que tendrá efecto y vigencia el día 31 de diciembre de 2020 (en adelante la “División”); (ii) Aprobar la disminución de capital de Saesa en la cantidad de \$66.696.758.332 y aprobar la forma en que se distribuirán las cuentas de patrimonio de Saesa, entre ésta y Saesa Transmisión con motivo de la División; (iii) Aprobar la modificación a los estatutos de la Sociedad; y (iv) las otras materias que se indicaron en el aviso de citación a junta de accionistas.
11. Con fecha 21 de diciembre de 2020, la Junta Extraordinaria de Accionistas de la filial Frontel acordó: (i) la división Frontel en dos sociedades, manteniéndose la Sociedad como continuadora y creándose una nueva sociedad, que se denominará Frontel Transmisión S.A. (en adelante “Frontel Transmisión”), la que tendrá efecto y vigencia el día 31 de diciembre de 2020 (en adelante la “División”); (ii) Aprobar la disminución de capital de Frontel en la cantidad de \$7.926.227.879 y aprobar la forma en que se distribuirán las cuentas de patrimonio de Frontel, entre ésta y Frontel Transmisión con motivo de la División; (iii) Aprobar la modificación a los estatutos de Frontel; y (iv) las otras materias que se indicaron en el aviso de citación a junta de accionistas.

Estas divisiones se enmarcan dentro del proceso de implementación de los requerimientos de la Ley N°21.194 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, estableciendo una obligación legal de giro exclusivo para las compañías de distribución de energía eléctrica.





Gestión Financiera



UTILIDAD LÍQUIDA DISTRIBUIBLE

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

Esta política de cálculo de la utilidad líquida 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°1.945 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 2020 quedó determinada por los siguientes montos:

UTILIDAD LÍQUIDA DISTRIBUIBLE	M\$
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	141.805.989
Ganancias acumuladas	24.574.266
Transferencias y otros cambios	(42.541.797)
Dividendos distribuidos y reverso provisión	(23.052.765)
Utilidad líquida distributable ejercicio 2020	100.785.693

DIVIDENDOS

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

DETALLE DIVIDENDOS

DIVIDENDO	FECHA DE PAGO	\$ POR ACCIÓN MONEDA HISTÓRICA	IMPUTADO EJERCICIO
Provisorio N°3	09-06-2014	26,16367705	2014
Final N°10	23-06-2015	125,73151290	2014
Final N°11	23-06-2016	63,27341829	2015
Final N°12	23-06-2017	186,53061508	2016
Final N°13	20-06-2018	178,95527115	2017
Final N°14	24-05-2019	331,44453846	2018
Final N°15	30-05-2020	413,86153182	2019

DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES

El directorio propone distribuir las utilidades de la siguiente forma:

DIVIDENDO PROPUESTO	M\$
De utilidad líquida distributable ejercicio 2020	42.541.797
A pagar dividendo final N°16	
Utilidad a distribuir	42.541.797

El Directorio de la sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo final N°16 de \$534,620837765500 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020. Este dividendo representa un 100% de la utilidad y significa un pago total de M\$42.541.796.

CAPITAL SOCIAL

El capital suscrito y pagado de la Sociedad al 31 de diciembre de 2020 ascendía a M\$385.906.755 distribuido en 79.573.772 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 2020 sería la siguiente:

	M\$
Capital emitido	385.906.755
Ganancias acumuladas	101.168.729
Otras reservas	38.302.326
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	525.367.810

	M\$
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	525.367.810
Dividendo a pagar	(141.805.989)
Dividendo provisorio	42.541.797
Deducción patrimonial	(99.264.192)
Patrimonio después del reparto	426.103.618



REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO Y EJECUTIVOS PRINCIPALES

DIRECTORIO

En conformidad a lo dispuesto en 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 Waldo Fortín Cabezas, Jon Reay, Juan Ignacio Parot Becker, Stacey Purcell, Christopher Powell y Ashley Munroe han renunciado a la remuneración que les correspondía por el ejercicio del cargo de Director de Eléctricas y sus filiales. Por lo tanto, sólo los siguientes Directores recibieron remuneraciones fijas por el ejercicio de sus funciones, y corresponden a dietas de asistencia:

	AÑO 2020							AÑO 2019
	ELÉCTRICAS	SAESA Y FILIALES	FRONTEL	SGA	SAGESA	STS	TOTAL	
Jorge Lesser Garcia-Huidobro	1.533	31.519	28.517	1.716	1.847	1.718	66.850	59.904
Iván Díaz-Molina	1.533	31.519	28.507	1.716	1.847	1.718	66.840	59.904
TOTAL	3.066	63.038	57.024	3.432	3.694	3.436	133.690	119.808

Durante el año 2019 y 2020, la Sociedad no ha realizado pagos a empresas relacionadas con Directores.

En el año 2020 no existen gastos en asesorías ni otros servicios relevantes contratados por el Directorio, o incentivos, tales como bonos, compensaciones en acciones, opciones de acciones u otros. Los Directores no poseen porcentajes de participación en la propiedad de la sociedad matriz y sus filiales.



EJECUTIVOS PRINCIPALES

La compañía no tiene ejecutivos directamente remunerados por ella. Sin embargo, sus filiales tienen 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 matriz y sus filiales.

Las siguientes remuneraciones e incentivos totales han sido percibidas por el Comité Ejecutivo de la sociedad matriz y sus filiales durante el ejercicio 2020:

MM\$	2020	2019
REMUNERACIONES FIJAS	4.905	4.430
INCENTIVOS VARIABLES	2.166	2.011
Total	7.071	6.441

En el año 2020 no existieron indemnizaciones por años de servicio percibidas por gerentes y principales ejecutivos de la sociedad y sus filiales. Durante 2019 estas ascendieron a MM\$126.

DOTACIÓN PERSONAL

Al 31 de diciembre de 2020, la sociedad y sus filiales cuentan con la siguiente dotación de personal:

	SAESA Y FILIALES	FRONTEL	STA Y FILIALES	SAESA TX. Y FILIAL	TOTAL
GERENCIA Y EJECUTIVOS PRINCIPALES	40	8	4	5	57
PROFESIONALES Y TÉCNICOS	591	288	54	107	1.040
ADMINISTRATIVOS Y ELECTRICISTAS	190	150	88	31	459
TOTAL	821	446	146	143	1.556

*No incluye directorio





INFORMACIÓN FINANCIERA

Políticas de Inversión y Financiamiento

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

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

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



Estamos comprometidos con el desarrollo de todos los sectores de nuestra zona de influencia a través de nuestro constante esfuerzo de suministrarles energía eléctrica de manera segura y confiable.

Política de Dividendos

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

Propiedades y Seguros

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





**Somos el mayor distribuidor
de energía eléctrica en la
zona sur del país.**

03

Capítulo

La Empresa en la Industria

Sector de la Industria · 61
Actividades y Negocios · 66
Empresas Filiales · 79
Declaración de Responsabilidad · 112





Sector de la Industria



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

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

Al mismo tiempo, con ventas en 2020 por 3.767 GWh y 922 mil clientes atendidos, el Grupo Saesa es el tercer mayor grupo de distribución de energía eléctrica del país, tanto a nivel de ventas como en número de clientes. En el cuadro siguiente se presenta el detalle por cada una de sus respectivas empresas distribuidoras:

	ZONA DE DISTRIBUCIÓN	CLIENTES (MILES)	VENTAS (GWh)
SAESA	IX, X y XIV Región	471	2.389
FRONTEL	VIII, IX y XVI Región	376	1.048
EDELAYSEN	X y XI Región	50	161
LUZ OSORNO	X y XIV Región	25	169

REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

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

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

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

Desde noviembre de 2017 operan interconectados los 2 principales sistemas eléctricos de Chile, que en conjunto representan cerca 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 en las regiones de Los Lagos, Aisén del General Carlos Ibáñez del Campo, Magallanes y Antártica Chilena, y que son operados generalmente por empresas integradas verticalmente, siendo responsables de la generación, transporte y distribución de electricidad (entre ellas la filial Edelaysen).

GENERACIÓN ELÉCTRICA

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

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

- a) Mercado Mayorista: Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.
- b) Mercado de Clientes Libres: Corresponde a aquellos clientes con potencia instalada superior a 5 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Además, aquellos clientes con potencia entre 0,5 MW y 5 MW pueden optar por ser tratados como clientes libres. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos cuatro años.
- c) Mercado de Clientes Regulados: Pertenecen a este segmento todas las transferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de tarifas (en adelante los “clientes regulados”). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

El precio al que se realizan estas últimas transacciones se obtiene de licitaciones abiertas, transparentes y no discriminatorias las que se establecen habitualmente por un período de 20 años. 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).





TRANSMISIÓN

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

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

La información para definir los peajes es pública en todos los casos. El sistema de cobro de las empresas transmisoras constituye un peaje cargado a las empresas de generación y a los usuarios finales, que de acuerdo a la nueva Ley migrará en el tiempo para que sea toda de cargo de los usuarios finales. Este peaje permite a las compañías propietarias de las instalaciones de transmisión recuperar y remunerar sus inversiones en activos de transmisión y recaudar los costos asociados a la operación de dichos activos.

SISTEMA DE TRANSMISIÓN	COBRO DE PEAJE
NACIONAL	Cobrado a usuarios finales en base a retiros esperados. Hay un período transitorio en que el cobro se realiza en parte a los generadores. Peajes fijados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) cada 4 años en base a costos eficientes de inversión, operación, mantención y administración de las instalaciones existentes o a valores resultantes de procesos de licitación de obras nuevas u obras de ampliación.
ZONAL	Peajes fijados por la CNE cada 4 años en base a costos eficientes de inversión, operación, mantención y administración de las instalaciones existentes o a valores resultantes de procesos de licitación de obras nuevas u obras de ampliación. Cobrado 100% a usuarios finales en base a retiros esperados.
DEDICADA	Peajes negociados libremente entre el propietario de las instalaciones de transmisión y usuarios. Tarifa regulada por el uso de instalaciones para el suministro a clientes regulados.



DISTRIBUCIÓN

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

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

a) Clientes Regulados

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

- Precio de Nudo Promedio: Este componente refleja el costo medio de compra de energía y potencia, el cual es traspasado a los clientes finales por medio de las empresas distribuidoras. Este precio es definido semestralmente, mediante la publicación en el Diario Oficial del Decreto de Precio de Nudo Promedio que se fija en enero y julio de cada año.
- Pago de la Transmisión: Corresponde al pago de los sistemas de transmisión nacional, zonal y dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios.

- Cargo por Servicio Público: Componente que financia el presupuesto del Coordinador, del Panel de Expertos y el estudio de franja.
- Valor Agregado de Distribución (VAD): Componente del precio que incluye el costo de capital de los activos de distribución y los costos de administración, el mantenimiento y la operación de los sistemas, los costos por facturación y atención de clientes y las pérdidas medias en las que se ha incurrido por concepto de distribución. Los valores por los conceptos mencionados corresponden a los de un modelo de empresa eficiente. Adicionalmente, con ocasión del proceso de fijación de tarifas de suministro de distribución, éstas podrán considerar algunos de los servicios asociados al suministro eléctrico, que hayan sido previamente objeto de fijación de precios, dentro del valor agregado de distribución.

La tarifa que corresponde a cada empresa de distribución es fijada por la CNE, en base a un proceso de clasificación de cada una de ellas en áreas típicas, para lo cual se toman en cuenta criterios económicos, tales como densidad de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simulan varias empresas modelo, una en cada área típica, considerando fundamentalmente estándares constructivos y operacionales que permitan el abastecimiento de la demanda de una empresa real, según sus características de distribución espacial, categoría de clientes y otras restricciones que enfrenta en su zona de concesión la empresa real denominada "empresa de referencia". Producto de la ley N°21.194 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21 de diciembre de 2019 se realizaron los siguientes cambios al proceso tarifario:

- Cambia la tasa fija del 10% antes de impuestos, por una tasa de mercado que se fija para cada proceso tarifario, cuyo valor tiene un piso de 6% y un techo de un 8% después de impuestos. Para el próximo proceso tarifario la tasa se fijó en un 6% después de impuestos.

- Para reflejar mejor la realidad de las cooperativas eléctricas, en cada proceso tarifario se deberá determinar al menos 4 áreas típicas para representarlas. Para el próximo proceso se determinaron 6 áreas para las cooperativas.
- Bases técnicas del proceso de tarificación podrán ser observables y discrepables en el Panel de Expertos.
- Un solo estudio supervisado por un comité especial, integrado por 4 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

- **Ley N°21.185 del Ministerio de Energía**

Publicada en el Diario Oficial con fecha 02 de noviembre de 2019, 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 de

diciembre de 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 de diciembre de 2026, en cuyo caso, el saldo se traspasará al usuario final.

- **Ley N°21.194 del Ministerio de Energía**

Que estabiliza los precios asociados al valor agregado de distribución a la fecha de su publicación. Los saldos resultantes serán corregidos sólo por IPC y se incluirán en la tarifa de VAD del período 2020-2024 y, eventualmente, en el período 2024-2028.

- **Ley N°21.249 del Ministerio de Energía**

Publicada en el Diario Oficial con fecha 08 de agosto de 2020, que dispone de manera excepcional diversas medidas en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, telecomunicaciones electricidad y gas de red, producto de la crisis sanitaria a raíz del COVID-19. Entre las medidas más relevantes se destacan las siguientes:

- No se podrá cortar el suministro por mora en el pago a un conjunto de usuarios residenciales o domiciliarios y otros que cumplan ciertos requisitos establecidos en dicha Ley.
- Las deudas contraídas con las empresas, que se generen entre el 18 de marzo de 2020 y hasta los noventa días posteriores a la publicación de la Ley, se prorratearán en el número de cuotas mensuales iguales y sucesivas que determine el usuario final a su elección, las que no podrán exceder de doce, a partir de la facturación siguiente al término de este último plazo, y no podrán incorporar multas, intereses ni gastos asociados. Adicionalmente, el usuario final podrá incluir en el prorrateo las deudas generadas antes de las contraídas según lo seña-

lado en esta Ley, hasta el monto de UF 10. En todo caso, los usuarios residenciales o domiciliarios que opten por este beneficio deberán cumplir además con otros requisitos exigidos en la misma Ley y que den cuenta de su imposibilidad de dar cumplimiento a las obligaciones de pago.

- Implementación de un procedimiento y plataformas de atención al cliente, por internet y telefonía, que permitan formular las solicitudes para acceder a los beneficios que establece la Ley.
- Una vez publicada la Ley y sin costo alguno para el usuario, la empresa deberá reponer el servicio de beneficiarios de esta ley que hubiesen sido objeto de cortes o suspensiones de suministro o servicio, por mora en el pago de los servicios.
- **Ley N°21.301 del Ministerio de Energía**
Dictada por el Presidente de la República con fecha 29 de diciembre de 2020 y publicado el 05 de enero de 2021 en el Diario Oficial, que prorroga los efectos de la Ley N°21.249. Cuyas principales modificaciones dicen relación con extender la duración inicial de 90 días por 270 días y la posibilidad de extender la cantidad de cuotas mensuales para el pago de la deuda, desde 12 a 36 meses.
- **Ley N°21.304 del Ministerio de Energía**
Dictada por el Presidente de la República con fecha 31 de diciembre de 2020 y publicado el 12 de enero de 2021 en el Diario Oficial, sobre suministro de electricidad para personas electrodependientes. Estableciendo la necesidad de asegurarles suministro continuo y el descuento del consumo de los equipos a los que se conecte de forma continua o transitoria y que requieren para compensar la pérdida de una función fundamental del cuerpo y sin la cual estarían en riesgo vital o de secuela funcional severa grave. Sin embargo, las disposiciones de esta Ley entrarán en vigencia una vez que se dicte el reglamento expedido por el Ministerio de Energía, dentro del plazo de seis meses contado desde la publicación de esta ley en el Diario Oficial.





Actividades y Negocios

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 2020, las sociedades del Grupo Saesa tienen las siguientes superficies asociadas a sus zonas de concesión, conferidas mediante la cantidad de decretos de concesión que se indican:

	SUPERFICIE (km ²)	CANTIDAD DE DECRETOS
SAESA	15.122	146
FRONTEL	24.712	132
EDELAYSEN	620	6
LUZ OSORNO	4.361	12
Total	44.815	296



Estamos convencidos de que un desarrollo eléctrico eficiente y sustentable es **capaz de mejorar la calidad de vida de toda la comunidad.**





CRECIMIENTO SOSTENIDO DE LA DEMANDA

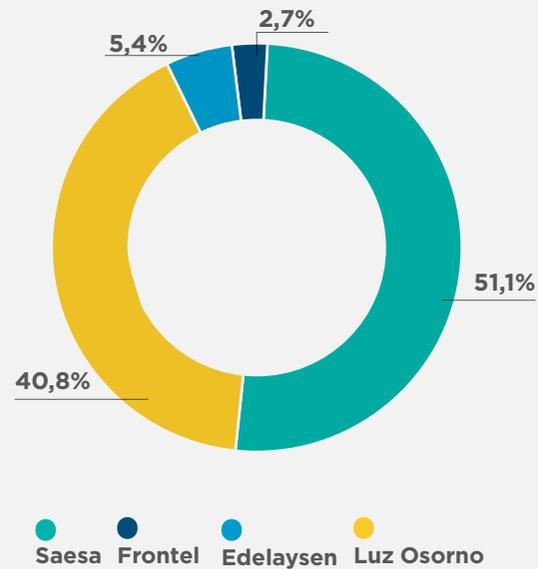
Las zonas de concesión en donde operan las empresas del Grupo Saesa presentan un gran dinamismo.

El desarrollo económico experimentado por la zona sur del país, impulsado principalmente por las industrias forestales y salmoneras, junto con el desarrollo urbano en la zona, se han visto reflejados en el crecimiento en las operaciones en los últimos años, tanto en ventas de electricidad como en número de clientes atendidos.

Desde hace 15 años atrás, las ventas de energía eléctrica crecieron a una tasa anual promedio de 3,46%, mientras que los clientes atendidos lo hicieron a una tasa de 2,90%. Lo anterior ha sido posible gracias al constante esfuerzo de suministrar energía eléctrica a todos los sectores de su zona de influencia. Las ventas de energía eléctrica presentan una alta correlación con el crecimiento económico, la actividad industrial y comercial.

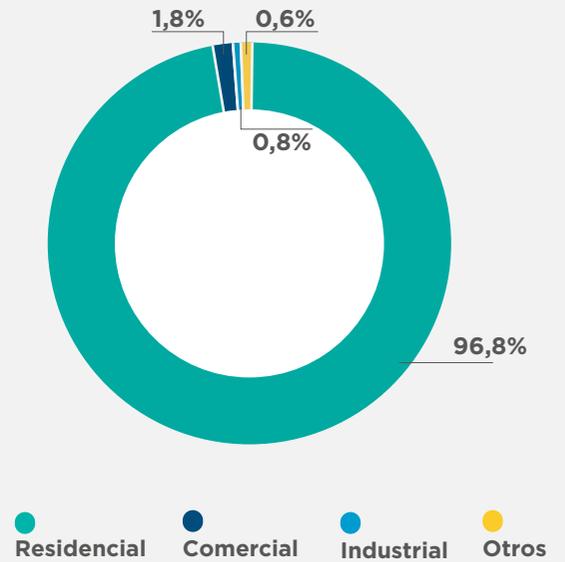
CLIENTES

(por empresa)



COMPOSICIÓN DE CLIENTES

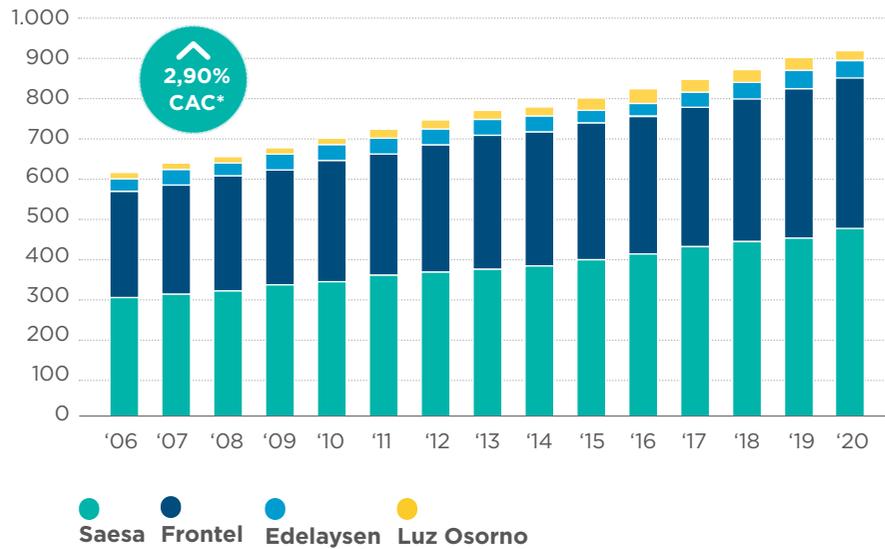
(por tipo)





EVOLUCIÓN DE CLIENTES

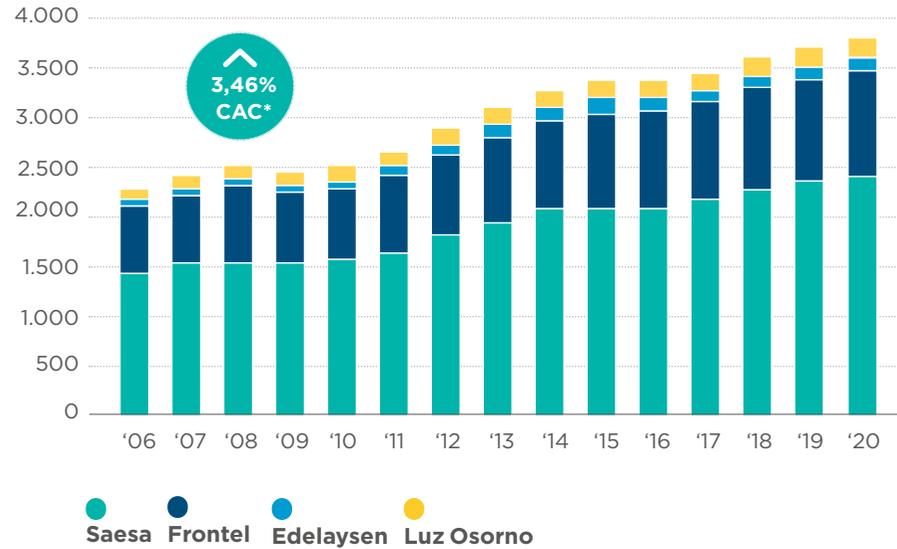
(en miles)



*Crecimiento anual compuesto

EVOLUCIÓN DE VENTAS

(en GWh)



*Crecimiento anual compuesto



Nuestras inversiones buscan lograr la excelencia en calidad de suministro y brindar a cada uno de nuestros clientes una experiencia expedita y satisfactoria al acercarse a nuestra compañía.



PROVEEDORES Y CLIENTES PRINCIPALES

Durante el ejercicio 2020, los proveedores Engie y El Campesino constituyen el 52% del suministro distribuido (compras de energía y peaje de transmisión zonal)

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

En el caso de las comercializadoras SGA, Saesa, Frontel y Luz Osorno, sus ingresos provienen de un grupo de aproximadamente 220 clientes libres, de los cuales, ninguno concentra más de un 10% del total de ingresos. Y en el caso de las compras de energía para éstas, Enel Generación constituye el 72%

En Sagesa y Edelayen, empresas principalmente generadoras, Copec constituye cerca del 75% de la compra de petróleo. En STS, empresa dedicada principalmente a la transmisión, un 40% de sus ingresos están concentrados en Saesa, 7% en Enel Generación y un 6% en CGE.

SATT, empresa de transmisión nacional y dedicada para llevar la energía de centrales de fuentes no convencionales (ERNC) a los centros de consumo distribuidos en el norte del país. Los principales clientes están asociados a las centrales María Elena y San Andrés.

CALIDAD DEL SERVICIO

En el año 2020 la Calidad de Suministro se continúa midiendo de acuerdo a lo descrito en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, vigente desde septiembre de 2018. Esto significa que la unidad de medición para los indicadores corresponde a SAIFI y SAIDI de pares empresa-comuna.

En el gráfico siguiente, correspondiente a Grupo Saesa, se observa el comportamiento de las comunas fuera de estándar para el 2020, Grupo Saesa cubre 129 pares empresa-comuna y que suman 900.000 clientes aproximadamente.

CANTIDAD DE COMUNAS FUERA DE ESTÁNDAR 12 MESES MÓVILES:

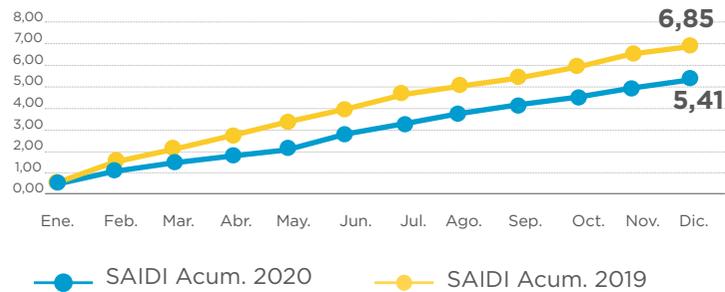
Grupo Saesa (2020)



Comparación de SAIFI y SAIDI a nivel de Grupo Saesa considerando la Distribución, es decir, interrupciones Internas + Fuerza Mayor y sin Desconexiones Programadas:

SAIFI GRUPO SAESA 2019 VS 2020

(cantidad)



Disminución de SAIFI, de 6,85 a 5,41, es decir, un 21% de mejora. Disminución de SAIDI, de 22,04 a 12,71, es decir, un 42% de mejora.

SAIDI GRUPO SAESA 2019 VS 2020

(cantidad)



GENERACIÓN DE FLUJO

La generación de flujo de la Sociedad y sus filiales es altamente estable, considerando que participa en una industria regulada como es la distribución eléctrica. En el futuro se espera que la generación de caja se mantenga estable y creciente.

EVOLUCIÓN GENERACIÓN CONSOLIDADA DE FLUJOS

(en MM\$)



(1) EBITDA (PCGA): Resultado operacional + depreciación + amortización + ingresos no operacionales recurrente.

(2) EBITDA (IFRS): Ingresos de actividades ordinarias + otros ingresos por naturaleza - materias primas y consumibles utilizados - gasto por beneficio a los empleados - otros gastos por naturaleza.

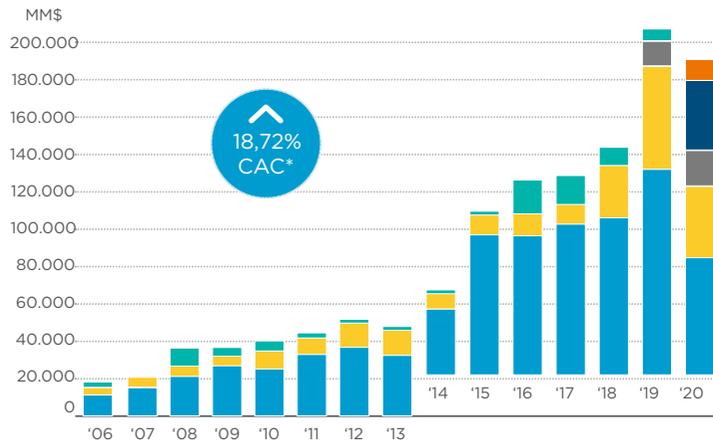
*CAC: Crecimiento Anual Compuesto





INVERSIONES

El Grupo Saesa realiza un plan quinquenal de inversiones, participando en Distribución, Transmisión, Generación y otros, por medio de sus filiales: Edelayesen, Frontel, Frontel Tx., Luz Osorno, Saesa, Saesa Tx., Sagesa, STS, STN, STC, SATT y Cabo Leones



*Crecimiento anual compuesto

*Nota: Al cierre del año 2020, pasan a formar parte de Grupo Saesa las empresas Saesa Tx. y Frontel Tx., con motivo de la ley N°21.194 de Giro Exclusivo. En tanto, Sagesa y su filial Cabo Leones pasan a formar parte de STA.

El plan contempla, por una parte, “inversiones base”, que consideraran 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 bordea los MM\$ 60.000, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa.

Durante el 2020, se destaca la puesta en servicio de los proyectos, **San Andrés, María Elena, Llollehue, Melipulli GIS y Lucero-Larqui**, el propósito de los proyectos es poder satisfacer la demanda energética y asegurar la calidad de servicio de transmisión que se presenta en la zona, implicando una inversión aproximada de \$45.000 millones.

Se destacan los nuevos proyectos en ejecución, como son las subestaciones Guardiamarina, La Ruca y La Señoraza.

La inversión total del año 2020 fue de \$169.091 millones.





Propiedades e Instalaciones



Las filiales de la Sociedad son propietarias de las principales propiedades e instalaciones que se detallan a continuación:

EMPRESA	PRINCIPALES PROPIEDADES	UBICACIÓN	CARACTERÍSTICAS	
Saesa/ Saesa Tx.	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores	Localidades de las Provincias de Cautín, Valdivia, Ranco, Osorno, Llanquihue, Palena y Chiloé.	179	Líneas AT (km)
			12.533	Líneas MT (km)
			10.155	Líneas BT (km)
			706	MVA (MT/BT)
Frontel / Frontel Tx.	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores	Localidades de las Provincias de Arauco, Concepción, Biobío, Ñuble, Cautín y Malleco.	132	Líneas AT (km)
			17.493	Líneas MT (km)
			14.237	Líneas BT (km)
			332	MVA (AT/MT)
			421	MVA (MT/BT)
Luz Osorno	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores	Distintas localidades de la Provincia de Osorno principalmente.	3.840	Líneas MT (km)
			812	Líneas BT (km)
			74	MVA (MT/BT)
Sagesa	Central Coronel	Coronel	45,70	MW
	Central Chuyaca	Osorno	14,40	MW
	Central Calle Calle	Valdivia	12,20	MW
	Central Cañete	Cañete	4,40	MW
	Otras Centrales	Distintas localidades entre las provincias de Concepción y Chiloé	77,85	MW
STN	Subestación Kapatur	Atacama	800	MVA

EMPRESA	PRINCIPALES PROPIEDADES	UBICACIÓN	CARACTERÍSTICAS	
STS	Subestación Melipulli	Puerto Montt	240	MVA
	Subestación Osorno	Osorno	90	MVA
	Subestación Pilauco	Osorno	120	MVA
	Subestación Picarte	Valdivia	60	MVA
	Subestación Valdivia	Valdivia	120	MVA
	Subestación Cholguán	Cholguán	50	MVA
	Subestación La Unión	La Unión	42	MVA
	Subestación Degan	Cruce Dalcahue, Chiloé	40	MVA
	Subestación Barro Blanco	Osorno	50	MVA
	Subestación Los Lagos	Los Lagos	16	MVA
	Subestación Paranal	Paposo	30	MVA
	Subestación Armazones	Paranal-Armazones	10	MVA
	Otras Subestaciones	Distintas localidades entre las provincias de Ñuble y Chiloé	1.419	MVA
	Edelaysen	Central Tehuelche	Coyhaique	14,35
Central Lago Atravesado		Coyhaique	10,50	MW
Central Chacabuco		Chacabuco	4,10	MW
Central Hidroeléctrica Aysén		Aysén	6,20	MW
Otras Centrales		Distintas localidades de la región de Aysén	22,53	MW



TRANSMISIÓN

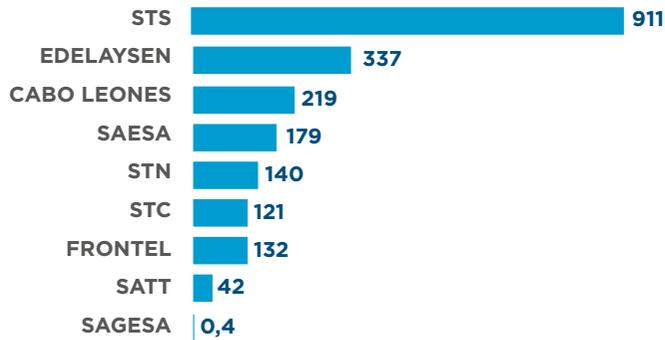
Las actividades desarrolladas en el negocio de transmisión corresponden principalmente a transporte hacia las generadoras con contrato de suministro con empresas distribuidoras de las regiones de Bío Bío, La Araucanía, Los Ríos y Los Lagos, además de prestación de servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.

Adicionalmente las filiales de Transmisión del Grupo Saesa operan y mantienen instalaciones de terceros, las que alcanzan los 84,5 km de líneas y una potencia de transformación de 24 MVA correspondientes a la clasificación 220-110-66 (AT/MT)

LÍNEAS AT

(km)

TOTAL
2.082



MVA INSTALADOS

220-110-66 kV

TOTAL
2.983



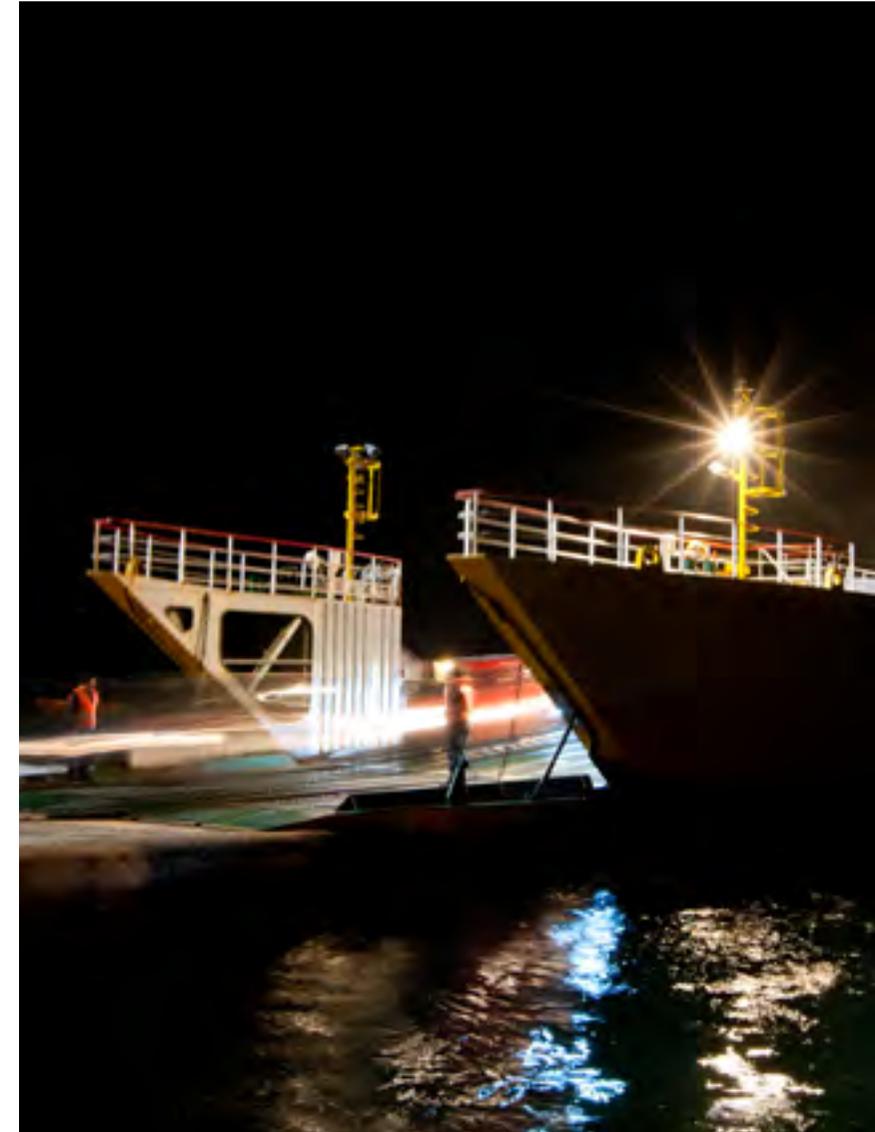
MVA INSTALADOS

220-110-66 kV / 23-13.2 kV

TOTAL
53



Grupo Saesa ha experimentado un importante crecimiento en el segmento transmisión, ayudando a robustecer las redes de nuestro país.





GENERACIÓN

La filial Edelayesen genera energía en las regiones de Los Lagos y Aysén y posee una central eólica de 1,80 MW, además de grupos de generadores diésel e hidráulicos.

La filial Sagesa es una empresa generadora que opera desde la Región del Bío Bío a la Región de Los Lagos. Posee una central gas/diésel de 45,70 MW y grupos de generadores diésel con una potencia instalada total de 108,79 MW. Parte de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del CDEC-SIC a través de la filial SGA, y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado, la parte restante se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel y Luz Osorno).

SISTEMAS AISLADOS

Las empresas del Grupo Saesa han desarrollado proyectos de generación y distribución, orientados a satisfacer las exigencias de sectores aislados que no cuentan con una conexión al SEN y que requieren disponer de fuentes de electricidad las 24 horas al día para su desarrollo sustentable.

Actualmente, los sistemas aislados administrados por las filiales Saesa, Frontel y Edelayesen son los siguientes:

EMPRESA	SISTEMAS AISLADOS	VENTAS ENERGÍA (MWh)	CLIENTES
SAESA	Ayacara	638	613
	Isla Tac	76	110
	Isla Quehui	199	213
	Isla Caguach	65	141
	Isla Meulín	130	111
	Isla Quenac	98	63
	Isla Llingua	73	120
	Isla Alao	67	139
	Isla Chaulinec	93	89
	Isla Apiao	114	124
	Isla Laitec	115	75
	Isla Cailin 1	87	127
	Isla Cailin 2		
	Isla Coldita	31	49
FRONTEL	Santa María	1.137	610
EDELAYESEN	Cisnes	3.824	1.357
	Huichas	895	512
	Villa O´Higgins	1.035	344
	Amengual- La Tapera	529	302
Total		9.206	5.099



Marcas de la Compañía

El Grupo Saesa cuenta en la actualidad con 14 marcas, a través de las cuales desarrolla distintas actividades relacionadas con el negocio eléctrico a lo largo de su zona de operaciones.





Zonas de Operación y Presencia de la Empresa

La presencia del Grupo Saesa se extiende a través de 8 regiones del país. Si bien su operador se ha concentrado históricamente en la zona sur, a partir del 2014 la compañía ha extendido sus actividades hacia la zona centro y norte del país.

1. FRONTEL

Zona de Operaciones
VIII y IX Región

Clientes
376 mil

Ventas
1.048 GWh

2. SAESA

Zona de Operaciones
IX, X y XIV Región

Clientes
471 mil

Ventas
2.389 GWh

3. SAESA TX.

Proyecto ESO

Zona de Operaciones
III Región

4. LUZ OSORNO

Zona de Operaciones
X y XIV Región

Clientes
25 mil

Ventas
169 GWh

5. EDELAYSÉN

Zona de Operaciones
X y XI Región

Clientes
50 mil

Ventas
161 GWh

6. STS

Zona de Operaciones
III, VIII, IX, X y XIV Región
(incluye Paranal y Armazones)

Líneas
220-110-66 kV 911 km

7. SGA

Actividad
Desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos propios y de terceros.

8. STN

Zona de Operaciones
II Región (Kapatúr)

Actividad
Proyectos de Transmisión

9. SAGESA

Zona de Operaciones
VIII, X y XIV Región
(TG Coronel, Chuyaca y Calle Calle)

Actividad
Venta de energía mercado spot a través de SGA y empresas relacionadas.

10. STC

Zona de Operaciones
VII y VIII
(San Fabián, La Señoraza)

Actividad
Proyectos de Transmisión

11. SATT

Zona de Operaciones
II, III, IV, IX y XIV Región
(María Elena, Kimal, Seccionadora San Andrés, Valdivia-Picarte, Guardiamarina, La Ruca, Río Tolten)

Actividad
Proyectos de Transmisión. propios y de terceros.

12. L.T. CABO LEONES

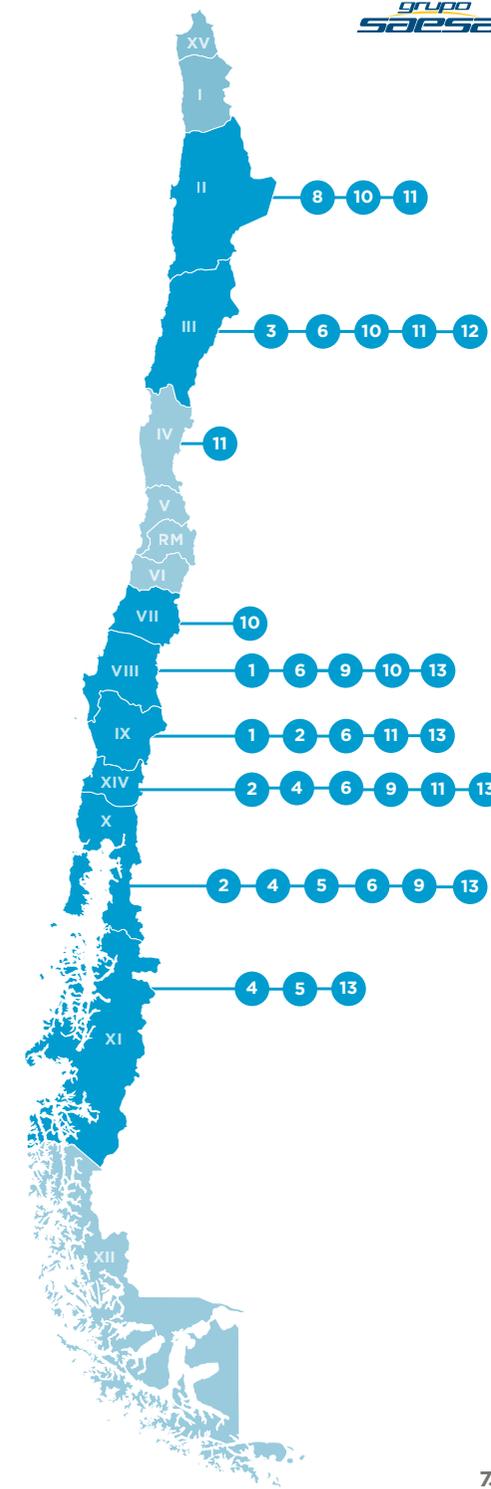
Zona de Operaciones
III Región (Maitencillo-Cabo Leones N°1 y N°2)

Actividad
Proyectos de Transmisión.

13. MÁS CERCA

Zona de Operaciones
VIII, IX, X, XI y XIV Región

Actividad
Retail





Centros de Atención

El Grupo Saesa cuenta con presencia en 88 localidades a lo largo de cinco regiones de la zona sur.



Angol	Julio Sepúlveda N° 358
Antuco	Bernardo O'Higgins N° 61
Arauco	Covadonga N° 160
Bulnes	Aníbal Pinto N° 560
Cabrero	Membrillar N° 55
Cañete	Villagrán N° 850
Carahue	A. Ercilla N° 587
Collipulli	Bulnes N° 228
Concepción	Manuel Rodríguez N° 1161
Cunco	La Concepción N° 579
Curacautín	Manuel Rodríguez N° 656
Curanilahue	Av. Bernardo O'Higgins N° 289
El Carmen	Esmeralda N° 415
Florida	Eleuterio Ramírez N° 546
Galvarino	Freire N° 376
Gorbea	Andrés Bello N° 546, Gorbea
Huépil	Avenida Ecuador N° 50
Isla Santa María	Ignacio Carrera Pinto SN
Laja	Balmaceda N° 668
Lautaro	José Miguel Carrera N° 217
Lebu	José Joaquín Pérez N° 350
Lonquimay	Bernardo O'Higgins N° 1102
Los Álamos	Luis Sáez Mora N° 440

Los Ángeles	Avda. Ercilla # 195 Dpto. 22, segundo piso.
Lota	Carlos Cousiño N° 206
Monte Águila	Ahumada N°251
Mulchén	Gana N° 1095
Nacimiento	San Martín N° 595
Negrete	Emilio Serrano N° 03, Negrete
Nueva Imperial	Bernardo O'Higgins N° 535
Puerto Saavedra	Avda. Ejército N° 1248
Purén	Gamboa N° 461
Quilleco	Barros Arana 297
Quillón	Diego Portales N° 161
San Ignacio	Manuel Rodríguez # 549
Santa Bárbara	Las Heras N° 160
Santa Juana	Lautaro N° 350 - A, Santa Juana
Temuco	Andrés Bello N° 631
Teodoro Schmidt	Bernardo O'Higgins N° 385
Tirúa	Arturo Prat N° 156
Toltén	Holanda N° 405
Traiguén	Saavedra N° 488
Victoria	Pisagua N° 1070
Vilcún	Camilo Henríquez N° 180
Yumbel	Pedro de Valdivia N° 407-B
Yungay	Esmeralda N° 468





Achao	Progreso N° 33
Ancud	Pedro Montt N° 482
Calbuco	Arturo Prat N° 111
Castro	Eleuterio Ramírez N° 339
Corral	Miraflores N° 150
Entre Lagos	Manuel Rodríguez N°31
Fresia	San Carlos N° 379
Frutillar	Carlos Richter N° 155
Futroneo	Balmaceda N° 880
Hornopirén	Diego Portales N° 51
La Unión	Serrano N° 760
Lago Ranco	Concepción N° 631
Lanco	Yungay N°293
Licanray	Gabriela Mistral N° 398
Loncoche	Arturo Prat N° 268
Los Lagos	Patricio Lynch N° 138
Los Muermos	Balmaceda N° 202
Mauñín	Bernardo O'Higgins N° 196
Osorno	Eleuterio Ramírez N° 705
Paillaco	Camilo Henríquez N° 64
Panguipulli	Bernardo O'Higgins N° 462 A
Puerto Montt	Concepción N° 110
Puerto Octay	Germán Wulf N° 598
Puerto Varas	San Francisco N° 641
Purranque	21 de mayo N° 148
Quellón	Ladrilleros N° 236
Rahue	Victoria N° 380 Local 6
Río Bueno	Comercio N° 296
Río Negro	Pedro Montt N° 687
San Jose	Alejo Carrillo N° 103, San José de la Mariquina
San Pablo	Paglieta N° 497
Valdivia	Yungay N° 630



Chaitén	Pedro Aguirre Cerda 305
Chile Chico	Lautaro N° 191
Cochrane	Colonos N° 610
Coyhaique	Francisco Bilbao N° 412
Futaleufú	Manuel Rodríguez S/N, Futaleufú
Islas Huichas	Poblador Caleta Andrade S/N
La Junta	1° Noviembre N° 148
Lago Verde	Cacique Blanco KM 1, N° 117 A
Mañihuales	Caupolicán N°197
Palena	Bellavista 620
Puerto Aysén	Serrano Montaner N° 538
Puerto Cisnes	Juan José La Torre S/N,
Villa O'Higgins	Río los Ñadis S/N





Empresas Filiales



SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.

Naturaleza Jurídica

Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado

M\$ 219.326.076

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A

99,92%

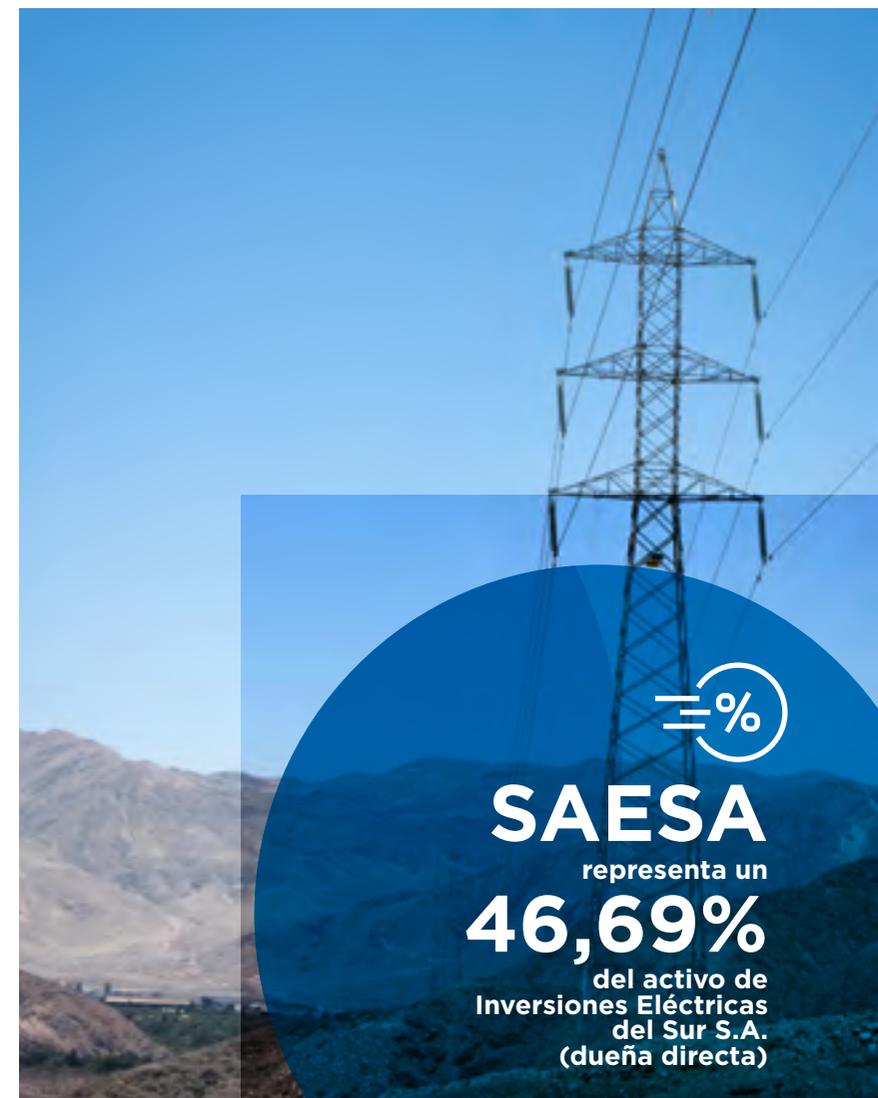
Saesa es la principal compañía operativa del Grupo Saesa, su principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país. Distribuye energía eléctrica entre las provincias de Cautín en la Región de La Araucanía y Palena en la Región de Los Lagos. En forma individual atiende aproximadamente a 471 mil clientes.

A través de su filial Edelayesen, empresa que desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución, abastece de energía eléctrica principalmente a la Región de Aysén.

Hasta fines del año 2020, participó, además, en el segmento de transmisión y subtransmisión, contando con 179 km de líneas de Alta Tensión, que fueron traspasadas el 31 de diciembre a Saesa Transmisión S.A., y cuyo mantenimiento y operación están a cargo de la empresa relacionada STS.

Con fecha 11 de septiembre de 2014, Saesa junto con Alusa Ingeniería Limitada (actual Alumini Ingeniería Limitada) constituyeron Sistema de Transmisión del Norte S.A., "STN", con una participación del 90% y 10% respectivamente. El giro principal de esta nueva filial de Saesa es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía. Actualmente la empresa es propiedad de STA y STS en un 90% y un 10% respectivamente.

Con fecha 15 de octubre de 2015, Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Saesa) con un 99,9% y su filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS) con un 0,1%, constituyeron Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A., "SATT", cuyo giro principal es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía; la explotación, desarrollo y comer-





cialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica. Actualmente la empresa es propiedad de STA y STS en un 99,98% y un 0,02% respectivamente.

En los últimos 10 años, Saesa, ha presentado una tasa media de crecimiento en ventas de energía cercana al 4,12% crecimiento anual compuesto en base a 10 años. Factor clave en este crecimiento ha sido el importante desarrollo que ha experimentado la industria salmonera y sectores afines, especialmente en las provincias de Llanquihue y Chiloé, así como el sector forestal en la Provincia de Valdivia, además del sostenido crecimiento del consumo residencial.

Actualmente el suministro está respaldado por contratos provenientes de la Licitación 2013-01, Licitación 2013-03, Licitación 2013-03/2do llamado, Licitación 2015-02 y Licitación 2015-01 que agrupa a las empresas generadoras: Enel Generación, Pelumpen (Colbún), Caren, ERNC(PV Salvador), Norvind, El Morado, Chungungo, SPV P4, San Juan, Engie, Santiago Solar, GM Holdings, Aela, Cerro Dominador, Rucatayo, Ibereólica, Luz del Norte, Cabo Leones I, Cabo Leones II, Cabo Leones III, Grupo Mainstream, Grupo WPD, Besalco y María Elena Solar.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) continúa impulsando los procesos de licitación conjunta para suministrar la demanda regulada de distribuidoras pertenecientes al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Y a partir de la entrada en vigencia de la Ley N°20.085, la CNE se encarga de gestionar estos procesos de licitación, comenzando por aquellas del 2015 en adelante.

En el corto plazo serán incorporados más empresas generadoras por adjudicación en la Licitación 2017-01, que comienza su suministro el año 2024. Próximamente, se encuentra en proceso de publicación de sus Bases preliminares la Licitación 2021-01.

Cabe mencionar, que la Superintendencia de Electricidad y Combustible, SEC, en su Resolución Exenta N°2.288 (RE 2288), de fecha 26 de agosto de 2011, dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debe ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por el actualmente Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), a prorrata de su energía firme y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa quebrada. Sólo en caso de producirse el término anticipado del contrato de suministro por resolución judicial, nacería para la concesionaria la obligación de licitar nuevamente por sus consumos que no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso término anticipadamente.

Con fecha 24 de junio 2020, Saesa acuerda la venta de su participación en las sociedades Eletrans S.A., Eletrans II S.A. y Eletrans III S.A., en cada una de las cuales mantenía un 50% de participación, a la sociedad Chilquinta Energía S.A.

Con fecha 21 de diciembre de 2020, la junta extraordinaria de accionistas de Saesa acordó la división de esta en dos sociedades, manteniéndose la Sociedad como continuadora y creándose una nueva sociedad, que se denomina Saesa Transmisión S.A, la que tuvo efecto y vigencia el día 31 de diciembre de 2020. Esta división se enmarca dentro del proceso de implementación de los requerimientos de la Ley N°21.194 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, estableciendo una obligación legal de giro exclusivo para las compañías de distribución de energía eléctrica.

Para satisfacer adecuada y oportunamente el crecimiento en su zona de influencia, extender ésta hacia las zonas más aisladas y entregar un servicio cada vez mejor. Saesa en forma individual realizó inversiones que ascendieron a \$48.736 millones durante el año 2020.

Saesa representa un 46,69% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña directa)



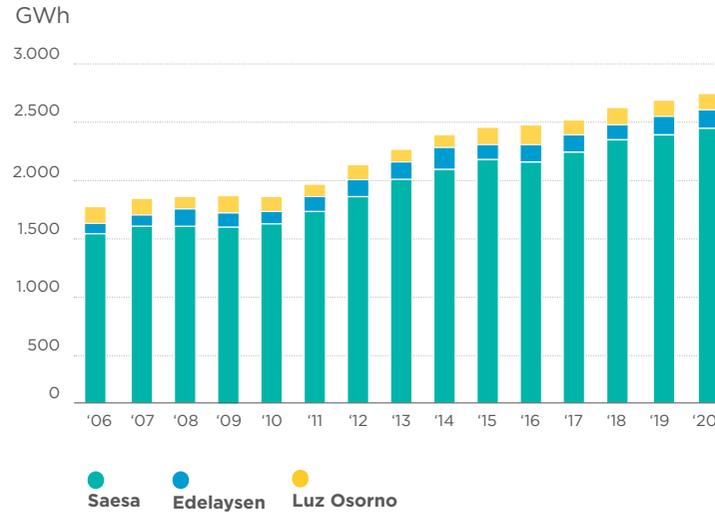


TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

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

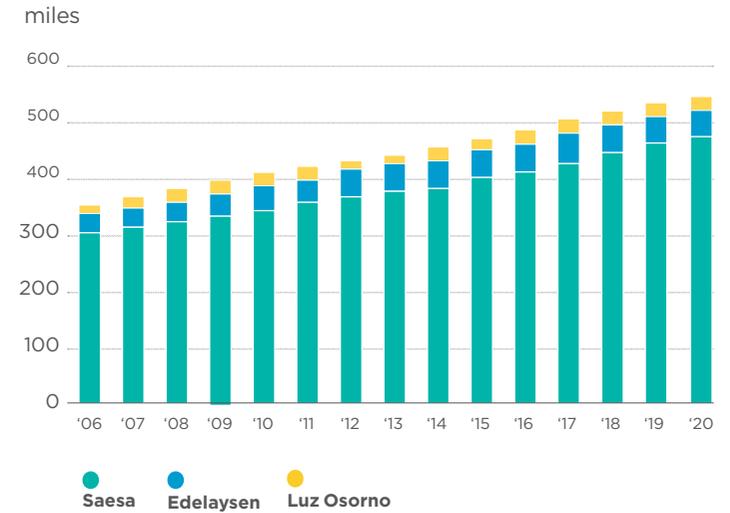
Por otro lado, están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos entre compañías relacionadas que se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado, que se calculan por el periodo que dure la operación, y tienen límites de monto entre las compañías relacionadas, según lo indicado en los contratos de bonos vigentes.

VENTAS DE ENERGÍA



Las ventas de energía durante el año 2020, de Saesa y sus filiales alcanzaron los 2.719 GWh.

CLIENTES ATENDIDOS



Saesa y sus filiales al cierre del ejercicio 2020 atendían a más de 545 mil clientes, lo que representa un aumento de un 3,48% respecto al año 2019.

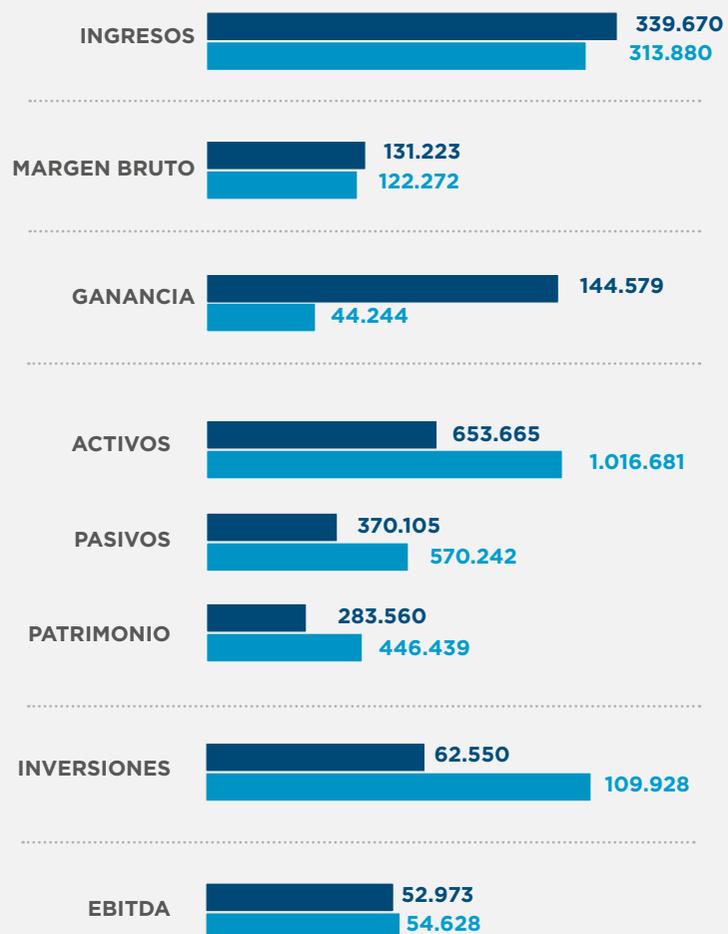




ANTECEDENTES FINANCIEROS

Consolidados (MM\$)

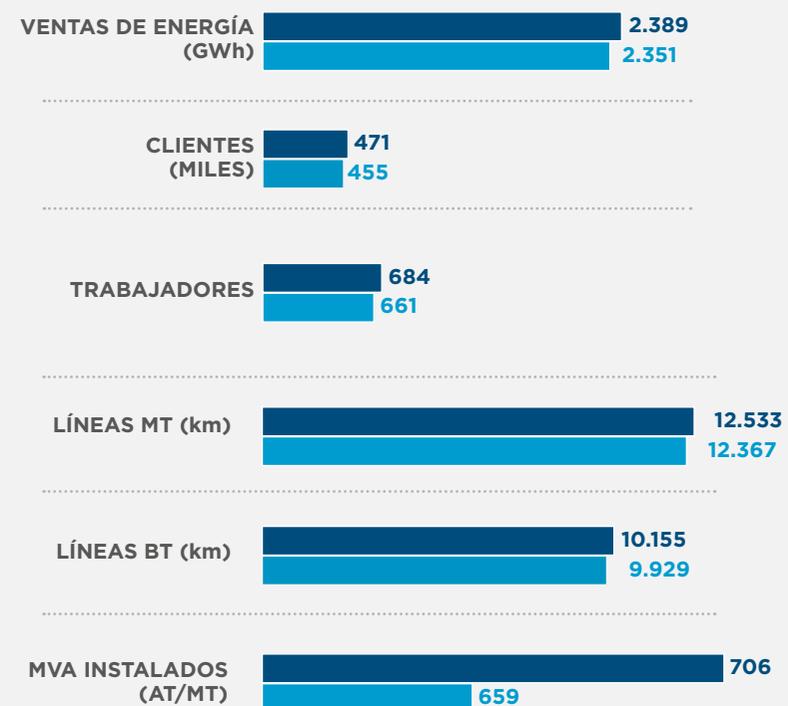
● 2020 ● 2019

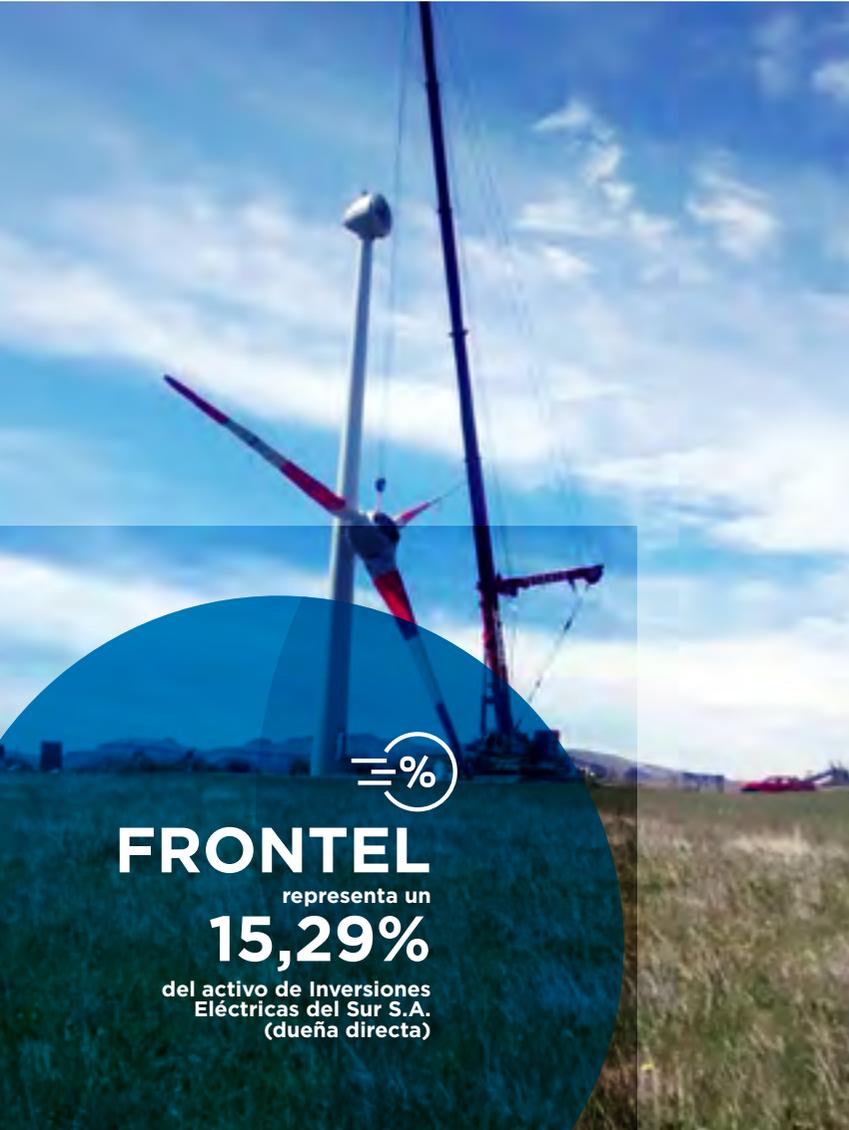


ANTECEDENTES OPERACIONALES

Individuales

● 2020 ● 2019



**FRONTEL**

representa un

15,29%del activo de Inversiones
Eléctricas del Sur S.A.
(dueña directa)

Frontel es una empresa cuya principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país, en un área comprendida entre las provincias de Concepción, Región del Bío Bío y Cautín, Región de la Araucanía.

Hasta fines del año 2020, participó, además, en el segmento de transmisión y subtransmisión, contando con 132 km de líneas de 66 kV y 220 kV y 332 MVA instalados en subestaciones de regulación de tensión, que fueron traspasadas el 31 de diciembre a Frontel Transmisión S.A., y cuyo mantenimiento y operación están a cargo de STS. Por último, participa en generación para un sistema aislado.

Actualmente el suministro está respaldado por contratos provenientes de la Licitación 2013-01, Licitación 2013-03, Licitación 2013-03/2do llamado, Licitación 2015-02 y Licitación 2015-01 que agrupa las empresas generadoras: Enel Generación, Pelumpen (Colbún), Caren, ERNC(PV Salvador), Norvind, El Morado, Chungungo, SPV P4, San Juan, Engie, Santiago Solar, GM Holdings, Aela, Cerro Dominador, Rucatayo, Ibereólica, Luz del Norte, Cabo Leones I, Cabo Leones II, Cabo Leones III, Grupo Mainstream, Grupo WPD, Besalco y María Elena Solar.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) continúa impulsando los procesos de licitación conjunta para suministrar la demanda regulada de distribuidoras pertenecientes al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Y a partir de la entrada en vigencia de la Ley N°20.085, la CNE se encarga de gestionar estos procesos de licitación, comenzando por aquellas del 2015 en adelante.

En el corto plazo serán incorporados más empresas generadoras por adjudicación en la Licitación 2017-01, que comienza su suministro el año 2024. Próximamente, se encuentra en proceso de publicación de sus Bases preliminares la Licitación 2021-01.



EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Naturaleza Jurídica
Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado
M\$125.811.171

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A
99,37% (directa)



Cabe mencionar, que la Superintendencia de Electricidad y Combustible, SEC, en su Resolución Exenta N°2.288 (RE 2288), de fecha 26 de agosto de 2011, dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debe ser abastecido por los demás integrantes que participen en los balances de transferencia confeccionados por el actualmente Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), a prorrata de su energía firme y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa quebrada. Sólo en caso de producirse el término anticipado del contrato de suministro por resolución judicial, nacería para la concesionaria la obligación de licitar nuevamente por sus consumos que no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso término anticipadamente.

Con fecha 21 de diciembre de 2020, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Frontel acordó la división de esta en dos sociedades, manteniéndose la Sociedad como continuadora y creándose una nueva sociedad, que se denomina Frontel Transmisión S.A., la que tuvo efecto y vigencia el día 31 de diciembre de 2020. Esta división se enmarca dentro del proceso de implementación de los requerimientos de la Ley N°21.194 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, estableciendo una obligación legal de giro exclusivo para las compañías de distribución de energía eléctrica.

Las inversiones realizadas por Frontel durante el año 2020 alcanzaron los \$37.565 millones.

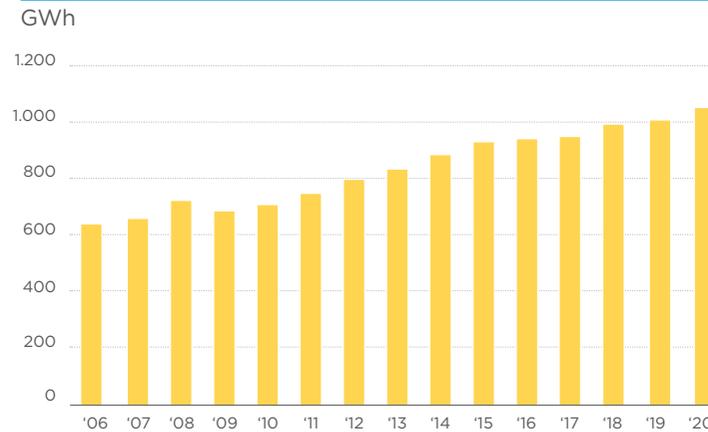
Frontel representa un 15,29% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña directa)

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

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

Por otro lado, están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos entre compañías relacionadas que se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado, que se calculan por el periodo que dure la operación, y tienen límites de monto entre las compañías relacionadas, según lo indicado en los contratos de bonos vigentes.

VENTAS DE ENERGÍA



Las ventas de energía durante 2020 alcanzaron los 1.048 GWh.

CLIENTES ATENDIDOS



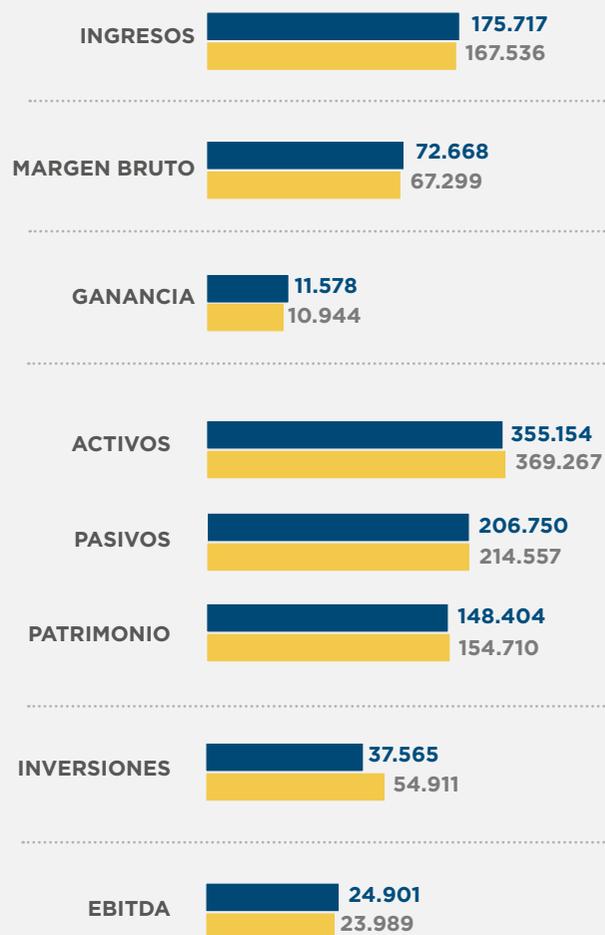
Frontel al cierre del ejercicio 2020 atendía a más de 375 mil clientes, lo que representa un aumento de 2,7% respecto al cierre del 2019.



ANTECEDENTES FINANCIEROS

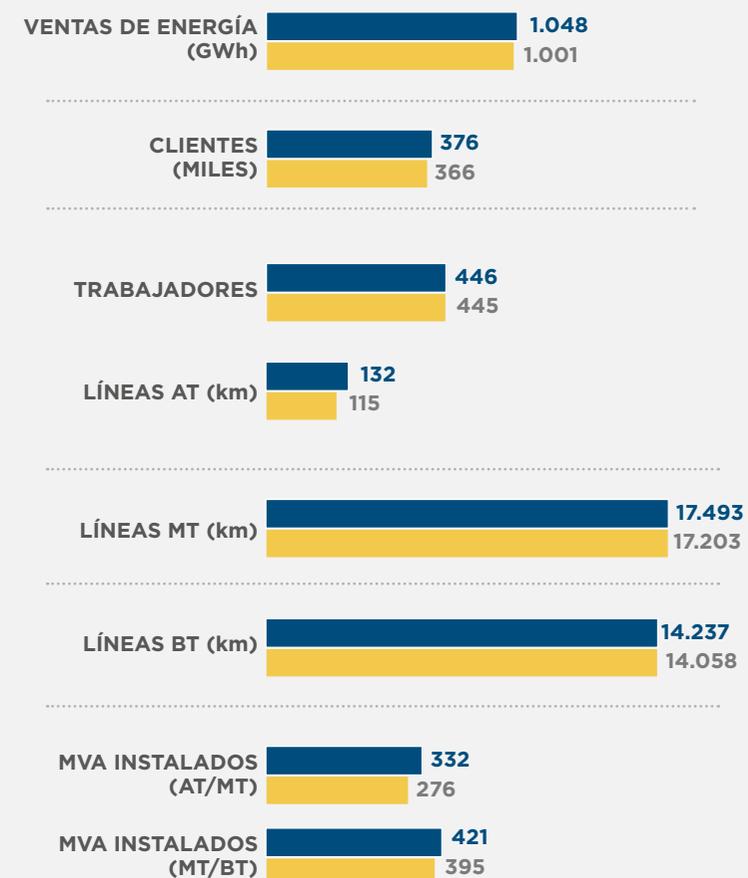
(MM\$)

● 2020 ● 2019



ANTECEDENTES OPERACIONALES

● 2020 ● 2019





SAGESA S.A.

Naturaleza Jurídica
Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado
M\$25.587.086

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A
99,9% (Directa e Indirecta)

La filial Sagesa es una empresa generadora que opera desde la Región del Bío Bío a la Región de Los Lagos. Actualmente posee una central gas/diésel de 45,70 MW, un grupo de centrales diésel que en total suman una capacidad de 108,79 MW, posee además una central eólica y solar que suman 0,057 MW.

Parte de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del CDEC-SIC, a través de su relacionada Sociedad Generadora Austral S.A (SGA) y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado, la otra parte se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel y Luz Osorno).

Con fecha 30 de diciembre de 2011, la Sociedad se constituyó producto de una reestructuración societaria que implicó una división de Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. (Antigua Sagesa o Continuidora Legal), en la Continuidora Legal y la Sociedad. A Sagesa S.A. se le asignaron la mayor parte de los activos y pasivos de la antigua Sagesa, quedando la Sociedad con el giro de generación de energía eléctrica.

Durante el mes de julio de 2016, Sagesa en conjunto con Inversiones Eléctricas del Sur adquieren la Sociedad Línea de Transmisión Cabo Leones S.A. con participaciones de 99,99% y 0,01% respectivamente.

Las inversiones realizadas por Sagesa durante el año 2020 ascienden a \$3.438 millones.

Sagesa representa un 0,003% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña indirecta)

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector. Por otro lado, están los préstamos en cuenta corriente, los cuales pagan intereses de mercado y se calculan por el periodo que dure la operación.



SAGESA

representa un

0,003%

del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña indirecta)

**ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS**

(AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019)

M\$	31-DIC-2020	31-DIC-2019
ACTIVOS		
Activos Corrientes	12.006.905	3.564.987
Activos No Corrientes	98.099.096	106.437.802
TOTAL ACTIVOS	110.106.001	110.002.789
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	14.937.082	24.078.789
Pasivos No Corrientes	60.887.676	51.920.234
TOTAL PASIVOS	75.824.758	75.999.023
TOTAL PATRIMONIO NETO	34.281.243	34.003.766
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	110.106.001	110.002.789

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA

(AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019)

M\$	31-DIC-2020	31-DIC-2019
Margen Bruto	13.060.856	10.410.184
GANANCIA ANTES DE IMPUESTO	3.439.729	2.798.616
Impuesto a las Ganancias	(814.644)	(738.308)
GANANCIA	2.625.085	2.060.308

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO

(AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019)

M\$	31-DIC-2020	31-DIC-2019
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	2.454.634	5.713.779
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(3.179.432)	(4.315.135)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	907.799	(1.423.721)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(26.403)	(12.875)
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	156.598	(37.952)
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	23.746	61.698
EFFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	180.344	23.746

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO

(AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019)

M\$	31-DIC-2020	31-DIC-2019
Saldo Inicial Reexpresado	34.003.766	30.198.882
Cambios en Patrimonio	277.477	3.804.884
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	34.281.243	34.003.766



OTROS ANTECEDENTES FINANCIEROS

● 2020 ● 2019

**INVERSIONES
(CONSOLIDADO)** **3.596** 4.167

EBITDA **8.207** 5.661

OTROS ANTECEDENTES OPERACIONALES

(AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019)

EDELAYSEN	MW	CANTIDAD CENTRALES
Gas/ Diésel	45,70	1
Diésel	108,79	68
Eólica	0,020	1
Solar/Panel	0,037	
Total	154,54	70

**STS**al cierre del ejercicio 2020
realizó inversiones por**\$38.241**

millones

La actividad principal de STS consiste en prestar servicios de transporte y transformación de energía a empresas generadoras, que tienen contratos de suministros con empresas distribuidoras de las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos, entre las cuales se encuentran Saesa, Frontel y cooperativas eléctricas. Las principales generadoras atendidas por STS son Puyehue y Capullo. STS presta servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.

Estos servicios son remunerados mediante el pago de peajes por parte de los usuarios de dichas instalaciones de transmisión, cuyos valores, condiciones de aplicación y fórmulas de indexación están estipulados en el Decreto Supremo N°14 del Ministerio de Energía, que fija las tarifas de subtransmisión, publicado en el Diario Oficial del 09 de abril de 2013. Con fecha 31 de mayo de 2012, se acordó la fusión por incorporación de Sistema de Transmisión del Sur S.A. ("antigua STS"), en la Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. (actual STS), manteniéndose esta última como continuadora legal. Con motivo de lo anterior se incorporaron a Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. todos los activos y pasivos de la antigua STS, y la sociedad fusionada pasó a denominarse también Sistema de Transmisión del Sur S.A., STS.

Con fecha 4 de marzo de 2015, Sistema de Transmisión del Sur S.A. y Eléctrica Puntilla S.A. constituyeron la sociedad Sistema de Transmisión del Centro S.A., "STC", cuyo giro principal es la construcción, operación, mantenimiento y administración de instalaciones de transmisión o transporte de energía eléctrica; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros.

En junio 2020, STS vende a STA 50.000 de sus acciones en STC, quedando STA con un 99,9% de la propiedad de STC.

En diciembre de 2020, producto de la división de Saesa enmarcada dentro del proceso de restructuración corporativa, los activos de STS fueron traspasados a Saesa Transmisión S.A. pasando a ser filial de esta última.

Durante el año 2020, STS realizó inversiones por MM\$38.241, destinadas a nuevos proyectos y a optimizar sus actuales instalaciones. STS representa un 17,40% del activo de Saesa.



SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL SUR S.A.

Naturaleza Jurídica
Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado
M\$32.135.483

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A
99,9% (Directa e Indirecta)



ANTECEDENTES FINANCIEROS

● 2020 ● 2019

INGRESOS 34.048
37.005

MARGEN BRUTO 33.599
36.463

GANANCIA 14.316
15.477

ACTIVOS 317.937
365.844

PASIVOS 185.055
217.818

PATRIMONIO 132.881
148.027

INVERSIONES 38.241
49.280

EBITDA 25.137
27.968

ANTECEDENTES OPERACIONALES

● 2020 ● 2019

TRABAJADORES 143
139

LÍNEAS AT 200-110-66
kV (km) 911
1.063

MVA INSTALADOS 220
110-66 kV 2.503
2.251

MVA INSTALADOS 220
110-66/23-13.2 kV 47
46

Instalaciones de terceros operadas

LÍNEAS AT 110-66
kV (km) 85
33

MVA INSTALADOS 110
110-66/23-13.2 kV 24
24



EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A

Naturaleza Jurídica
Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado
M\$37.005.894

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A
93,24% (Indirecta)

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 \$9.814 millones durante el año 2020.

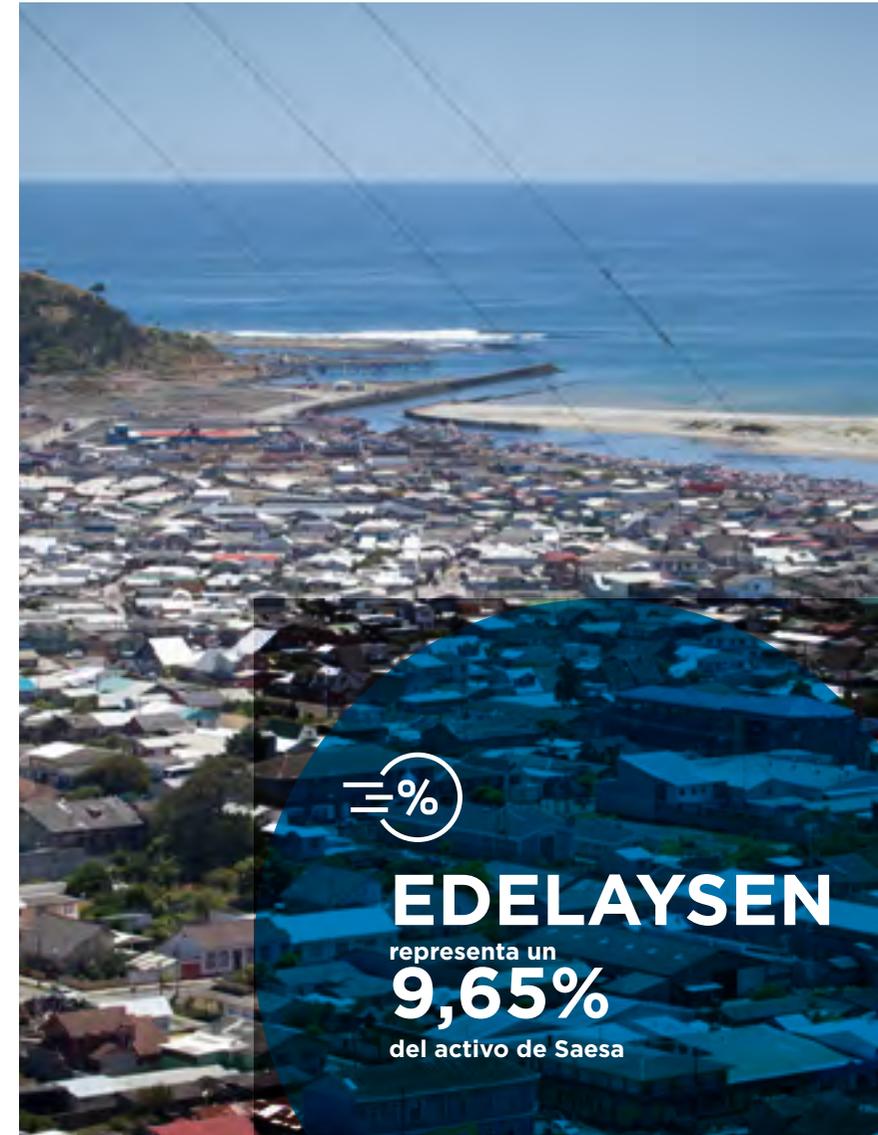
Edelaysen representa un 9,65% del activo de Saesa.

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.

CAPACIDAD DE CENTRALES

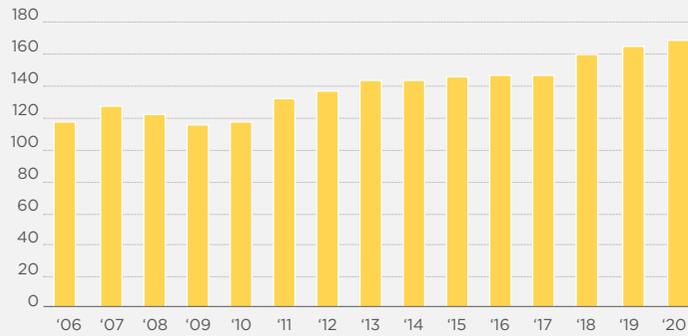
	MW	CANTIDAD CENTRALES
Eólica	1,80	1
Hidroeléctrica	22,24	7
Diésel	33,64	19
Total	57,67	27





VENTAS DE ENERGÍA

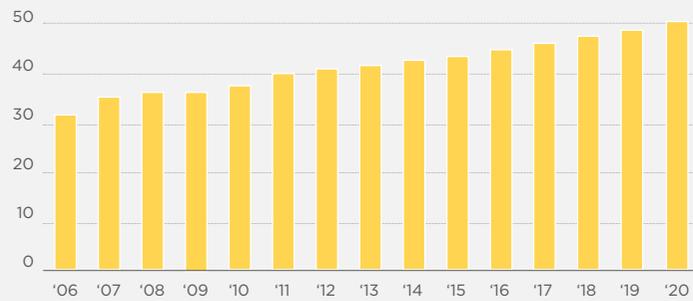
GWh



Las ventas de energía durante el 2020 alcanzaron los 161 GWh.

CLIENTES ATENDIDOS

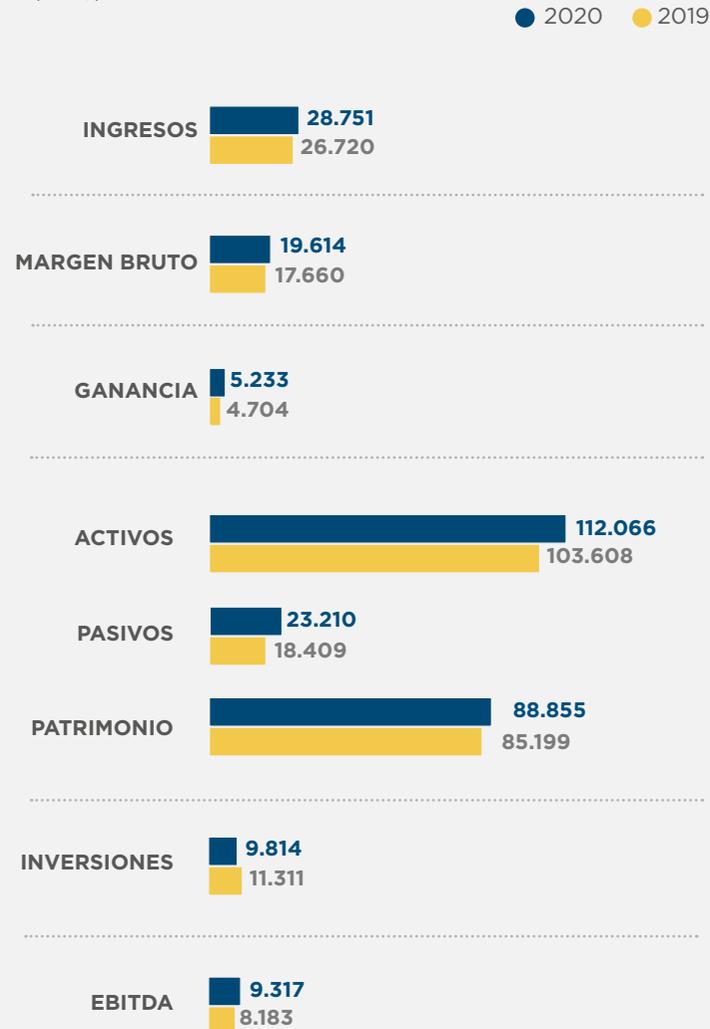
miles



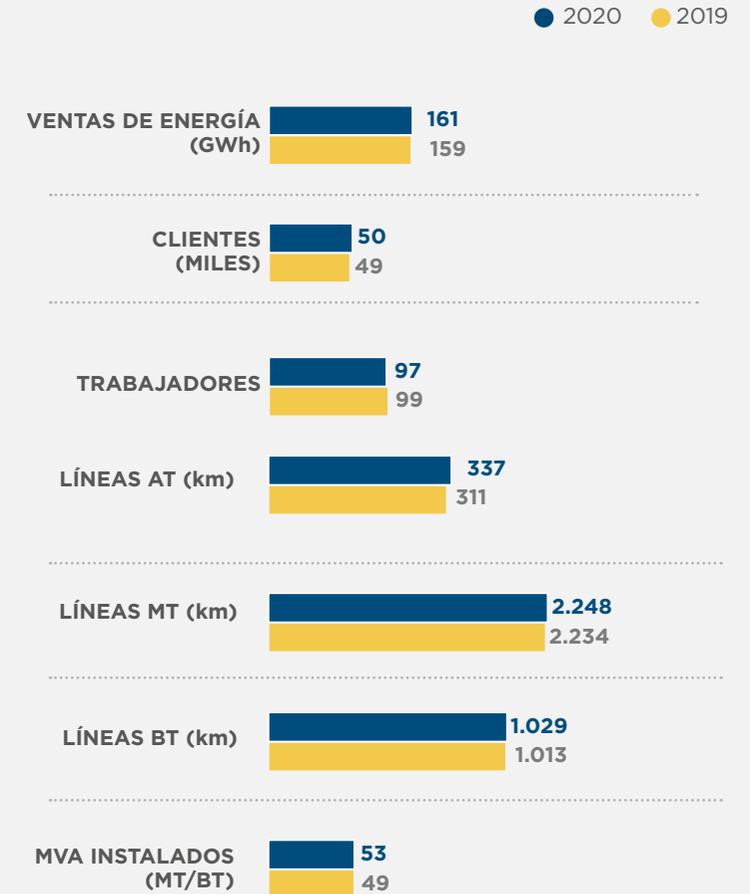
Edelaysen al cierre del ejercicio 2020 atendía a 50 mil clientes.

ANTECEDENTES FINANCIEROS

(MM\$)



ANTECEDENTES OPERACIONALES





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

Actualmente el suministro está respaldado por contratos provenientes de la Licitación 2013-01, Licitación 2013-03, Licitación 2013-03/2do llamado, Licitación 2015-02 y Licitación 2015-01 que agrupa las empresas generadoras: Enel Generación, Pelumpen (Colbún), Caren, ERNC(PV Salvador) , Norvind, El Morado, Chungungo, SPV P4, San Juan, Engie, Santiago Solar, GM Holdings, Aela, Cerro Dominador, Rucatayo, Ibereólica, Luz del Norte, Cabo Leones I, Cabo Leones II, Cabo Leones III, Grupo Mainstream, Grupo WPD, Besalco y María Elena Solar.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) continúa impulsando los procesos de licitación conjunta para suministrar la demanda regulada de distribuidoras pertenecientes al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Y a partir de la entrada en vigencia de la Ley N°20.085, la CNE se encarga de gestionar estos procesos de licitación, comenzando por aquellas del 2015 en adelante.

En el corto plazo serán incorporados más empresas generadoras por adjudicación en la Licitación 2017-01, que comienza su suministro el año 2024. Próximamente, se encuentra en proceso de publicación de sus Bases preliminares la Licitación 2021-01.

Cabe mencionar, que la Superintendencia de Electricidad y Combustible, SEC, en su Resolución Exenta N°2.288 (RE 2288), de fecha 26 de agosto de 2011, dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debe ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por el actualmente Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), a prorrata de su energía firme y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa quebrada. Sólo en caso de producirse el término anticipado del contrato de suministro por resolución judicial, nacería para la concesionaria la obligación de licitar nuevamente por sus consumos que no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso término anticipadamente.



COMPAÑÍA ELÉCTRICA OSORNO S.A.

Naturaleza Jurídica
Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado
M\$10.557.505

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A
99,9% (Indirecta)



Durante el ejercicio 2020 se efectuaron inversiones por \$4.000 millones, principalmente con el fin de atender el crecimiento de la demanda de energía y extender la cobertura geográfica.

Luz Osorno representa un 2,12% del activo de Saesa.

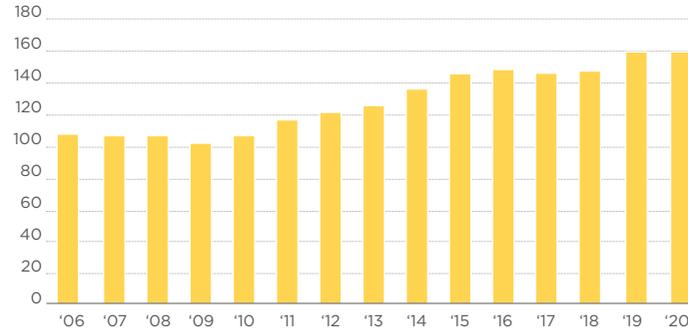
TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

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

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

VENTAS DE ENERGÍA

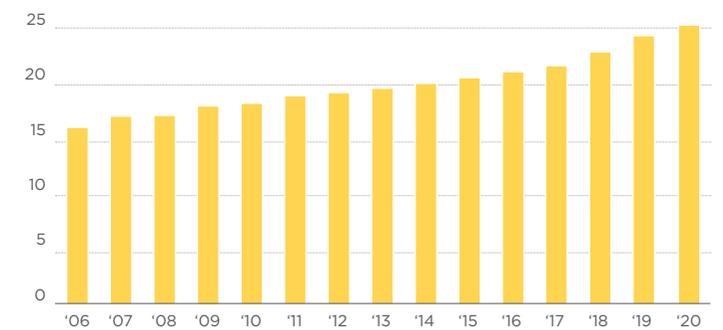
GWh



Las ventas de energía durante el 2020 alcanzaron los 169 GWh.

CLIENTES ATENDIDOS

miles



Luz Osorno al cierre del ejercicio 2020 atendía aproximadamente a 25 mil clientes.

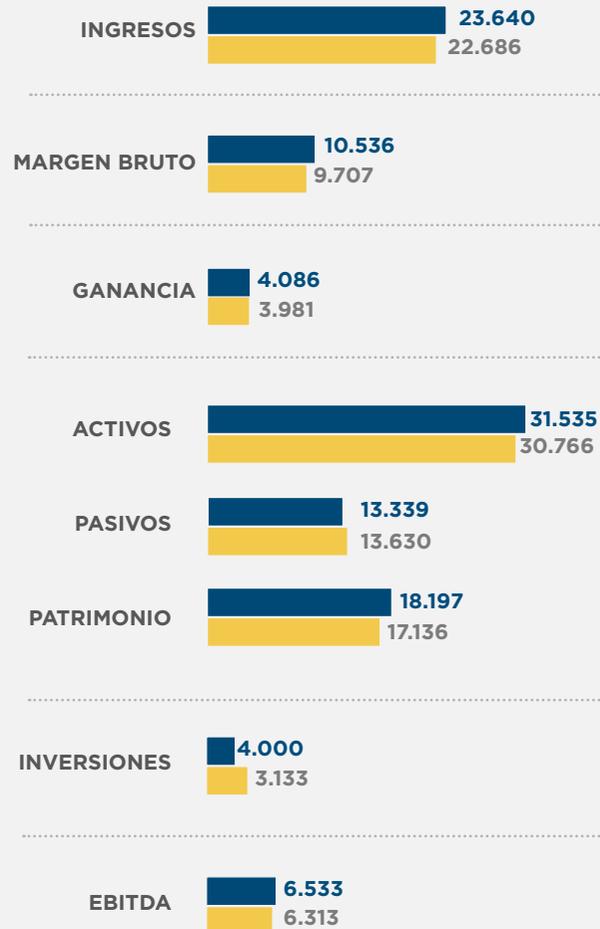




ANTECEDENTES FINANCIEROS

(MM\$)

● 2020 ● 2019



ANTECEDENTES OPERACIONALES

● 2020 ● 2019





SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A

Naturaleza Jurídica
Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado
M\$3.160.921

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A
99,9% (Indirecta)

El objeto de SGA es el desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica, y la adquisición de los mismos. Asimismo, prestar servicios y asesorías en todas las especialidades de la ingeniería y de diseño y construcción, mantenimiento y operación de sistemas de transmisión para terceros, comercialización de energía y las demás actividades vinculadas con los objetos descritos, que acuerden sus organismos.

SGA fue constituida como consecuencia de la división de STS, aprobada en junta extraordinaria de Accionistas de fecha 25 de junio de 2003, donde se acordó la división de dicha Sociedad a contar del 31 de marzo de 2003. En virtud de esta división se le asignaron y traspasaron a SGA activos, pasivos y patrimonio a los valores contables determinados al 31 de marzo de 2003.

En el ejercicio 2020 la Sociedad obtuvo un EBITDA de \$1.496 millones SGA representa un 5,35% del activo de STA.

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector. Por otro lado, están los préstamos en cuenta corriente, los cuales pagan intereses de mercado y se calculan por el periodo que dure la operación.



**ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS**

(AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019)

M\$	31-DIC-2020	31-DIC-2019
ACTIVOS		
Activos Corrientes	11.476.455	10.597.317
Activos No Corrientes	4.528.255	4.118.954
TOTAL ACTIVOS	16.004.710	14.716.271
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	10.103.043	9.533.454
Pasivos No Corrientes	-	-
TOTAL PASIVOS	10.103.043	9.533.454
TOTAL PATRIMONIO NETO	5.901.667	5.182.817
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	16.004.710	14.716.271

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA

(AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019)

M\$	31-DIC-2020	31-DIC-2019
Margen Bruto	1.469.838	1.294.460
GANANCIA ANTES DE IMPUESTO	2.084.159	566.607
Impuesto a las Ganancias	(518.915)	(274.038)
GANANCIA	1.565.244	292.569

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO

(AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019)

M\$	31-DIC-2020	31-DIC-2019
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	127.239	341.351
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	724.834	393.608
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(208.477)	(730.798)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(102.058)	-
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	541.538	4.161
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	22.125	17.964
EFFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	563.663	22.125

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO

(AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019)

M\$	31-DIC-2020	31-DIC-2019
Saldo Inicial Reexpresado	5.182.817	4.832.303
Cambios en Patrimonio	718.850	350.514
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	5.901.667	5.182.817

**STC**al cierre del ejercicio 2020
realizó inversiones por**\$713** millones

Con fecha 4 de marzo de 2015, Sistema de Transmisión del Sur S.A. y Eléctrica Puntilla S.A. constituyeron la Sociedad Sistema de Transmisión del Centro S.A. (STC), cuyo giro principal es la construcción, operación, mantenimiento y administración de instalaciones de transmisión o transporte de energía eléctrica; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros.

Originalmente la participación de Sistema de Transmisión del Sur S.A. en la Sociedad fue de un 50,1%, mientras que Eléctrica la Puntilla vendió a Inversiones los lagos IV Ltda. su participación de 49,9% en el mes de octubre 2019, quedando esta última como propietaria de las acciones.

Producto de la fusión de Inversiones los Lagos IV Ltda. en Sociedad de Transmisión Austral S.A. ("STA"), la totalidad de las acciones que la primera tenía en STC fueron asignadas a STA, quedando con 49.900 acciones.

Con fecha 01 de junio de 2020 Sistema de Transmisión del Sur S.A. celebró un contrato de compraventa de acciones en virtud del cual vendió, cedió y transfirió a STA 50.000 acciones emitidas por Sistema de Transmisión del Centro S.A. ("STC") de las que era titular, lo que corresponde a un 50% del capital emitido por dicha sociedad, manteniendo 100 acciones en su poder, que corresponden a un 0,1%.

STC al cierre del ejercicio 2020 realizó inversiones por \$713 millones.



SOCIEDAD DE TRANSMISIÓN DEL CENTRO S.A.

Naturaleza Jurídica
Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado
M\$23.238.005

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A
99,9% (Indirecta)

**ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS**

(AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019)

M\$	31-DIC-2020	31-DIC-2019
ACTIVOS		
Activos Corrientes	5.271.659	5.252.820
Activos No Corrientes	58.810.246	60.238.078
TOTAL ACTIVOS	64.081.905	65.490.898
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	1.856.585	4.718.236
Pasivos No Corrientes	37.288.950	35.025.064
TOTAL PASIVOS	39.145.535	39.743.300
TOTAL PATRIMONIO NETO	24.936.370	25.747.598
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	64.081.905	65.490.898

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA

(AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019)

M\$	31-DIC-2020	31-DIC-2019
Margen Bruto	3.178.317	3.739.553
GANANCIA ANTES DE IMPUESTO	709.091	200.743
Impuesto a las Ganancias	(182.694)	(29.746)
GANANCIA	526.397	170.997

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO

(AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019)

M\$	31-DIC-2020	31-DIC-2019
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	2.769.496	4.255.925
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(846.324)	(1.182.527)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(1.855.862)	(3.073.519)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(1.063)	39
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	66.247	(82)
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	2.110	2.192
EFFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	68.357	2.110

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO

(AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019)

M\$	31-DIC-2020	31-DIC-2019
Saldo Inicial Reexpresado	25.747.598	23.836.920
Cambios en Patrimonio	(811.227)	1.910.678
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	24.936.371	25.747.598



SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL NORTE S.A.

Naturaleza Jurídica
Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado
M\$16.630.018

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A
100% (Indirecta)

Con fecha 11 de septiembre de 2014, la filial Saesa y Alusa Ingeniería Limitada (actual Alumini Ingeniería Limitada) constituyeron Sistema de Transmisión del Norte S.A. (STN), cuyo giro principal es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión y transporte de energía.

Posteriormente, en enero de 2017, Alumini Ingeniería Ltda., vende su participación accionaria a Sistema de Transmisión del Sur S.A.

De esta forma la participación de Saesa en la sociedad es de un 90%, mientras que la participación de Sistema de Transmisión del Sur S.A es de un 10%.

En diciembre de 2019, Grupo Saesa realiza una reestructuración societaria, creando a partir de Sociedad Austral de Electricidad S.A, la empresa Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA), pasando esta última a adquirir el 90% de participación societaria en STN, que anteriormente poseía Sociedad Austral de Electricidad S.A.

STN al cierre del ejercicio 2020 realizó inversiones por \$3.572 millones y alcanzó un EBITDA de \$6.930 millones.



**ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS**

(AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019)

M\$	31-DIC-2020	31-DIC-2019
ACTIVOS		
Activos Corrientes	8.635.015	4.238.047
Activos No Corrientes	49.211.203	51.276.318
TOTAL ACTIVOS	57.846.218	55.514.365
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	3.005.132	1.866.792
Pasivos No Corrientes	31.174.374	30.635.863
TOTAL PASIVOS	34.179.506	32.502.655
TOTAL PATRIMONIO NETO	23.666.712	23.011.710
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	57.846.218	55.514.365

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA

(AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019)

M\$	31-DIC-2020	31-DIC-2019
Margen Bruto	8.685.036	7.311.212
GANANCIA ANTES DE IMPUESTO	3.709.157	1.775.965
Impuesto a las Ganancias	(959.318)	(507.867)
GANANCIA	2.749.839	1.268.098

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO

(AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019)

M\$	31-DIC-2020	31-DIC-2019
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	4.252.402	5.152.810
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(4.208.252)	(973.576)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	257.834	(4.301.982)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(131)	(3.049)
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	324.765	(125.797)
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	6.424	132.221
EFFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	331.189	6.424

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO

(AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019)

M\$	31-DIC-2020	31-DIC-2019
Saldo Inicial Reexpresado	23.011.710	20.487.091
Cambios en Patrimonio	655.002	2.524.619
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	23.666.712	23.011.710



Con fecha 15 de octubre de 2015, Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Saesa), con un 99,9% y su filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS) con un 0,1%, constituyeron Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SATT), cuyo giro principal es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica.

En diciembre de 2019, Grupo Saesa realiza una reestructuración societaria, creando a partir de Sociedad Austral de Electricidad S.A, la empresa Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA), pasando esta última a adquirir el 99,9% de participación societaria en SATT, que anteriormente poseía Sociedad Austral de Electricidad S.A.

SATT representa un 18,48% del activo de STA.

Durante el ejercicio 2020 SATT realizó inversiones por \$11.418 millones.



SOCIEDAD AUSTRAL DE TRANSMISIÓN TRONCAL S.A.

Naturaleza Jurídica
Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado
M\$16.654.377

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A
100% (Indirecta)

**ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS**

(AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019)

M\$	31-DIC-2020	31-DIC-2019
ACTIVOS		
Activos Corrientes	8.704.951	5.505.271
Activos No Corrientes	76.405.290	67.354.886
TOTAL ACTIVOS	85.110.241	72.860.157
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	9.566.027	17.228.697
Pasivos No Corrientes	55.183.234	53.509.366
TOTAL PASIVOS	64.749.261	70.738.063
TOTAL PATRIMONIO NETO	20.360.980	2.122.094
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	85.110.241	72.860.157

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA

(AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019)

M\$	31-DIC-2020	31-DIC-2019
Margen Bruto	4.877.983	3.280.672
GANANCIA ANTES DE IMPUESTO	4.451.809	1.178.228
Impuesto a las Ganancias	(1.149.806)	(346.574)
GANANCIA	3.302.003	831.654

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO

(AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019)

M\$	31-DIC-2020	31-DIC-2019
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	3.802.969	8.012.306
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(14.474.499)	(10.036.162)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	11.172.150	1.943.000
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(28.491)	39.370
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	472.129	(41.486)
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	3.563	45.049
EFFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	475.692	3.563

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO

(AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019)

M\$	31-DIC-2020	31-DIC-2019
Saldo Inicial Reexpresado	2.122.094	1.124.102
Cambios en Patrimonio	18.238.886	997.992
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	20.360.980	2.122.094



SAESA TRANSMISIÓN S.A.

Naturaleza Jurídica

Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado

M\$66.696.758

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A

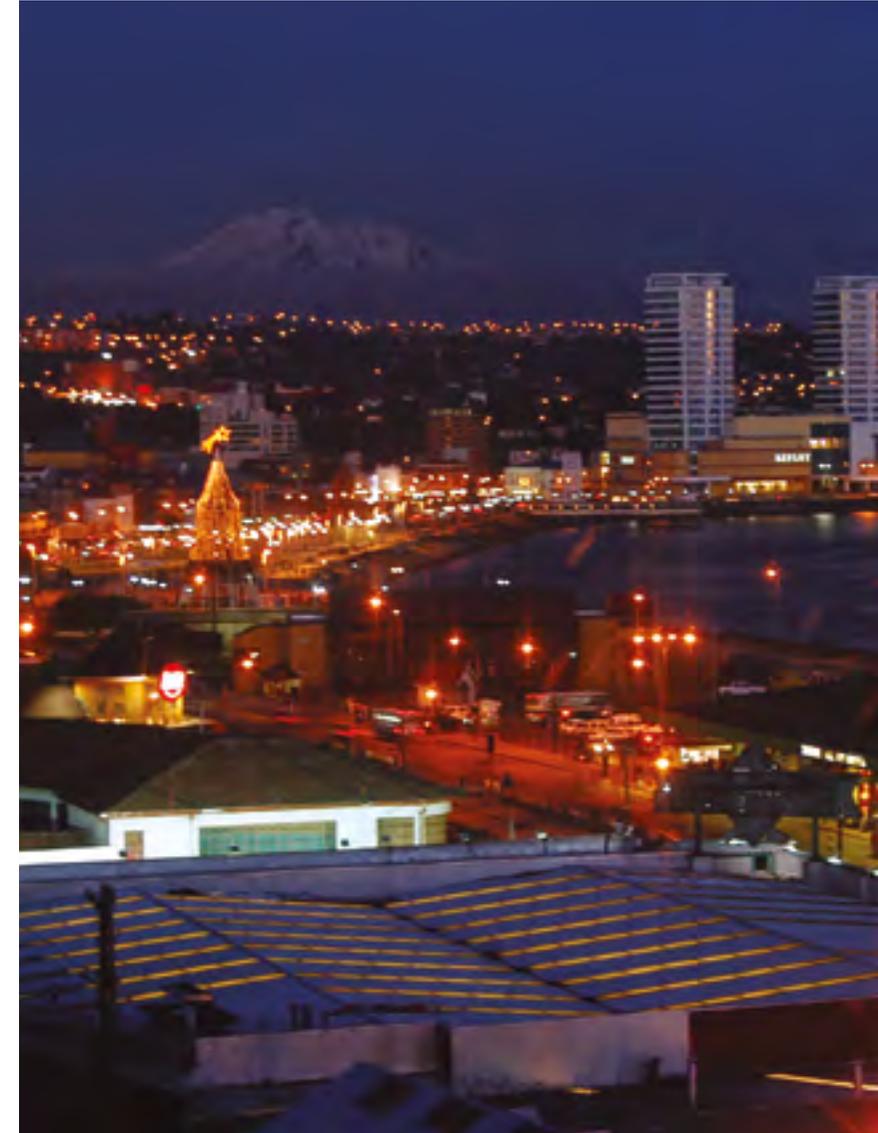
99,92%

Con fecha 21 de diciembre de 2020, la junta extraordinaria de accionistas de Sociedad Austral de Electricidad S.A acordó la división de ésta en dos sociedades, manteniéndose la Sociedad como continuadora y creándose una nueva sociedad denominada Saesa Transmisión S.A, la que tuvo efecto y vigencia el día 31 de diciembre de 2020.

Esta división se enmarca dentro del proceso de implementación de los requerimientos de la Ley N°21.194 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, estableciendo una obligación legal de giro exclusivo para las compañías de distribución de energía eléctrica.

Saesa Transmisión tiene como principal actividad la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica, contando con 179 km de líneas de Alta Tensión, cuyo mantenimiento y operación están a cargo de su filial STS.

Saesa transmisión junto a su filial STS realizaron inversiones que ascendieron a \$38.407 millones durante el año 2020.





ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020)

M\$	31-DIC-2020
ACTIVOS	
Activos Corrientes	24.404.850
Activos No Corrientes	384.447.152
TOTAL ACTIVOS	408.852.002
M\$	
31-DIC-2020	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	
Pasivos Corrientes	27.656.779
Pasivos No Corrientes	163.742.560
Total Pasivos	191.399.339
Total Patrimonio Neto	217.452.663
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	408.852.002

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020)

M\$	31-DIC-2020
Saldo Inicial Reexpresado	217.452.664
Cambios en Patrimonio	-
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	217.452.664



Con fecha 21 de diciembre de 2020, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Frontel acordó la división Frontel en dos sociedades, manteniéndose la Sociedad como continuadora y creándose una nueva sociedad denominada Frontel Transmisión S.A., la que tuvo efecto y vigencia el día 31 de diciembre de 2020.

Esta división se enmarca dentro del proceso de implementación de los requerimientos de la Ley N°21.194 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, estableciendo una obligación legal de giro exclusivo para las compañías de distribución de energía eléctrica.

Frontel Transmisión tiene como principal actividad la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica, contando con 132 km de líneas de 66 kV y 220 kV, y 332 MVA instalados en subestaciones de regulación de tensión, cuyo mantenimiento y operación están a cargo de STS

Las inversiones realizadas por Frontel Transmisión durante el año 2020 alcanzaron los \$11.270 millones.

FRONTEL TRANSMISIÓN S.A.

Naturaleza Jurídica
Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado
M\$7.926.228

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A
99,37% (Indirecta)



ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020)

M\$	31-DIC-2020
ACTIVOS	
Activos Corrientes	2.799.398
Activos No Corrientes	58.446.297
TOTAL ACTIVOS	61.245.695
M\$	
31-DIC-2020	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	
Pasivos Corrientes	196.087
Pasivos No Corrientes	46.775.320
Total Pasivos	46.971.406
Total Patrimonio Neto	14.274.289
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	61.245.695

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020)

M\$	31-DIC-2020
Saldo Inicial Reexpresado	14.274.289
Cambios en Patrimonio	-
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	14.274.289





SOCIEDAD DE TRANSMISIÓN AUSTRAL S.A.

Naturaleza Jurídica
Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado
M\$59.827.336

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A
99,99% (Directa e Indirecta)

Con fecha 31 de diciembre de 2019 entro en vigencia la división de Sociedad Austral de Electricidad S.A (SAESA), creándose una nueva sociedad denominada Sociedad de Transmisión Austral S.A. El capital de la sociedad en ese momento fue la cantidad de M\$18.478.798, dividido en 9.005.380.049.737 acciones nominativas y sin valor nominal, el capital de la sociedad al cierre del año 2020 fue de M\$59.827.336.

Su giro principal es la construcción, operación, mantenimiento y administración de instalaciones de transmisión o transporte de energía eléctrica; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros.

**ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS**

(AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019)

M\$	31-DIC-2020	31-DIC-2019
ACTIVOS		
Activos Corrientes	44.532.707	20.338.471
Activos No Corrientes	287.720.541	122.750.158
TOTAL ACTIVOS	332.253.248	143.088.629
M\$	31-DIC-2020	31-DIC-2019
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	41.979.331	28.608.037
Pasivos No Corrientes	206.592.634	84.145.229
TOTAL PASIVOS	248.571.965	112.753.266
TOTAL PATRIMONIO NETO	83.681.283	30.335.363
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	332.253.248	143.088.629

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA

(AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019)

M\$	31-DIC-2020	31-DIC-2019
Margen Bruto	31.272.030	-
GANANCIA ANTES DE IMPUESTO	13.744.531	-
Impuesto a las Ganancias	(4.357.523)	-
GANANCIA	9.387.008	-

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO

(AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019)

M\$	31-DIC-2020	31-DIC-2019
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	13.415.910	-
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(40.505.003)	-
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	28.752.202	-
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(89.667)	-
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	1.573.442	-
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	32.112	32.112
EFFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	1.605.554	32.112

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO

(AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019)

M\$	31-DIC-2020	31-DIC-2019
Saldo Inicial Reexpresado	30.335.363	30.335.363
Cambios en Patrimonio	53.345.920	-
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	83.681.283	30.335.363



CABO LEONES S.A. LÍNEA DE TRANSMISIÓN

LÍNEA DE TRANSMISIÓN CABO LEONES S.A.

Naturaleza Jurídica
Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado
M\$10.042

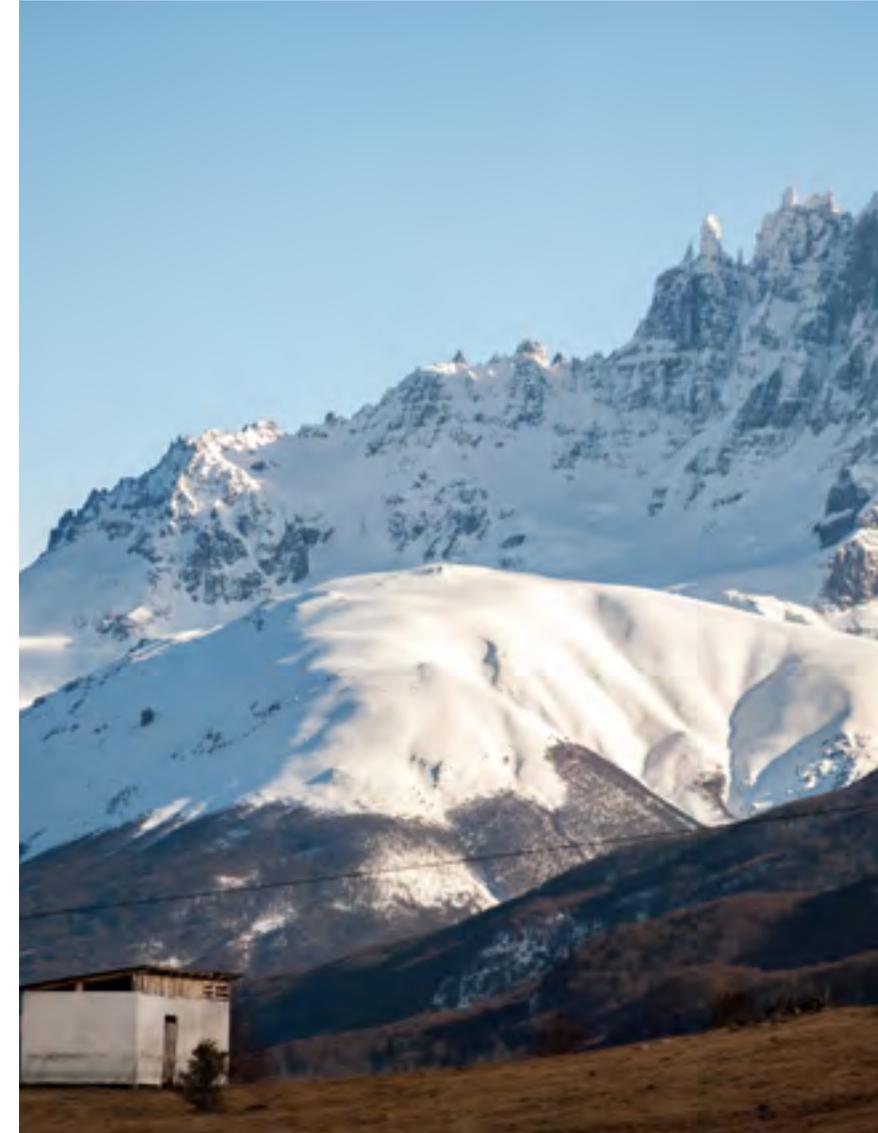
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A
99,99% (Directa e Indirecta)

Con fecha 19 de julio de 2016, Sagesa S.A en conjunto con Inversiones Eléctricas del Sur adquieren la Sociedad Línea de Transmisión Cabo Leones S.A, titular del proyecto adicional “Línea de transmisión Cabo Leones Maitencillo 2x220 kV” de 110 km con participaciones de 99,9% y 0,01% respectivamente.

Su giro principal es la construcción, operación, mantenimiento y administración de instalaciones de transmisión o transporte de energía eléctrica; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros.

L.T. Cabo Leones S.A. representa un 1,69% del activo de Sagesa S.A.

Durante el ejercicio 2020 L.T. Cabo Leones S.A realizó inversiones por \$158 millones y alcanzó un EBITDA de \$4.170 millones.



**ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS**

(AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019)

M\$	31-DIC-2020	31-DIC-2019
ACTIVOS		
Activos Corrientes	7.432.848	192.036
Activos No Corrientes	38.223.731	44.120.268
TOTAL ACTIVOS	45.656.579	44.312.304
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	11.064.798	19.135.498
Pasivos No Corrientes	33.140.870	23.728.738
TOTAL PASIVOS	44.205.668	42.864.236
TOTAL PATRIMONIO NETO	1.450.911	1.448.068
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	45.656.579	44.312.304

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA

(AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019)

M\$	31-DIC-2020	31-DIC-2019
Margen Bruto	4.427.852	3.776.077
GANANCIA ANTES DE IMPUESTO	2.747.264	2.378.367
Impuesto a las Ganancias	(683.210)	(677.311)
GANANCIA	2.064.054	1.701.056

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO

(AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019)

M\$	31-DIC-2020	31-DIC-2019
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	1.265.356	2.080.278
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(334.915)	(195.070)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(882.362)	(1.889.348)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(1.569)	294
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	46.510	(3.846)
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	6.845	10.691
EFFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	53.355	6.845

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO

(AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 Y 2019)

M\$	31-DIC-2020	31-DIC-2019
Saldo Inicial Reexpresado	1.448.068	180.631
Cambios en Patrimonio	2.843	1.267.437
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL	1.450.911	1.448.068



SAESA INNOVA SOLUCIONES SpA

Naturaleza Jurídica
Sociedad por acciones

Capital Suscrito
M\$1.000

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A
100% (Directa)

Con fecha 01 de septiembre de 2020, Inversiones Eléctricas del Sur S.A. en su calidad de único accionista, constituyó la sociedad por acciones "Saesa Innova Soluciones SpA."

La Sociedad tiene por objeto, en forma directa o a través de otras empresas, en Chile o en el extranjero, la compra, venta, arrendamiento, importación, exportación, comercialización, elaboración, producción, construcción, almacenamiento, realización de operaciones de leasing, intermediación, distribución, instalación y mantenimiento, por cuenta propia o ajena, de equipos, artefactos, infraestructura y productos eléctricos o vinculados al ámbito eléctrico en general, vehículos eléctricos, soluciones de eficiencia energética, electromovilidad, paneles solares, domótica, productos para el hogar, climatización, transporte, comunicaciones, seguridad, informática, medio ambiente, deportes, esparcimiento u otros afines, la generación, producción, adquisición y comercialización de energía eléctrica y productos derivados o relacionados a la misma, así como generación distribuida, la prestación de todo tipo de servicios y asesorías en materia eléctrica y de gestión de demanda eléctrica y asesoría energética en general, la adquisición, producción, almacenamiento, transporte, distribución, transformación y comercialización de petróleo, gas natural y de cualquier otra clase de combustibles, la prestación de servicios y desarrollo de plataformas y aplicaciones informáticas, data center, housing y otros desarrollados con la asesoría, implementación y operación de programas, sistemas, aplicaciones y equipos informáticos, la realización de inversiones en toda clase de bienes muebles e inmuebles, sean éstos corporales o incorporales, incluyendo acciones de sociedades anónimas, derechos en sociedades, debentures, bonos, efectos de comercio y toda clase de valores mobiliarios e instrumentos de inversión y la administración de estas inversiones y sus frutos, y la prestación de servicios, asesorías, fabricación, comercialización de equipos y materiales, y ejecución de 2 obras, relacionados con los objetos señalados anteriormente o necesarios para su operación y desarrollo.





SAESA GESTIÓN Y LOGÍSTICA SpA

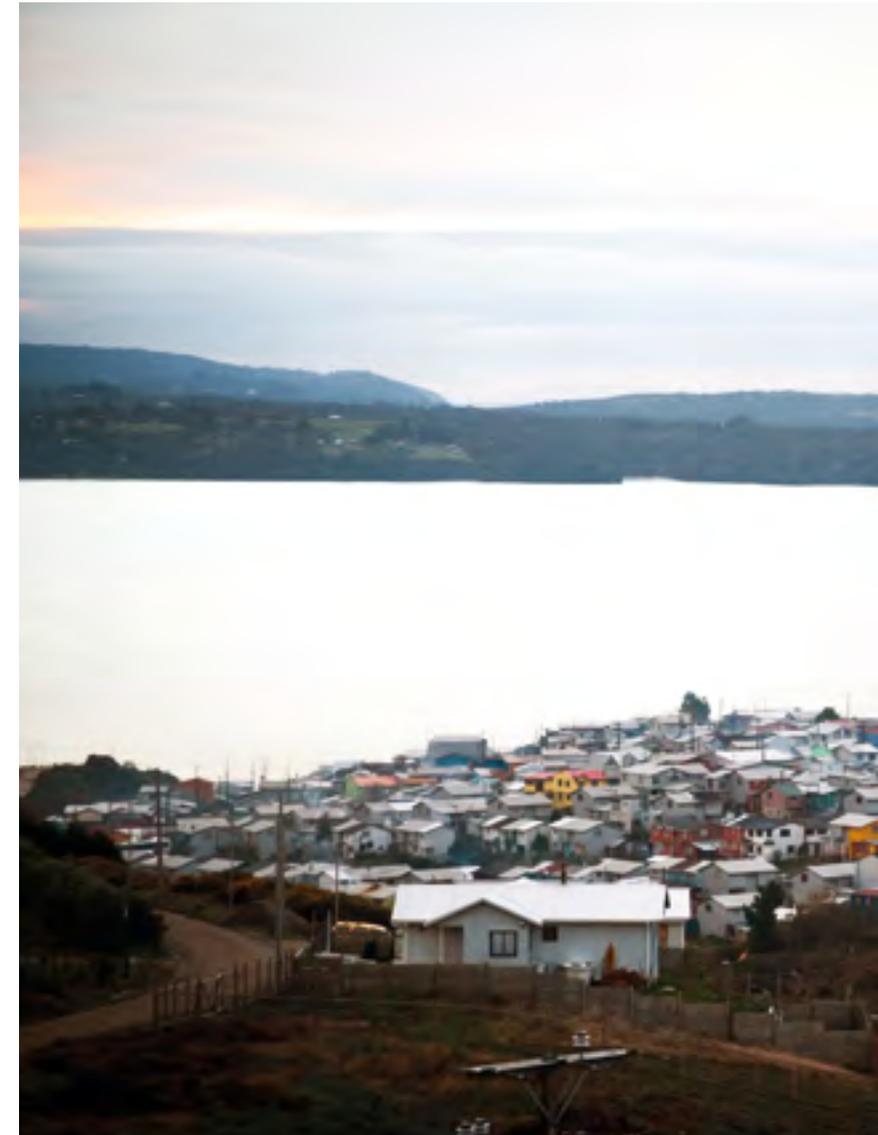
Naturaleza Jurídica
Sociedad por acciones

Capital Suscrito
M\$1.000

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A
100% (Directa)

Con fecha 01 de septiembre de 2020, Inversiones Eléctricas del Sur S.A. en su calidad de único accionista, constituyó la sociedad por acciones “Saesa Gestión y Logística SpA.”.

La sociedad tiene por objeto, ya sea actuando directamente o por intermedio de terceros, individualmente o en conjunto con otros, dentro del territorio de la República de Chile o en el extranjero, efectuar toda clase de inversiones en toda clase de bienes corporales e incorporeales, muebles o inmuebles, y en general, participar en sociedades de cualquier clase, naturaleza u objeto, chilenas o extranjeras, en comunidades, asociaciones y fondos de inversión, prestar toda clase de servicios y asesorías profesionales o técnicas en toda clase de materias, incluyendo asesorías legales, regulatorias, financieras, contables, tributarias, de recursos humanos, operacionales, informáticas, de gestión, logísticas, comerciales y de marketing y de apoyo a la gestión de empresas, cualquiera sean sus funciones, giro o servicio, tales como; la prestación de servicios administrativos, la prestación de servicios contables y tributarios, servicios de administración de las remuneraciones, servicio outsourcing en personal, servicios transitorios de personal, prestación de servicios de análisis financiero y/o presupuestario, servicios de programación y/o análisis de programas, servicios de procesamiento de datos, bodegaje e infraestructura y de todos aquellos servicios afines o análogos a los anteriores que constituyen un apoyo a la gestión empresarial; la compra, venta, arrendamiento, importación, exportación, operaciones de leasing, construcción, elaboración y mantención, por cuenta propia o ajena, de equipos, infraestructura, instalaciones, oficinas comerciales, bodegas y todo tipo de bienes muebles o inmuebles; y realizar todos los actos o contratos que sean necesarios o conducentes para el cumplimiento de este objeto





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.

Jorge Lesser García-Huidobro
6.443.633-3
PRESIDENTE

Iván Díaz-Molina
14.655.033-9
VICEPRESIDENTE

Juan Ignacio Parot B.
7.011.905-6
DIRECTOR TITULAR

Waldo Fortín C.
4.556.889-K
DIRECTOR TITULAR

Stacey Purcell
Extranjera
DIRECTOR TITULAR

Christopher Powell
Extranjero
DIRECTOR TITULAR

Ashley Munroe
Extranjera
DIRECTOR TITULAR

Francisco Alliende Arriagada
6.379.874-6
GERENTE GENERAL



EEFF



**Estados
Financieros**

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A.

Estados financieros por los años terminados
al 31 de diciembre de 2020 y 2019
e informe del auditor independiente

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los señores Accionistas y Directores de
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y filiales (en adelante la “Sociedad”) que comprenden los estados consolidados de situación financiera al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y los correspondientes estados consolidados 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 consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados, 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 consolidados 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 consolidados 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 consolidados 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 consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros consolidados, 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 consolidados 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 consolidados.

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 consolidados mencionados en el primer párrafo, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2020 y 2019 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”).

Énfasis en otros asuntos

Venta de participación en Negocios Conjuntos - Como se indica en Nota 36 a los estados financieros consolidados intermedios, con fecha 24 de junio de 2020, la filial SAESA enajenó la totalidad de sus acciones en los negocios conjuntos Eletrans, Eletrans II y Eletrans III, en cada una de las cuales mantiene un 50% de participación accionaria, a la sociedad Chilquinta Energía S.A.

Reestructuración de filiales y nuevas sociedades – Tal como se indica en Nota 1a, el Grupo ha realizado una serie de modificaciones en su estructura de Grupo. Una de las relevantes, son las modificaciones que está realizando para dar cumplimiento a los requerimientos de la Ley N°21.194 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, estableciendo una obligación legal de giro exclusivo para las compañías de distribución de energía eléctrica. En Junta General Extraordinaria de Accionistas de las filiales Sociedad Austral de Electricidad S.A., y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. celebradas con fecha 21 de diciembre de 2020, se acordó la división de las mencionadas sociedades, siendo las continuadoras legales, manteniendo misma razón social, que se mantendrán con el desarrollo del giro principal, a saber, la distribución eléctrica y dos nuevas sociedades, denominadas “Saesa Transmisión S.A.” y “Frontel Transmisión S.A.”. A estas últimas le fueron asignadas producto de la división activos y pasivos relacionados con el negocio de transmisión eléctrica.

Así mismo, como se indica en igual nota, la Sociedad el 1 de junio del 2020, adquirió los derechos sociales que mantenía la Sociedad Inversiones Los Ríos Limitada, con este acto la Sociedad paso a tener el 100% provocando la disolución de Inversiones Los Ríos Limitada.



Marzo 29, 2021
Santiago, Chile



María Ester Pinto U.
RUT: 10.269.053-2
Socia

**Estados Financieros Clasificados
Consolidados**

**Correspondientes a los años terminados al
31 de diciembre de 2020 y 2019**

**INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A.
Y FILIALES**

En miles de pesos chilenos – M\$

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Situación Financiera, Clasificados
 Al 31 de diciembre de 2020 y 2019
 (En miles de pesos chilenos - M\$)

ACTIVOS	Nota	31/12/2020 M\$	31/12/2019 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	44.953.087	31.358.081
Otros activos financieros corrientes	7	147.556	350.683
Otros activos no financieros corrientes		2.191.709	1.216.114
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	8	197.742.669	166.326.270
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	9	2.263	589.905
Inventarios corrientes	10	43.013.527	32.518.482
Activos por impuestos corrientes, corriente	11	33.726.170	26.285.984
Total de activos corrientes distintos de los activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.		321.776.981	258.645.519
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		321.776.981	258.645.519
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros activos financieros, no corrientes	7	5.072.099	4.278.351
Otros activos no financieros, no corrientes		90.526	32.636
Cuentas por cobrar, no corrientes	8	9.467.504	18.370.898
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	37	-	6.605.210
Activos intangibles distintos de la plusvalía	12	59.534.754	60.668.647
Plusvalía	13	231.445.466	231.445.466
Propiedades, planta y equipo	14	1.122.749.138	1.004.480.751
Activos por derechos de uso	15	3.626.315	2.453.300
Activos por impuestos diferidos	16	35.784.427	32.716.156
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		1.467.770.229	1.361.051.415
TOTAL ACTIVOS		1.789.547.210	1.619.696.934

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos Estados Financieros Consolidados

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Situación Financiera, Clasificados
 Al 31 de diciembre de 2020 y 2019
 (En miles de pesos chilenos - M\$)

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31/12/2020 M\$	31/12/2019 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	17	58.019.197	127.973.861
Pasivos por Arrendamientos, Corrientes	15	860.479	653.957
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	18	132.738.926	147.552.724
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	9	44.223.991	11.534.199
Otras provisiones corrientes	20	8.121.205	7.270.720
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	11	40.488.962	8.517.443
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	20	10.643.430	10.177.590
Otros pasivos no financieros corrientes	21	51.090.835	56.595.870
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.		346.187.025	370.276.364
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		346.187.025	370.276.364
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivos por Arrendamientos, no Corrientes	15	2.985.575	2.000.279
Otros pasivos financieros, no corrientes	17	686.357.996	644.781.079
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corriente	9	101.506.327	29.945.313
Pasivo por impuestos diferidos	16	92.316.168	81.236.719
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	20	16.851.375	14.274.624
Otros pasivos no financieros no corrientes	21	10.468.378	16.305.741
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		910.485.819	788.543.755
TOTAL PASIVOS		1.256.672.844	1.158.820.119
PATRIMONIO			
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora			
Capital emitido	22	385.906.755	385.906.755
Ganancias acumuladas	22	101.158.729	24.947.302
Otras reservas	22	38.302.326	42.866.542
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		525.367.810	453.720.599
Participaciones no controladoras	22	7.506.556	7.156.216
TOTAL PATRIMONIO		532.874.366	460.876.815
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		1.789.547.210	1.619.696.934

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos Estados Financieros Consolidados

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Resultados Integrales, por Naturaleza
 Al 31 de diciembre de 2020 y 2019
 (En miles de pesos chilenos - M\$)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	01/01/2020 al 31/12/2020 M\$	01/01/2019 al 31/12/2019 M\$
Ganancia			
Ingresos de actividades ordinarias	23	529.225.736	500.156.869
Otros ingresos	23	71.830.392	71.218.005
Materias primas y consumibles utilizados	24	(325.874.422)	(312.091.269)
Gastos por beneficios a los empleados	25	(42.461.917)	(41.202.944)
Gasto por depreciación y amortización	26	(39.026.346)	(36.346.344)
Otros gastos, por naturaleza	28	(92.925.727)	(84.101.252)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros	27	(8.341.553)	(3.302.693)
Otras ganancias (pérdidas)	30	147.992.974	408.118
Ingresos financieros	29	395.145	1.161.374
Costos financieros	29	(20.941.667)	(44.711.349)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	37	604.351	1.470.860
Diferencias de cambio	29	(12.738.617)	11.529.217
Resultados por unidades de reajuste	29	(16.272.728)	(16.950.291)
Ganancia antes de impuestos		191.465.621	47.238.301
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	16	(49.105.194)	(13.722.733)
Ganancia procedente de operaciones continuadas		142.360.427	33.515.568
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas			
Ganancia		142.360.427	33.515.568
Ganancia, atribuible a			
Los propietarios de la controladora		141.805.989	32.932.524
Participaciones no controladoras	22	554.438	583.044
Ganancia		142.360.427	33.515.568

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Otros Resultados Integrales
 Al 31 de diciembre de 2020 y 2019.
 (En miles de pesos chilenos - M\$)

Estado del Resultado Integral	Nota	01/01/2020 al 31/12/2020 M\$	01/01/2019 al 31/12/2019 M\$
Ganancia		142.360.427	33.515.568
Otro resultado integral			
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos	20	(651.252)	(2.088.157)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		(651.252)	(2.088.157)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Pérdidas (ganancias) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos		(3.111.138)	6.020.759
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencias de cambio por conversión		(3.111.138)	6.020.759
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		(203.246)	350.519
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		(203.246)	350.519
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos		(743.035)	228.118
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos		(743.035)	228.118
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	16	175.839	563.802
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del año		175.839	563.802
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del año			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral (corriente)	16	54.562	(94.882)
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del año		54.562	(94.882)
Otro Resultado Integral		(4.478.270)	4.980.159
Resultado Integral Total		137.882.157	38.495.727
Resultado integral atribuible a			
Propietarios de la Controladora		138.077.184	37.411.208
Participaciones No Controladoras		(195.027)	1.084.519
Resultado Integral Total		137.882.157	38.495.727

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos Estados Financieros Consolidados

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(En miles de pesos chilenos- M\$)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Cambio en otras reservas					Otras reservas M\$	Ganancias acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Total Patrimonio Neto 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\$					
Saldo Inicial al 01/01/2020	385.906.755	-	-	-	14.823.670	256.556	(2.786.805)	30.573.121	42.866.542	24.947.302	453.720.599	7.156.216	460.876.815
Ajustes de Periodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	385.906.755	-	-	-	14.823.670	256.556	(2.786.805)	30.573.121	42.866.542	24.947.302	453.720.599	7.156.216	460.876.815
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	141.805.989	141.805.989	554.438	142.360.427
Otro resultado integral	-	-	-	-	(3.106.412)	(148.556)	(473.837)	-	(3.728.805)	-	(3.728.805)	(749.465)	(4.478.270)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	138.077.184	(195.027)	137.882.157
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(65.594.562)	(65.594.562)	-	(65.594.562)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	(835.411)	(835.411)	-	(835.411)	545.367	(290.044)
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	(3.106.412)	(148.556)	(473.837)	(835.411)	(4.564.216)	76.211.427	71.647.211	350.340	71.997.551
Saldo Final al 31/12/2020	385.906.755	-	-	-	11.717.258	108.000	(3.260.642)	29.737.710	38.302.326	101.158.729	525.367.810	7.506.556	532.874.366

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Cambio en otras reservas					Otras reservas M\$	Ganancias acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Total Patrimonio Neto 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\$					
Saldo Inicial al 01/01/2019	385.906.755	-	-	-	9.083.863	1.046	(1.270.172)	30.323.393	38.138.130	57.152.554	481.197.439	18.970.065	500.167.504
Ajustes de Periodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	385.906.755	-	-	-	9.083.863	1.046	(1.270.172)	30.323.393	38.138.130	57.152.554	481.197.439	18.970.065	500.167.504
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32.932.524	32.932.524	583.044	33.515.568
Otro resultado integral	-	-	-	-	5.739.807	255.510	(1.516.633)	-	4.478.684	-	4.478.684	501.475	4.980.159
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	37.411.208	1.084.519	38.495.727
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(65.137.776)	(65.137.776)	-	(65.137.776)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.003.745)	(1.003.745)
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	249.728	249.728	249.728	249.728	(11.894.623)	(11.644.895)
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	5.739.807	255.510	(1.516.633)	249.728	4.728.412	(32.205.252)	(27.476.840)	(11.813.849)	(39.290.689)
Saldo Final al 31/12/2019	385.906.755	-	-	-	14.823.670	256.556	(2.786.805)	30.573.121	42.866.542	24.947.302	453.720.599	7.156.216	460.876.815

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos Estados Financieros Consolidados

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Flujos de Efectivo Método Directo
 Al 31 de diciembre de 2020 y 2019.
 (En miles de pesos chilenos - M\$)

Estado de flujos de efectivo Método Directo	Nota	01/01/2020 al 31/12/2020 M\$	01/01/2019 al 31/12/2019 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación		704.354.210	686.000.592
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		703.774.769	681.639.400
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		107.776	21.133
Otros cobros por actividades de operación		471.665	4.340.059
Clases de pagos		(616.399.153)	(536.417.536)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(575.567.398)	(496.455.836)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(36.751.318)	(35.729.809)
Otros pagos por actividades de operación		(4.080.437)	(4.231.891)
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(11.011.405)	(5.189.935)
Otras entradas (salidas) de efectivo		528.020	4.947.294
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		77.471.672	149.340.415
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios, clasificados como actividades de inversión		(3.467.900)	-
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades, clasificados como actividades de inversión		153.859.973	(4.703.520)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		85.011	412.597
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(180.549.216)	(196.132.437)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera, clasificados como actividades de inversión		(120.151.876)	(2.023.364)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera, clasificados como actividades de inversión		119.599.628	1.889.467
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		359.628	1.209.456
Otras entradas (salidas) de efectivo, clasificados como actividades de inversión		16.405	8.866.401
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(30.248.347)	(190.481.400)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos, clasificados como actividades de financiación		500.000.000	543.385.789
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		30.000.000	258.331.352
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		470.000.000	285.054.437
Préstamos de entidades relacionadas		85.197.000	57.023.016
Reembolsos de préstamos, clasificados como actividades de financiación		(545.809.814)	(404.580.569)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros, clasificados como actividades de financiación		(841.331)	(647.988)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(13.635.986)	(44.647.121)
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación		(33.069.910)	(68.361.099)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación		(24.219.606)	(25.660.522)
Otras entradas (salidas) de efectivo, clasificados como actividades de financiación		-	(131.209)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(32.379.647)	56.380.297
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		14.843.678	15.239.312
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(1.248.672)	104.051
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(1.248.672)	104.051
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		13.595.006	15.343.363
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del año		31.358.081	16.014.718
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año	6	44.953.087	31.358.081

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos Estados Financieros Consolidados

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

ÍNDICE

1. Información General y Descripción del Negocio.....	11
2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas.....	13
2.1. Principios contables.....	13
2.2. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas.....	14
2.3. Período cubierto.....	14
2.4. Bases de preparación.....	14
2.5. Bases de consolidación.....	14
2.6. Combinación de negocios.....	18
2.7. Moneda funcional.....	18
2.8. Bases de conversión.....	19
2.9. Compensación de saldos y transacciones.....	19
2.10. Propiedades, planta y equipo.....	19
2.11. Activos intangibles.....	21
2.11.1. Plusvalía comprada.....	21
2.11.2. Servidumbres.....	21
2.11.3. Programas informáticos.....	21
2.11.4. Costos de investigación y desarrollo.....	21
2.12. Deterioro de los activos no financieros.....	22
2.13. Arrendamientos.....	23
2.13.1. Sociedad actúa como arrendatario:.....	23
2.13.2. Sociedad actúa como arrendador:.....	24
2.14. Instrumentos financieros.....	24
2.14.1. Clasificación y medición inicial de los activos financieros.....	24
2.14.2. Medición posterior de los activos financieros.....	25
2.14.3. Deterioro de activos financieros no derivados.....	26
2.14.4. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.....	26
2.14.5. Clasificación, medición inicial y posterior de los pasivos financieros.....	26
2.14.6. Derivados y operaciones de cobertura.....	27
2.14.7. Instrumentos de patrimonio.....	29
2.15. Inventarios.....	29
2.16. Otros pasivos no financieros.....	29
2.16.1. Ingresos diferidos.....	29
2.16.2. Subvenciones estatales.....	30
2.16.3. Obras en construcción para terceros.....	30
2.17. Provisiones.....	30
2.18. Beneficios a los empleados.....	30
2.19. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	31
2.20. Impuesto a las ganancias.....	31
2.21. Reconocimiento de ingresos y gastos.....	32
2.22. Dividendos.....	33
2.23. Estado de flujos de efectivo.....	33
2.24. Reclasificaciones.....	34
2.25. Nuevos pronunciamientos.....	34
3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico.....	35
3.1. Generación eléctrica.....	36
3.2. Transmisión.....	36
3.3. Distribución.....	37
3.4. Marco regulatorio.....	38
3.4.1. Aspectos generales.....	38
3.4.2. Ley Tokman.....	38
3.4.3. Ley Net Metering.....	38
3.4.4. Ley de Concesiones.....	38
3.4.5. Ley de Licitación de ERNC.....	38

3.4.6.	Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos.....	38
3.4.7.	Modificaciones al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad para clientes regulados, y a la LGSE	38
3.4.8.	Ley de Transmisión	39
3.4.9.	Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local	39
3.4.10.	Ley de Generación Residencial	40
3.4.11.	Norma Técnica de Distribución	40
3.4.12.	Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica	40
3.4.13.	Ley de estabilización transitoria de precios	40
3.4.14.	Resolución Exenta CNE N°176/2020 - Giro Exclusivo	41
3.4.15.	Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19.....	41
3.4.16.	Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	41
4.	Política de Gestión de Riesgos	42
4.1.	Riesgo financiero	42
4.1.1.	Tipo de cambio	42
4.1.2.	Variación UF	43
4.1.3.	Tasa de interés	44
4.1.4.	Riesgo de liquidez.....	44
4.1.5.	Riesgo de crédito.....	45
4.1.6.	Riesgo Filial STC.....	46
4.1.7.	Riesgo COVID-19	46
5.	Juicios y estimaciones de la Administración al aplicar las políticas contables críticas de la entidad	48
6.	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	49
7.	Otros Activos Financieros	50
8.	Deudores Comerciales y Otras Cuentas Por Cobrar	51
9.	Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas	55
9.1.	Accionistas	55
9.2.	Saldos y transacciones con entidades relacionadas	55
9.3.	Directorio y personal clave de la gerencia	56
10.	Inventarios	58
11.	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	59
12.	Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	60
13.	Plusvalía	61
14.	Propiedades, Planta y Equipo	62
15.	Activos por Derechos de Uso y Obligaciones por Arrendamientos.....	64
16.	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos	65
16.1.	Impuesto a la Renta	65
16.2.	Impuestos Diferidos.....	66
17.	Otros Pasivos Financieros corrientes y no corrientes	67
17.1.	Instrumentos derivados.....	69
18.	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar.....	70
19.	Instrumentos financieros	72
19.1.	Instrumentos financieros por categoría	72
19.2.	Valor justo de instrumentos financieros.....	73
20.	Provisiones.....	74
20.1.	Provisiones corrientes por beneficios a los empleados.....	74
20.2.	Otras provisiones corrientes.....	74
20.3.	Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados.....	75
20.4.	Juicios y multas.....	78
21.	Otros pasivos no financieros.....	80
22.	Patrimonio	80
22.1.	Patrimonio neto de la Sociedad.....	80
22.1.1.	Capital suscrito y pagado	80
22.1.2.	Dividendos.....	81
22.1.3.	Otras reservas	81
22.1.4.	Diferencias de conversión	82
22.1.5.	Ganancias Acumuladas	82
22.2.	Gestión de capital.....	83
22.3.	Restricciones a la disposición de fondos	83

22.4. Patrimonio de participaciones no controladores	83
23. Ingresos.....	84
24. Materias Primas y Consumibles Utilizados	85
25. Gastos por Beneficios a los Empleados.....	85
26. Gasto por Depreciación y Amortización	86
27. Ganancia (Pérdida) por deterioro	86
28. Otros Gastos por Naturaleza.....	87
29. Resultados Financieros	87
30. Otras ganancias (pérdidas)	88
31. Información por Segmento	88
32. Medio Ambiente	93
33. Garantías Comprometidas con Terceros, Otros Activos Financieros no Corrientes	94
34. Cauciones Obtenidas de Terceros.....	95
35. Compromisos y Restricciones	95
36. Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo	102
37. Inversiones contabilizadas usando el método de la participación.....	103
38. Información Adicional sobre Deuda Financiera	104
39. Moneda Extranjera	107
40. Sanciones	108
41. Hechos Posteriores	108

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019

(En miles de pesos chilenos - M\$)

1. Información General y Descripción del Negocio

a) Información General

Inversiones Eléctricas del Sur S.A., en adelante la “Sociedad” o “Eléctricas”, fue constituida por escritura pública de fecha 10 de junio de 2008 con el nombre de Inversiones SF SpA, con el objeto de realizar toda clase de inversiones en toda clase de bienes muebles e inmuebles, como por ejemplo en acciones de sociedades anónimas, derechos en sociedades y la administración de estas inversiones y sus frutos.

La Sociedad comenzó sus operaciones en julio de 2008, mes en que compró los derechos sobre Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., Sociedad Matriz del Grupo Saesa, grupo compuesto por varias empresas del giro eléctrico, principalmente, Distribución, Transporte y Transformación, y Generación de energía eléctrica.

La Sociedad es el vehículo 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. Los sectores en los que participa la Sociedad y sus filiales son distribución, transmisión, transformación, generación y comercialización de energía eléctrica.

La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores con el número 1.016, y está sujeta a la fiscalización de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF).

Las sociedades filiales directas inscritas en el Registro de Valores son: Sociedad Austral de Electricidad S.A. (en adelante “Saesa”), inscrita con el número 1.072, Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (en adelante “Frontel”), inscrita con el número 1.073.

La filial indirecta Sistema de Transmisión del Sur S.A. (en adelante “STS”), se encuentra inscrita con el número 1.159 en el Registro de Valores.

Las filiales indirectas inscritas en el Registro de Entidades Informantes son: Compañía Eléctrica Osorno S.A. (en adelante “Luz Osorno”), inscrita con el número 116, Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (en adelante “Edelaysen”), inscrita con el número 28, STS, inscrita con el número 269 y Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (en adelante “SATT”), inscrita con el número 435.

Las Sociedades filiales indirectas no inscritas son Sagesa S.A. (en adelante “Sagesa”), Sociedad Generadora Austral S.A., (en adelante “SGA”), Sistema de Transmisión del Norte S.A. (en adelante “STN”, Sistema de Transmisión del Centro S.A. (en adelante “STC”), Sociedad de Transmisión Austral S.A. (en adelante “STA”), Línea de Transmisión Cabo Leones S.A., Saesa Innova Soluciones SpA, Saesa Gestión y Logística SpA, Saesa Transmisión S.A. y Frontel Transmisión S.A.

División Filiales Distribuidoras (Diciembre 2020)

Mediante distintas resoluciones emitidas por la Comisión Nacional de Energía (CNE) durante el año 2020, dicha autoridad determinó el alcance de la obligación de Giro Exclusivo y contabilidad separada, para la prestación del servicio público de distribución eléctrica en conformidad a lo establecido en la Ley Corta, estos requerimientos se aplicarán a partir del 1 de enero de 2021, sin perjuicio de que estas resoluciones permiten que aquellas operaciones que por su naturaleza no puedan realizarse con anterioridad a esa fecha, deberán ser informadas a la CNE, incluyendo un calendario de planificación para su materialización, hasta el 1 de enero de 2021 con una extensión de plazo al 1 de enero de 2022.

Considerando lo anterior, es que en sesión de Directorio de fecha 12 de agosto de 2020, el Directorio de las sociedades distribuidoras Saesa y Frontel, aprobó el proceso de separación de los activos de transmisión que se encontraban operando dentro de las sociedades, dicha separación se realizó mediante una división corporativa, en virtud del cual los activos y proyectos de transmisión fueron asignados a nuevas sociedades

de giro transmisión. En el caso de la filial Saesa, el proceso de división incluyó la participación que esta tiene en la sociedad STS cuyo giro principal es transmisión.

De esta forma, en Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 21 de diciembre de 2020, se acordó la división de Saesa y Frontel, en dos sociedades, creándose Saesa Transmisión S.A. y Frontel Transmisión S.A. respectivamente, las que tendrán efecto y vigencia el día 31 de diciembre de 2020.

Constitución filiales Saesa Innova Soluciones SpA y Saesa Gestión y Logística SpA (Septiembre 2020)

Con fecha 1 de septiembre de 2020, se constituyeron las sociedades Saesa Innova Soluciones SPA y Saesa Gestión y Logística SPA, debido a las modificaciones incorporadas por la Ley Corta a la Ley General de Servicios Eléctricos, donde las empresas concesionarias de servicio público de distribución deberán tener giro exclusivo de distribución de energía eléctrica.

Fusión filiales Inversiones Los Lagos IV Limitada – Sociedad de Transmisión Austral S.A. (Junio 2020)

Con fecha 1 de junio de 2020 la Sociedad Inversiones Los Lagos IV Limitada, se fusionó con Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA) (ambas a la mencionada fecha filiales indirectas de la Sociedad), siendo esta última la continuadora legal. La Sociedad de Transmisión Austral (STA) no está inscrita en el Registro de Valores o Entidades Informantes.

Disolución filial Inversiones Los Ríos Limitada (Junio 2020)

Con fecha 1 de junio 2020, la Sociedad adquirió para sí el 0,002896% de los derechos sociales de la Sociedad Inversiones Los Ríos Limitada, en la que tenía una inversión directa, con este acto la Sociedad pasó a tener el 100% de los derechos sociales de esta Sociedad, provocando la disolución de Inversiones Los Ríos Limitada.

División Saesa - Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA) (Diciembre 2019)

En Junta Extraordinaria de Accionistas de la filial directa SAESA celebrada el 18 de diciembre de 2019, se acordó la división de SAESA en dos sociedades, una de ellas la continuadora legal, que mantuvo la misma razón social, que se mantendrá con el desarrollo del giro principal, a saber, la distribución eléctrica y una nueva sociedad, denominada “Sociedad de Transmisión Austral S.A.”, en adelante “STA”. A esta última le fueron asignadas producto de la división las acciones que mantenía SAESA en STN, SATT y SGA. La división tuvo efecto a partir del 31 de diciembre de 2019. La división tiene por objetivo, efectuar determinadas separaciones del segmento de distribución eléctrica, lo que es consistente con los lineamientos en materia regulatoria que serán implementados durante los próximos años y buscar eficiencias operacionales, financieras y contables, al reunir – en una importante medida – sociedades cuya moneda funcional es el Dólar estadounidense.

b) Información del Negocio

Las filiales Saesa, Frontel, Edelayson y Luz Osorno distribuyen energía eléctrica en la zona sur del país, en el área comprendida entre las provincias de Concepción (Región del Bío Bío) y Villa O’Higgins (Región de Aysén).

La filial Sagesa S.A. es una empresa generadora que opera desde la Región del Bío a la Región de Los Lagos. Básicamente, posee una central gas/diesel de 45 MW y varias centrales diesel con una potencia instalada de 103,9 MW. Parte de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del CEN-SEN a través de la filial SGA y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado.

La filial STS desarrolla principalmente actividades de transmisión en las regiones de Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos; además, prestación de servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.

La filial STN, cuyo giro principal es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía, opera un sistema de transmisión dedicada en la Región de Antofagasta

cuyo propósito es abastecer los requerimientos de energía y potencia de una empresa minera y permitir la conexión de una central generadora (517 MW) al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

La filial STC, tiene el mismo giro de STN. Esta Sociedad construyó el Proyecto Línea de Transmisión 2x220 kV San Fabián-Ancoa, la que será operada y administrada por STC una vez que ésta entre en funcionamiento. STC ha finalizado la construcción de la línea durante el segundo semestre del 2018 realizando su energización con fecha: 25 de agosto de 2018 y posteriormente se procedió a informar al Coordinador Eléctrico Nacional ("CEN") que el Proyecto había comenzado su período de puesta en servicio. Este Proyecto tiene como importante cliente a Hidroeléctrica Ñuble SpA, la que evacuará su energía a través de esta línea conectando con el SEN (Sistema Eléctrico Nacional).

Con fecha 4 de octubre de 2019, Eléctrica Puntilla S.A. en su calidad de dueña del 49,9% de las acciones emitidas por la sociedad Sistema de Transmisión del Centro S.A. ("STC"), suscribió con la sociedad Inversiones Los Lagos IV Limitada ("Los Lagos " o la "Compradora"), perteneciente al Grupo Saesa, un contrato de venta sobre la totalidad de su participación accionaria en STC (el "Contrato de Compraventa"), quedando en consecuencia Los Lagos, dueña del 49,9% de las acciones emitidas por STC. El valor total de la operación es de US\$17.500.000 (diecisiete millones quinientos mil dólares de los Estados Unidos de América), suma que será pagada por la Compradora a Eléctrica Puntilla S.A en los términos y condiciones señalados en el Contrato de Compraventa.

Con esta misma fecha, la filial de Eléctrica Puntilla S.A, Hidroeléctrica Ñuble SpA ("Hidroñuble"), suscribió con STC una modificación al contrato de peajes vigente entre ambas empresas (el "Contrato de Peajes") por la utilización de las instalaciones de la Línea de Alta Tensión San Fabián-Ancoa, propiedad de STC. La modificación tuvo por objeto ajustar el contrato vigente entre las partes a la situación actual del desarrollo de los proyectos de ambas empresas, incluida la modificación del alcance de ciertas obligaciones, una prórroga del plazo y las condiciones para una eventual terminación anticipada. Esta modificación entró en vigencia el 4 de octubre de 2019.

El 27 de agosto de 2020, Eléctrica Puntilla comunicó al Mercado a través de un hecho esencial que el proyecto Central Ñuble de su filial Hidroeléctrica Ñuble SpA ("Hidroñuble") presenta un atraso importante, ratificando el aplazamiento ya informado en Febrero de 2020, previendo su puesta en marcha para el segundo semestre del año 2024.

La filial Cabo Leones, también está en el sistema de Transmisión Dedicada, corresponde a una línea de doble circuito de 220 KV, ubicado en las comunas de Freirina y Vallenar, que tiene por finalidad evacuar la energía eléctrica y potencia de hasta tres proyectos eólicos en construcción, entró en operación en el mes de diciembre de 2017.

La filial SATT está en etapa de construcción de Proyecto Ampliación Nueva Subestación Kimal II, en el Sistema de Transmisión Nacional del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y actualmente también opera algunos activos de Transmisión Nacional y Dedicada en las regiones de Antofagasta y Atacama.

Dentro de la normativa legal que regula el negocio de las sociedades distribuidoras, la Ley N°21.194 publicada el 21 de diciembre de 2019, considera una rebaja en la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica, en adelante la "Ley Corta". De conformidad a las modificaciones incorporadas por la Ley Corta a la Ley General de Servicios Eléctricos, las empresas concesionarias de servicio público de distribución deberán tener giro exclusivo de distribución de energía eléctrica.

2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

Los presentes Estados Financieros Consolidados, se presentan en miles de pesos chilenos y han sido preparados a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad y sus filiales. Los principios y criterios son aplicados uniformemente por todas las filiales.

Los Estados Financieros Consolidados de la Sociedad y sus filiales terminados el 31 de diciembre de 2020, han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB"). 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 de interpretaciones de las Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF).

Estos Estados Financieros Consolidados han sido aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 29 de marzo de 2021.

2.2. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en estos Estados Financieros Consolidados es responsabilidad de la Administración de la Sociedad.

La preparación de los presentes Estados Financieros Consolidados, 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 Consolidados. 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 Consolidados futuros. El detalle de las estimaciones y criterios contables significativos se detallan en la Nota 5.

2.3. Período cubierto

Los presentes Estados Financieros Consolidados comprenden lo siguiente:

- Estados Consolidados de Situación Financiera Clasificados de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2020 y 2019.
- Estados Consolidados de Resultados Integrales por Naturaleza por los años terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019.
- Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio Neto por los años terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019.
- Estados Consolidados de Flujos de Efectivo Método Directo por los años terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

2.4. Bases de preparación

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

2.5. Bases de consolidación

Los Estados Financieros Consolidados incorporan los estados financieros de la Sociedad y de las entidades controladas por la Sociedad (sus filiales). El control se logra cuando la Sociedad tiene:

- (a) poder sobre la inversión (es decir derechos existentes que le dan la capacidad de dirigir las actividades relevantes de la sociedad participada, es decir, las actividades que afectan de forma significativa a los rendimientos de la participada);
- (b) exposición, o derecho, a rendimientos variables procedentes de su involucramiento en la participada;
- y
- (c) capacidad de utilizar su poder sobre la participada para influir en sus rendimientos.

Cuando la Sociedad tiene menos que la mayoría de los derechos a voto de una sociedad participada, tiene el poder sobre la sociedad participada cuando estos derechos a voto son suficientes para darle en la práctica la capacidad de dirigir las actividades relevantes de la sociedad participada unilateralmente. La Sociedad considera todos los hechos y circunstancias para evaluar si los derechos a voto en una participada son suficientes para darle el poder, incluyendo:

- (a) el número de los derechos de voto que mantiene el inversor en relación con el número y dispersión de los que mantienen otros tenedores de voto;
- (b) los derechos de voto potenciales mantenidos por el inversor, otros tenedores de voto u otras partes;
- (c) derechos que surgen de otros acuerdos contractuales; y
- (d) cualesquiera hechos y circunstancias adicionales que indiquen que el inversor tiene, o no tiene, la capacidad presente de dirigir las actividades relevantes en el momento en que esas decisiones necesiten tomarse, incluyendo los patrones de conducta de voto en reuniones de accionistas anteriores.

La Sociedad reevaluará si tiene o no control en una participada si los hechos y circunstancias indican que ha habido cambios en uno o más de los tres elementos de control mencionados anteriormente.

La consolidación de una filial comenzará desde la fecha en que el inversor obtenga el control de la participada y cesará cuando pierda el control sobre ésta. Específicamente, los ingresos y gastos de una filial adquirida o vendida durante el período se incluye en los Estados Consolidados de Resultados Integrales desde la fecha en que la Sociedad obtiene el control hasta la fecha en que la Sociedad deja de controlar la filial.

La ganancia o pérdida de cada componente de otros resultados integrales son atribuidas a los propietarios de la Sociedad y a la participación no controladora, según corresponda. El total de resultados integrales es atribuido a los propietarios de la Sociedad y a las participaciones no controladoras aun cuando el resultado de la participación no controladora tenga un déficit de saldo.

Si una filial utiliza políticas contables diferentes de las adoptadas en los Estados Financieros Consolidados, para transacciones y otros sucesos similares en circunstancias parecidas, se realizarán los ajustes adecuados en los estados financieros de las filiales al elaborar los Estados Financieros Consolidados para asegurar la conformidad con las políticas contables de la Sociedad.

Todos los activos y pasivos, patrimonio, ingresos, gastos y flujos de efectivo relacionados con transacciones entre las entidades del grupo, son eliminados en la consolidación.

El detalle de las sociedades filiales que han sido consolidadas en estos Estados Financieros Consolidados, se presenta a continuación:

RUT	NOMBRE SOCIEDAD	PAIS	MONEDA FUNCIONAL	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN			31/12/2019 TOTAL
				DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL	
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	93,2373%	93,2373%	93,2373%
96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	DÓLAR ESTADOUNIDENSE	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0004%	99,9996%	100,0000%	99,9999%
76.186.388-6	SAGESA S.A.	CHILE	DÓLAR ESTADOUNIDENSE	0,1000%	99,8987%	99,9987%	99,9987%
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA. (*)	CHILE	DÓLAR ESTADOUNIDENSE	0,0000%	0,0000%	0,0000%	99,9249%
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA. (**)	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	0,0000%	0,0000%	99,9971%
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	CHILE	PESO CHILENO	99,9164%	0,0000%	99,9164%	99,9164%
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	CHILE	PESO CHILENO	99,3737%	0,0000%	99,3737%	99,3737%
77.227.557-9	SAESA GESTION Y LOGISTICA SPA	CHILE	PESO CHILENO	100,0000%	0,0000%	100,0000%	0,0000%
77.227.565-K	SAESA INNOVA SOLUCIONES SPA	CHILE	PESO CHILENO	100,0000%	0,0000%	100,0000%	0,0000%
77.312.201-6	SAESA TRANSMISION S.A.	CHILE	PESO CHILENO	99,9164%	0,0000%	99,9164%	0,0000%
77.307.979-K	FRONTEL TRANSMISION S.A.	CHILE	PESO CHILENO	99,3737%	0,0000%	99,3737%	0,0000%
76.410.374-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL NORTE S.A.	CHILE	DÓLAR ESTADOUNIDENSE	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
76.440.111-5	SISTEMA DE TRANSMISION DEL CENTRO S.A.	CHILE	DÓLAR ESTADOUNIDENSE	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
76.519.747-3	SOCIEDAD AUSTRAL DE TRANSMISION TRONCAL S.A.	CHILE	DÓLAR ESTADOUNIDENSE	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
77.122.643-4	SOCIEDAD DE TRANSMISION AUSTRAL S.A. (*)	CHILE	DÓLAR ESTADOUNIDENSE	99,9196%	0,0000%	99,9196%	99,9164%
76.429.813-6	LINEA DE TRANSMISION CABO LEONES S.A.	CHILE	DÓLAR ESTADOUNIDENSE	0,0100%	99,9900%	100,0000%	100,0000%

(*) Con fecha 1 de junio de 2020 la Sociedad Inversiones Los Lagos IV Limitada, se fusionó con Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA) (ambas a la mencionada fecha filiales indirectas), siendo esta última la continuadora legal.

(**) Con fecha 1 de junio 2020, la Sociedad adquirió para sí el 0,002896% de los derechos sociales de la Sociedad Inversiones Los Ríos Ltda., en la que tenía una inversión directa, con este acto la Sociedad paso a tener el 100% de los derechos sociales., provocando la disolución de Inversiones Los Ríos Limitada..

Participaciones no controladoras - Una controladora presentará las participaciones no controladoras en el estado consolidado de situación financiera, dentro del patrimonio, de forma separada del patrimonio de los propietarios de la controladora.

Los cambios en la participación de la Sociedad en la propiedad de una subsidiaria que no resultan en la pérdida de control sobre las filiales se contabilizan como transacciones de patrimonio. Los importes en libros de la participación de la Sociedad y las participaciones controladoras son ajustados para reflejar el cambio en sus participaciones relativas en las filiales. Cualquier diferencia entre el importe por el cual las participaciones no controladoras son ajustadas y el valor razonable de la consideración pagada o recibida se reconoce directamente en patrimonio y se atribuye a los propietarios de la Sociedad.

Asociadas y negocios conjuntos - Una asociada es una entidad sobre la cual la Sociedad ejerce influencia significativa. Influencia significativa es el poder de participar en las decisiones de políticas financieras y operativas de una inversión, pero no control o control conjunto sobre esas políticas.

Un negocio conjunto es un acuerdo conjunto mediante el cual las partes que tienen control conjunto del acuerdo tienen derecho a los activos netos del acuerdo conjunto. Control conjunto es el acuerdo contractual para compartir el control de un acuerdo, que sólo existe cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Los resultados, activos y pasivos de las asociadas y/o negocios conjuntos son incorporados en estos Estados Financieros Consolidados utilizando el método de la participación, excepto cuando la inversión es clasificada como mantenida para la venta, en cuyo caso es contabilizada en conformidad con NIIF 5 en el rubro Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuas.

Bajo el método de la participación, las inversiones en asociadas y/o negocios conjuntos son registradas inicialmente al costo, y son ajustadas posteriormente en función de los cambios que experimenta, tras la adquisición, la porción de los activos netos de la asociada que corresponde a la Sociedad, menos cualquier deterioro en el valor de las inversiones individuales.

Si la parte de una Sociedad en las pérdidas de la asociada o negocio conjunto iguala o excede su participación en éstos, la Sociedad dejará de reconocer su participación en las pérdidas adicionales, a no ser que exista el compromiso por parte de la Sociedad de reponer la situación patrimonial de la asociada o negocio conjunto, en cuyo caso, se registra el pasivo correspondiente.

Los dividendos percibidos de estas Sociedades se registran reduciendo el valor del importe en libros de la participación y los resultados obtenidos por las mismas, que corresponden a la Sociedad conforme a su participación, se registran en el rubro "Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de participación".

Sociedades de control conjunto que mantiene la Sociedad

SOCIEDAD	PORCENTAJE DE	
	31/12/2020	31/12/2019
ELETRANS S.A.	0%	50%
ELETRANS II S.A.	0%	50%
ELETRANS III S.A.	0%	50%

Con fecha 13 de octubre de 2019 la Sociedad filial Saesa suscribió un documento privado en idioma inglés denominado Purchase and Sale Agreement, a través del cual se regularon los términos y condiciones bajo los cuales se materializaría la compraventa de las Acciones, este acuerdo fue informado al Mercado a través de Hechos Esenciales en los meses de octubre y noviembre del año 2019.

De conformidad al acuerdo de venta informado en octubre de 2019, la materialización de la venta de las acciones en las sociedades Eletrans S.A., Eletrans II S.A. y Eletrans III S.A. a Chilquinta Energía S.A. estaba sujeta al cumplimiento de determinadas condiciones suspensivas copulativas, entre las cuales se encontraban ciertas autorizaciones de entidades gubernamentales de conformidad a la regulación aplicable, a saber, la Comisión Nacional de Energía y la Fiscalía Nacional Económica. Adicionalmente, dicha venta estaba sujeta a la efectiva materialización de la venta del grupo empresarial al que pertenecía Chilquinta por parte de Sempra Energy International Holdings N.V. a la compañía china State Grid International Development Limited y, por lo tanto, a los plazos y autorizaciones que dicha transacción involucraba. Dentro de esas autorizaciones destacan permisos que debían ser otorgadas por las autoridades chinas, las cuales se materializaron recién en junio del año 2020.

Considerando las distintas condiciones copulativas mencionadas en el párrafo anterior, es que la Sociedad no clasificó estas inversiones en la categoría de Activos no corrientes mantenidos para la venta y Operaciones Discontinuas en los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2019. En los Estados Financieros Consolidados al 31 de marzo 2020, a pesar de que el proceso de compraventa seguía avanzando, todavía no se obtenían las autorizaciones correspondientes y como elemento de juicio adicional, la situación de la Pandemia que afecto principalmente al país del comprador y sus entidades gubernamentales, genero incertidumbre en la Sociedad sobre la efectiva autorización y concreción del negocio principal, razón por la cual tampoco se reclasificaron las inversiones en las sociedades Eletrans dentro de la categoría Activos no corrientes mantenidos para la venta y Operaciones Discontinuas.

Habiéndose cumplido las condiciones para el cierre de la Compraventa de las Acciones, con fecha 24 de junio 2020 se efectuó el cierre de dicha transacción, en cuya virtud Chilquinta ha adquirido la totalidad de la participación accionaria de SAESA en las Sociedades Eletrans a un precio de USD\$187.478.642,74, junto con adquirir la totalidad de los créditos otorgados por parte de la matriz indirecta de la Sociedad, Inversiones Grupo Saesa Limitada a Eletrans II S.A. y Eletrans III S.A. por un monto de USD\$62.516.890,07, lo que equivale a una suma total de US\$249.995.532,81.

Conversión de Estados Financieros de Sociedades con moneda funcional distinta del peso chileno

La conversión indicada se realiza del siguiente modo:

- Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los Estados Financieros Consolidados.
- Las partidas de resultados, utilizando el tipo de cambio promedio (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de la transacción, en cuyo caso los ingresos y gastos se convierten en la fecha de las transacciones).
- Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro “Reservas por conversión” dentro del Patrimonio Neto.

2.6. Combinación de negocios

Las combinaciones de negocios están contabilizadas usando el método de la compra. Esto involucra el reconocimiento de activos identificables (incluyendo activos intangibles anteriormente no reconocidos) y pasivos (incluyendo pasivos contingentes y excluyendo reestructuraciones futuras) del negocio adquirido al valor justo. Si estas combinaciones de negocios implican adquirir el control de una inversión en la cual la Sociedad tenía influencia significativa o control conjunto, dicha participación previa se registra al valor justo reconociendo el efecto en resultados.

2.7. Moneda funcional

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

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno.

La moneda funcional de las filiales se distribuye como sigue:

SOCIEDAD	MONEDA FUNCIONAL
SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	PESO CHILENO
EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	PESO CHILENO
SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	PESO CHILENO
COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	PESO CHILENO
EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	PESO CHILENO
SAESA GESTION Y LOGISTICA SPA	PESO CHILENO
SAESA INNOVA SOLUCIONES SPA	PESO CHILENO
SAESA TRANSMISION S.A.	PESO CHILENO
FRONTEL TRANSMISION S.A.	PESO CHILENO
SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	DOLAR ESTADOUNIDENSE
SAGESA S.A.	DOLAR ESTADOUNIDENSE
SISTEMA DE TRANSMISION DEL NORTE S.A.	DOLAR ESTADOUNIDENSE
SISTEMA DE TRANSMISION DEL CENTRO S.A.	DOLAR ESTADOUNIDENSE
SOCIEDAD AUSTRAL DE TRANSMISION TRONCAL S.A.	DOLAR ESTADOUNIDENSE
SOCIEDAD DE TRANSMISION AUSTRAL S.A.	DOLAR ESTADOUNIDENSE
LINEA DE TRANSMISION CABO LEONES S.A.	DOLAR ESTADOUNIDENSE

Aquellas filiales con moneda funcional distinta a la de la Sociedad se convierten según lo indicado en la Nota 2.5.

2.8. Bases de conversión

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional se consideran transacciones en moneda extranjera. Las operaciones que realiza cada 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 consolidado 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 cada Sociedad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el Estado Consolidado de Resultados Integrales.

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

	31/12/2020	31/12/2019
	\$	\$
Dólar Estadounidense	710,95	748,74
Unidad de Fomento (UF)	29.070,33	28.309,94

2.9. Compensación de saldos y transacciones

Como norma general, en los Estados Financieros Consolidados no se compensan ni los activos ni los pasivos, ni los ingresos ni los gastos, salvo aquellos casos en que la compensación sea requerida o esté permitida por alguna norma y esta presentación sea el reflejo del fondo de la transacción.

2.10. Propiedades, planta y equipo

Los bienes de Propiedades, planta y equipo son registrados al costo de adquisición, menos la depreciación acumulada y deterioros acumulados.

Adicionalmente al precio pagado por la adquisición o construcción de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los costos financieros devengados durante el año de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo: instalaciones de transmisión. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad o la matriz del Grupo.
- El monto activado y la tasa de capitalización, son los siguientes:

Costos por préstamos capitalizados	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados (ver nota 29)	5.157.553	4.515.762
Tasa de capitalización de costos moneda funcional CLP	3,17%	3,59%
Tasa de capitalización de costos moneda funcional USD	3,00%	4,96%

- Costos de personal relacionados directamente con las obras en curso, ascendieron a M\$9.323.082 por el año terminado al 31 de diciembre de 2020 y a M\$9.046.268 por el año terminado al 31 de diciembre de 2019 (ver nota 25).
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad y sus filiales deberán 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 y sus filiales revisan anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

Todos los bienes de Propiedades, planta y equipo adquiridos con anterioridad a la fecha en que la Sociedad y sus filiales efectuaron 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 y sus filiales, que de no concretarse no permitirían el uso del activo.

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

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

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

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

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

La Sociedad y sus filiales, en base al resultado de las pruebas de deterioro, consideran que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

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

ACTIVO FIJO	INTERVALO DE AÑOS DE VIDA UTIL ESTIMADA
Edificio	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:	
Hardware	5
Instalaciones fijas y accesorios:	
Muebles y equipos de oficina	10
Vehículos	7
Otros equipos y herramientas	10

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

2.11. Activos intangibles

2.11.1. Plusvalía comprada

La plusvalía comprada representa la diferencia entre el costo de adquisición y el valor justo de los activos adquiridos identificables, pasivos y pasivos contingentes de la entidad adquirida. La plusvalía es inicialmente medida al costo y, posteriormente, medida al costo menos cualquier pérdida por deterioro, en caso de existir.

La plusvalía comprada es revisada anualmente para determinar si existe o no indicadores de deterioro o más frecuentemente, si eventos o cambios en circunstancias que indiquen que el valor libro puede estar deteriorado, según lo indicado en la Nota 2.12.

La Sociedad y sus filiales, en base al resultado de las pruebas de deterioro, consideran que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos al 31 de diciembre 2020 y 2019.

2.11.2. Servidumbres

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

2.11.3. Programas informáticos

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

2.11.4. Costos de investigación y desarrollo

Los costos de investigación se reconocen como un gasto en el período en que se incurren. Los costos incurridos en proyectos de desarrollo se reconocen como activo intangible cuando se cumplen los criterios de reconocimiento:

- Técnicamente, es posible completar la producción del activo intangible de forma que pueda estar disponible para su utilización o su venta;
- La administración tiene intención de completar el activo intangible en cuestión, para usarlo o venderlo;
- Existe la capacidad para utilizar o vender el activo intangible;
- Es posible demostrar la forma en que el activo intangible vaya a generar probables beneficios económicos en el futuro;
- Existe disponibilidad de los adecuados recursos técnicos, financieros o de otro tipo, para completar el desarrollo y para utilizar o vender el activo intangible; y
- Es posible valorar, de forma fiable, el desembolso atribuible al activo intangible durante su desarrollo.

Otros costos de desarrollo se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos de desarrollo previamente reconocidos como un costo en resultado no se reconocen como un activo en un ejercicio o período posterior.

La Sociedad y sus filiales se encuentran trabajando en la búsqueda de soluciones tecnológicas que le permitan entre otras una interacción remota con sus clientes y equipos de la red a modo de facilitar la gestión energética, calidad del servicio y productos entregados a sus usuarios, además de otros proyectos de ERNC de generación híbrida en Sistemas Aislados.

Respecto a los proyectos descritos anteriormente, la Sociedad y sus filiales no han registrado gastos de investigación, de haberlos se contabilizan con cargo a resultados. Adicionalmente se ha incurrido en costos de desarrollo, los que han sido activados por M\$1.549.467 al 31 de diciembre de 2020 y M\$1.290.136 al 31 de diciembre de 2019.

2.12. Deterioro de los activos no financieros

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

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

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

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

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

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

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

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

Cuando el monto recuperable de la UGE es menor al valor libro de las unidades generadoras de efectivo a las que se le ha asignado la plusvalía, se reconoce una pérdida por deterioro. Las pérdidas por deterioro relacionadas con la plusvalía comprada no pueden ser reversadas en períodos futuros.

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

Para estimar el valor en uso, la Sociedad y sus filiales preparan las proyecciones de flujos de caja futuros a partir de los presupuestos más recientes disponibles y aprobados por la Administración y el Directorio.

Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Administración sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

La Sociedad ha definido su segmento operativo según sus filiales como la Unidad Generadora de Efectivo para efectos de realizar las pruebas de deterioro. Los activos intangibles de vida útil indefinida existentes a la fecha de la prueba de deterioro son asignados completamente a estas UGE.

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.

En general, el período de estimación de las proyecciones es de cinco años y se estiman los flujos para los años siguientes utilizando tasas de crecimiento razonables, las que son determinadas de acuerdo con el comportamiento histórico de la Sociedad.

Las hipótesis clave, así como el enfoque utilizado por la Sociedad y sus filiales para asignar valor a cada hipótesis clave utilizada para proyectar los flujos de caja, considera:

- **Crecimiento de la demanda de energía:** la estimación de crecimiento de las ventas de energía se ha calculado sobre la base del comportamiento de las realidades locales y sectoriales para el corto y mediano plazo histórico y en el largo plazo, según la estimación de crecimiento del IMACEC, variable que en períodos largos muestra una relación estructural con el comportamiento de la demanda.
- **Precios de compra y venta de energía:** Los precios de compra se determinan según los contratos vigentes y su evolución para los próximos años. Los precios de venta de las proyecciones del negocio eléctrico (principalmente distribución y transmisión) se determinan de modo que se obtenga una rentabilidad regulatoria promedio. Así, los ingresos netos (ingresos por venta menos costo de venta y costos fijos) por sobre las inversiones realizadas deben entregar las rentabilidades promedio.
- **Inversiones en propiedad Planta y Equipo:** Los requerimientos de nuevas instalaciones para absorber la demanda, así como las exigencias de la autoridad (por ejemplo inversiones en Norma Técnica) son considerados en esta proyecciones. El Plan de inversiones es actualizado periódicamente con el fin de hacer frente al crecimiento del negocio.
- **Costos fijos:** los costos fijos se proyectan considerando la base vigente, el crecimiento de las ventas, clientes e inversiones. Tanto en lo relativo a la dotación de personas (considerando ajustes salariales y de IPC), como a otros costos de operación y mantenimiento, y el nivel de inflación proyectado.
- **Variables Macroeconómicas:** Las variables macroeconómicas (inflación, tipo de cambio entre otras) que se requieren para proyectar los flujos (tarifas de venta y los costos) se obtienen de informes de terceros.

Al cierre de diciembre de 2020, la Sociedad realizó una revisión de sus flujos proyectados. La tasa utilizada para determinar una perpetuidad es de 3.0% nominal en pesos y 2.0% en dólares (ídem en 2019). Los flujos se descontaron a una tasa de descuento pesos antes de impuestos de 7,5% (7,3% en 2019) y una tasa de descuento dólar antes de impuesto de 6,1% (6,39% en 2019), las que recogen el costo de capital del negocio. Al cierre de diciembre de 2020 los flujos reales han mostrado mejor evolución que lo esperado en junio 2020 en relación con COVID-19. Tomando en cuenta estos supuestos la Administración no detectó evidencia de deterioro en las UGE evaluadas.

2.13. Arrendamientos

2.13.1. Sociedad actúa como arrendatario:

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, la Sociedad y sus filiales analizan 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 consolidado de situación financiera un activo por el derecho de uso y un pasivo por arrendamiento.

La Sociedad y sus filiales reconocen 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.

2.13.2. Sociedad actúa como arrendador:

Cuando la Sociedad y sus filiales actúan como arrendador, clasifican 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 los arrendamientos son clasificados como arrendamientos operativos.

En el caso de arrendamientos financieros, en la fecha de comienzo, la Sociedad reconoce en su estado consolidado 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.

2.14. 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.

2.14.1. Clasificación y medición inicial de los activos financieros

La Sociedad y sus filiales, clasifican 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 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 capital 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 capital 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 y sus filiales, 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 del Grupo, 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.

2.14.2. 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: (i) el modelo de negocio de la Sociedad para administrar los instrumentos financieros, y (ii) si los flujos de efectivo contractuales de los activos financieros no derivados representan “solo pago de principal e interés”.

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

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

- ii. Los activos financieros reconocidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales, se miden posteriormente a valor razonable. Los ingresos por intereses son calculados utilizando el método de la tasa de interés efectiva, las ganancias y pérdidas cambiarias y el deterioro se reconocen en el Estado Consolidado de Resultados. Otras ganancias y pérdidas netas se reconocen en el estado consolidado de resultados integrales.

- 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.

2.14.3. Deterioro de activos financieros no derivados

Para cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, el grupo aplica un enfoque simplificado, mediante el cual la provisión por deterioro se registra siempre en referencia a las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo.

Bajo este enfoque simplificado el grupo ha determinado una matriz de provisión que se basa en las tasas de incumplimiento histórico de sus clientes, donde se revisan al menos los últimos 3 años el comportamiento en los recaudos de clientes a lo largo de la vida del activo y se ajusta por estimaciones prospectivas tomando en cuenta los factores macroeconómicos más relevantes que afectan la cobranza y que han mostrado correlación con los recaudos en el pasado. Las variables macroeconómicas se revisan en forma periódica, el grupo identifica como las principales variables macroeconómicas que afectan los recaudos; el producto interno bruto del país y de las regiones donde tiene presencia, las tasas de desempleo nacional y regionales, y variaciones en el poder adquisitivo de los clientes.

Cuando existe información fehaciente que indica que la contraparte está en dificultades financieras severas y no existe una perspectiva realista de recupero, por ejemplo cuando la contraparte ha sido puesta en liquidación o ha entrado en procedimiento judicial de quiebra, o en el caso de cuentas comerciales por cobrar, cuando los importes han estado morosos, se procederá al castigo de servicios incobrables por concepto de venta de energía y de clientes por otras ventas, de acuerdo a los requisitos establecidos por el Servicio de Impuestos Internos y de acuerdo a las políticas establecidas por la Sociedad, en relación a los servicios y consumos que se encuentran impagos, ajustados por estimación de deterioro y que previamente se hayan agotado todos los medios prudenciales de cobro.

Para las cuentas por cobrar comerciales y activos contractuales, el grupo aplica principalmente una evaluación colectiva, basada en agrupar las cuentas por cobrar en grupos específicos de clientes, teniendo en cuenta el tipo de negocio, el contexto regulatorio y similitudes en el comportamiento de pagos históricos.

Con base en evaluaciones específicas de la Administración, puede aplicarse un ajuste prospectivo considerando información cualitativa y cuantitativa para reflejar posibles eventos futuros y escenarios macroeconómicos, que pueden afectar el riesgo de la cartera o el instrumento financiero.

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 2020. Por consiguiente, la administración no espera reconocer pérdidas crediticias esperadas en los próximos 12 meses para los préstamos a empresas relacionadas.

2.14.4. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

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

2.14.5. 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 y sus filiales mantienen los siguientes pasivos financieros en su Estado Consolidado 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 consolidado de resultados integrales 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 estado consolidado de situación financiera.

2.14.6. Derivados y operaciones de cobertura

La contratación de productos derivados se realiza para gestionar los riesgos de tipo de cambio, tasas de interés, inflación, etc., a los que pudiera estar expuesta la Sociedad y sus filiales.

La evaluación de este tipo de operaciones se efectúa con estricto apego a la normativa internacional vigente que las regula y a los principios definidos por la Administración de la Sociedad y de sus filiales.

El desempeño de las operaciones en instrumentos derivados es monitoreado en forma frecuente y regular durante la vigencia del contrato, para asegurarse que no existan desviaciones significativas en los objetivos definidos, de manera de cumplir satisfactoriamente con los lineamientos establecidos en la política y la estrategia adoptada por la Administración. De igual manera, en virtud de dar cumplimiento a las exigencias establecidas en la norma, la medición de la efectividad o desviaciones que puedan generarse durante la relación de cobertura, se realiza con una periodicidad trimestral. Cada vez que se autorice a operar con instrumentos derivados, deberá cuantificarse la efectividad de aquellos derivados contratados como instrumentos de cobertura. Esta efectividad deberá estar dentro de los límites definidos por la norma para ello (80% - 125%). Aquella parte del valor razonable de los derivados de cobertura que, de acuerdo a la respectiva metodología, resulte inefectiva, deberá ser considerada para efectos de límites de riesgo.

a) Clasificación de los instrumentos de cobertura

Al momento de contratar un instrumento derivado, la Sociedad y sus filiales clasifican el instrumento de cobertura sólo en cualquiera de las siguientes categorías:

a.1) Coberturas de valor razonable

Consisten en la designación de instrumentos de cobertura destinados a cubrir la exposición a cambios en el valor razonable de un activo, pasivo o compromiso en firme no reconocido en el estado consolidado de situación financiera, o una proporción de ellos, en la medida que dichos cambios: i) sean atribuibles a un riesgo en particular; y, ii) puedan afectar las pérdidas y ganancias futuras.

Si una cobertura del valor razonable cumple, durante el período, con los requisitos establecidos para .contabilidad de cobertura, se contabilizará de la siguiente forma:

- (i) la ganancia o pérdida procedente de volver a medir el instrumento de cobertura al valor razonable (en el caso de un derivado que sea instrumento de cobertura) o del componente de moneda extranjera medido de acuerdo con la NIC 21 (en el caso de un instrumento de cobertura que no sea un derivado) se reconocerá en el resultado del año; y
- (ii) la ganancia o pérdida de la partida cubierta atribuible al riesgo cubierto ajustará el importe en libros de la partida cubierta y se reconocerá en el resultado del año. Esto es aplicable incluso si la partida cubierta se mide al costo.

a.2) Coberturas de flujo de caja

Consisten en la designación de instrumentos de coberturas destinados a compensar la exposición a la variabilidad en los flujos de caja de un activo, un pasivo (como un swap simple para fijar los intereses a pagar sobre una deuda a tasa fluctuante), una transacción futura prevista altamente probable de ejecutar o una proporción de los mismos, en la medida que dicha variabilidad: i) sea atribuible a un riesgo en particular; y, ii) pueda afectar las pérdidas y ganancias futuras.

La porción efectiva de los cambios en el valor justo de los instrumentos derivados que se denominan y califican como instrumentos de cobertura de flujos de caja se registra y difiere en otros resultados integrales en el patrimonio, en una reserva de patrimonio neto denominada “cobertura de flujos de caja”. La ganancia o pérdida relacionada a la porción inefectiva se reconoce inmediatamente en el Estado Consolidado de Resultados Integrales y se incluye en la línea ingresos (costos) financieros. Los montos diferidos en el patrimonio se reconocen como ganancias o pérdidas en los mismos períodos en que el ítem cubierto afecte al resultado.

Sin embargo, cuando la transacción prevista que se cubre resulta en el reconocimiento de un activo no financiero o un pasivo no financiero, las ganancias y pérdidas previamente diferidas en el patrimonio se transfieren del patrimonio y se incluyen en la valorización inicial del costo de dicho activo o pasivo.

a.3) Cobertura de inversión neta en un negocio en el extranjero

Este tipo de cobertura se define cuando la partida cubierta es una inversión neta en un negocio y cuya moneda funcional es diferente a la utilizada por la Sociedad y sus filiales.

Las coberturas de una inversión neta en un negocio en el extranjero, incluyendo la cobertura de una partida monetaria que se contabilice como parte de una inversión neta, se contabilizarán de manera similar a las coberturas de flujo de efectivo:

- (i) la parte de la ganancia o pérdida del instrumento de cobertura que se determina que es una cobertura eficaz se reconocerá en otro resultado integral; y
- (ii) la parte ineficaz se reconocerá en el resultado del año.

Al disponerse parcial o totalmente de un negocio en el extranjero, la ganancia o pérdida del instrumento de cobertura relacionado con la parte eficaz de la cobertura que ha sido reconocida en otros resultados integrales, deberá reclasificarse del patrimonio a resultados como un ajuste por reclasificación.

La contabilidad de cobertura se discontinúa cuando se anula la relación de cobertura, cuando el instrumento de cobertura vence o se vende, se finaliza, o ejerce, o ya no califica para la contabilidad de coberturas. Cualquier ganancia o pérdida diferida en el patrimonio en ese momento se mantiene en el patrimonio y se reconoce cuando la transacción prevista finalmente se reconoce en ganancias o pérdidas. Cuando ya no es esperable que una transacción prevista ocurra, la ganancia o pérdida acumulada que fue diferida en el patrimonio se reconoce de manera inmediata en el Estado Consolidado de Resultados Integrales.

Por cada instrumento de cobertura se confecciona un expediente en el que se identifica explícita y claramente el instrumento cubierto, el instrumento de cobertura, la naturaleza del riesgo y el objetivo de gestión de riesgos y la estrategia de cobertura.

Derivados implícitos – La Sociedad y sus filiales han establecido un procedimiento que permite evaluar la existencia de derivados implícitos en contratos financieros y no financieros. En caso de existir un derivado implícito, y si el contrato principal no es un instrumento financiero, el procedimiento determina si las características y riesgos del mismo no están estrechamente relacionados con el contrato principal, en cuyo caso requiere de una contabilización separada. En caso contrario, siendo el contrato principal un activo financiero, no se separa y se evalúa todo el contrato de acuerdo al modelo de negocio y características contractuales de sus flujos de efectivo.

El procedimiento consiste en una caracterización inicial de cada contrato que permite distinguir aquellos en los cuales podría existir un derivado implícito. En tal caso, dicho contrato se somete a un análisis de mayor profundidad determinado si el contrato principal es o no un instrumento financiero. Si producto de esta evaluación se determina que el contrato contiene un derivado implícito que requiera su contabilización separada, éste es valorado y los movimientos en su valor razonable son registrados en el estado consolidado de resultados integrales, mientras que si no es separable, todo el contrato es sometido al modelo de negocio, y los movimientos en su valor razonable son registrados en resultados integrales.

Al 31 de diciembre de 2020, los análisis realizados indican que no existen derivados implícitos en los contratos de la Sociedad y de sus filiales que requieran ser contabilizados separadamente.

2.14.7. Instrumentos de patrimonio

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

2.15. Inventarios

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

2.16. Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.16.1. 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 consolidado de situación financiera y se imputan a resultados en el rubro “Ingresos de actividades ordinarias” del estado consolidado de resultados integrales en la medida que se devenga el servicio.

En el rubro “Otros pasivos No financieros No corrientes”, se ha incluido el pago anticipado por contratos de peajes de largo plazo con terceros, por el uso de activos de transmisión zonal, que las filiales de la Sociedad deben 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 las filiales 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.

2.16.2. 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 y filiales cumplirán 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 consolidado de resultados integrales durante la vida útil del activo depreciable como un menor cargo por depreciación.

2.16.3. 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 y sus filiales miden 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.

2.17. Provisiones

Las obligaciones existentes a la fecha de los Estados Financieros Consolidados, surgidas como consecuencia de sucesos pasados, en cuya liquidación la entidad 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 consolidado de situación financiera como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima que la Sociedad y sus filiales tendrán 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 Consolidados, que rodea a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma.

2.18. Beneficios a los empleados

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

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

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

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

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

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

La Sociedad y sus filiales utilizan 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 3,21% anual, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

El importe total de los pasivos actuariales devengados al cierre del ejercicio se presenta en el rubro Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados.

2.19. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado consolidado 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 y de sus filiales, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se podrían clasificar como pasivos no corrientes.

2.20. Impuesto a las ganancias

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

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

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

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

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

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías compradas o intangibles de carácter perpetuo y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en filiales, en las cuales la Sociedad y filiales puedan controlar la reversión de las mismas y es probable que no reviertan en un futuro previsible.

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

La Sociedad y sus filiales tributan con el “Régimen Parcialmente Integrado”, la tasa de impuesto de primera categoría es de un 27%. En este Régimen, el crédito para los impuestos global complementario o adicional será de 65% del monto del impuesto de primera categoría.

2.21. Reconocimiento de ingresos y gastos

La Sociedad y sus filiales consideran 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 y sus filiales reconocen ingresos de las siguientes fuentes principales:

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

La Sociedad y sus filiales reconocen 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 y sus filiales 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 Consolidados. Los ingresos por venta de energía son reconocidos a lo largo del tiempo.

(ii) Transmisión:

Los ingresos por servicios de transmisión de energía eléctrica se registran en base a la facturación efectiva del período de consumo, más una estimación de los servicios suministrados y no facturados a la fecha de cierre del año, en estos contratos existe una obligación de desempeño. Los ingresos por servicios de Transmisión son reconocidos a lo largo del tiempo.

(iii) Generación y Comercialización:

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

(iv) 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.

(v) Ingresos por construcción de obras a terceros: (se miden según lo indicado en Nota 2.16.3).

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.

(vi) 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.

La Sociedad y sus filiales, determinan la existencia de componentes de financiación significativos en sus contratos, ajustando el valor de la contraprestación, si corresponde, para reflejar los efectos del valor temporal del dinero. Sin embargo, el Grupo aplica la solución práctica provista por la NIIF 15, y no ajustará el valor de la contraprestación comprometida por los efectos de un componente de financiación significativo si la Sociedad espera, al comienzo del contrato, que el período transcurrido entre el pago y la transferencia de bienes o servicios al cliente es de un año o menos.

Dado que la Sociedad reconoce principalmente ingresos por el monto al que tiene derecho a facturar, ha decidido aplicar la solución práctica de divulgación prevista en la NIIF 15, mediante la cual no se requiere revelar el monto agregado del precio de transacción asignado a las obligaciones de desempeño no satisfechas (o parcialmente no satisfechas) al final del año sobre el que se informa.

2.22. 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 consolidados 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 distributable la Sociedad no aplicará ajustes al ítem “Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora” del Estado Consolidado de Resultados Integrales. Dado que 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 resultado del año. Los ajustes de primera adopción a NIIF, no formarán parte de este cálculo en la medida que no se realicen.

2.23. Estado de flujos de efectivo

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

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

- **Actividades de operación:** Son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de la Sociedad y sus filiales, 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.

2.24. Reclasificaciones

Para efectos comparativos, ciertos montos han sido reclasificados en los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019.

2.25. Nuevos pronunciamientos

a) Las siguientes Enmiendas a NIIF han sido adoptadas en estos financieros consolidados:

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
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.
Concesiones de Arrendamientos Relacionadas a COVID-19 (enmiendas a NIIF 16)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de junio de 2020.

Impacto de la aplicación de nuevas normas y enmiendas

Enmienda NIIF 16, Concesiones de Arrendamientos Relacionadas a COVID-19:

La pandemia de COVID-19 ha llevado a algunos arrendadores a proporcionar alivio a los arrendatarios al diferirles o liberarles de los importes que de otra forma tienen que pagar. En algunos casos, esto es a través de la negociación entre las partes, pero puede ser consecuencia de un gobierno que alienta o requiere que se brinde la ayuda. Tal alivio está teniendo lugar en muchas jurisdicciones en las que operan las entidades que aplican las NIIF.

Cuando hay un cambio en los pagos de arrendamiento, las consecuencias contables dependerán de si ese cambio cumple con la definición de una modificación de arrendamiento, que la NIIF 16 define como "un cambio en el alcance de un arrendamiento, o la consideración de un arrendamiento, que no formaba parte de los términos y condiciones originales del arrendamiento (por ejemplo, agregar o terminar el derecho a usar uno o más activos subyacentes, o extender o acortar el plazo del arrendamiento contractual)".

Las enmiendas a NIIF 16:

1. Proporcionan una excepción a los arrendatarios de evaluar si la concesión de arrendamiento relacionada con COVID-19 es una modificación del arrendamiento;
2. Requiere a los arrendatarios que apliquen la excepción a contabilizar la concesión de arrendamiento relacionada con COVID-19 como si no fuera una modificación al arrendamiento.
3. Requiere que los arrendatarios que apliquen la excepción a revelar ese hecho; y
4. Requiere a los arrendatarios que apliquen la excepción retrospectivamente en conformidad con NIC 8, pero no requiere que se re-expresen cifras de períodos anteriores.

Las enmiendas no proporcionan un alivio adicional a los arrendadores dado que la situación actual no es igualmente desafiante para ellos y la contabilización requerida no es tan complicada.

Las enmiendas son aplicables para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de junio de 2020. Se permite la aplicación anticipada. Estas modificaciones deben aplicarse de forma retroactiva, reconociendo el

efecto acumulado de la aplicación inicial como un ajuste en el saldo inicial de las ganancias acumuladas (u otro componente del patrimonio, según proceda) al comienzo del periodo anual en el que se aplique por primera vez la modificación.

Esta enmienda no ha tenido un efecto significativo en los resultados reportados en estos Estados Financieros Consolidados, sin embargo, podrían afectar la contabilización de futuras transacciones o acuerdos.

Impacto de la aplicación de las otras Enmiendas

La aplicación de las enmiendas no ha tenido un efecto significativo en los resultados reportados en estos Estados Financieros Consolidados, sin embargo, podrían afectar la contabilización de futuras transacciones o acuerdos.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva aún no vigentes:

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados, 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 2023.
Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Clasificación de pasivos como Corriente o No Corriente (enmiendas a NIC 1)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2023.
Referencia al Marco Conceptual (enmiendas a NIIF 3)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2022.
Propiedad, Planta y Equipo – Ingresos antes del Uso Previsto (enmiendas a NIC 16)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2022.
Contratos Onerosos – Costos para Cumplir un Contrato (enmiendas a NIC 37)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2022.
Mejoras Anuales a las Normas IFRS, ciclo 2018-2020 (enmiendas a NIIF 1, NIIF 9, NIIF 16 y NIC 41)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2022.
Reforma sobre Tasas de Interés de Referencia – Fase 2 (enmiendas a NIIF 9, NIC 39, NIIF 7, NIIF 4 y NIIF 16)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2021.

Impacto de la aplicación de nuevas normas y enmiendas

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

3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

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

En sistemas con una capacidad instalada igual o superior a 200 MW los actores del sector eléctrico operan coordinadamente, y dicha coordinación está a cargo del Coordinador Eléctrico Nacional, (“CEN”), quien reemplaza a los Centros de Despacho Económico de Carga (“CDEC”), el que tiene las siguientes funciones:

- Preservar la seguridad del servicio;
- Garantizar la operación a mínimo costo del conjunto de las instalaciones que conforman el sistema;
- Garantizar el acceso a las instalaciones de transmisión para abastecer los suministros de los clientes finales (distribuidoras o clientes libres).

En Chile existían 2 grandes sistemas eléctricos independientes y que en conjunto representan más del 99% de la generación eléctrica del país: el Sistema Interconectado del Norte Grande (“SING”), que cubre la zona entre Arica y Antofagasta; el Sistema Interconectado Central (“SIC”), que se extiende desde Tal-Tal a Chiloé. Ambos con capacidades instaladas de generación superiores a los 200 MW. Con fecha 21.11.2017 se produjo la interconexión de ambos sistemas, generando el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Por otro lado, existen varios sistemas medianos (SSMM) operados por empresas integradas verticalmente, (entre ellas la filial Edelaysen),

cuya capacidad instalada de generación es inferior a los 200 MW, pero superior a los 1.500 KW, y que atienden principalmente el consumo de las regiones de Los Lagos, Aysén y Magallanes.

3.1. Generación eléctrica

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

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

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

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

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

En los Sistemas Medianos como Aysén, Palena y Carrera, cuya operación y explotación están en manos de la filial Edelayesen y en el caso de Hornopirén y Cochamó cuya operación y explotación está en manos de la filial SAGESA, 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 como es el caso de Edelayesen) y que 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 por la Comisión Nacional de Energía (CNE) cada cuatro años.

3.2. Transmisión

Los sistemas de transmisión se clasifican en tres grupos: Transmisión Nacional, Transmisión Zonal y Transmisión Dedicada, siendo los dos primeros de acceso abierto y con tarifas reguladas.

En el caso de la transmisión dedicada, se podrá negar el acceso en caso de que exista capacidad técnica disponible, y los cargos por transporte se rigen por contratos privados entre las partes, a excepción de aquellos destinados al suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, en cuyo caso los cargos deberán ser consistentes con los precios regulados.

La información para definir los peajes es pública en todos los casos. El sistema de cobro de las empresas transmisoras constituye un peaje cargado a las empresas de generación y a los usuarios finales. Este peaje

permite a las compañías propietarias de las instalaciones de transmisión recuperar y remunerar sus inversiones en activos de transmisión y recaudar los costos asociados a la operación de dichos activos. El peaje puede ser regulado por la Autoridad Regulatoria, determinado en Licitaciones Públicas, o por contratos privados entre las partes.

3.3. Distribución

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

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

Cada cuatro años, la Autoridad Regulatoria (CNE) fija el Valor agregado de distribución (VAD), así como sus fórmulas de indexación, en base a un proceso de clasificación de cada una de las empresas en áreas típicas y utilizando criterios económicos, tales como densidad de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simulan varias empresas modelo, una en cada área típica, considerando fundamentalmente estándares operacionales y que se asimilan a las empresas reales que correspondan, según sus características. 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 21/12/2019, 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.

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

La distribuidora puede tener los siguientes tipos de servicios principalmente:

a) Ventas a Clientes Regulados

Las tarifas que las empresas distribuidoras aplican a los clientes regulados se componen de un precio de nudo, cargo por Transmisión Nacional, Zonal y Dedicada de uso regulado y el VAD.

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

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

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

b) Ventas a Clientes Libres o cobro de peaje

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

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

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

3.4. Marco regulatorio

3.4.1. Aspectos generales

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

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

A continuación, se describen las normas más importantes emitidas:

3.4.2. Ley Tokman

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

3.4.3. Ley Net Metering

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

3.4.4. Ley de Concesiones

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

3.4.5. Ley de Licitación de ERNC

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

3.4.6. Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos

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

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

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

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

3.4.8. Ley de Transmisión

El 20 de julio de 2016, se publicó en el Diario Oficial la nueva Ley de Transmisión (Ley Número 20.936) que establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.

Los principales cambios propuestos por esta Ley son:

- a) Definición funcional de la transmisión: El “sistema de transmisión o de transporte de electricidad” es el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución.
- b) Remuneración: será a través de cargos únicos que asegurarán la recuperación de la inversión y de los costos de administración, operación y mantenimiento eficientes y reconocidos en los decretos tarifarios. Se elimina la actual volatilidad ante variaciones del consumo eléctrico. El valor reconocido para el bienio 2018-2019 de las instalaciones de transmisión existentes se fijó a través del DS 6T/2018. A contar de enero 2018, asegura los ingresos del decreto y elimina la dependencia de la demanda.
- c) Acceso abierto total a instalaciones de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión que corresponda.
- d) Cambio en las tasas de descuento utilizada para remunerar los costos de las instalaciones desde una tasa fija real anual de 10% antes de impuestos a una tasa que considere el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas en relación al mercado, la tasa libre de riesgo y el premio por riesgo de mercado, con un piso de 7% real después de impuestos.
- e) Estudios de Franjas: el Estado podrá establecer que determinados proyectos de obras nuevas puedan utilizar este mecanismo, el cual consiste en entregar al adjudicado una franja preliminar con la aprobación del Consejo de Ministros para la Sustentabilidad, debiendo el adjudicado desarrollar el trazado específico dentro de la franja preliminar y obtener la RCA correspondiente del proyecto. Posteriormente se imponen las servidumbres por decreto, por razones de utilidad pública. Respecto a la negociación y pago de servidumbres, se mantienen los mismos mecanismos actuales.

3.4.9. Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local

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

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

3.4.10. Ley de Generación Residencial

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

3.4.11. 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.

3.4.12. Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica

La Ley N° 21.194-19 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21/12/19 generó grandes cambios en el marco regulatorio principalmente en el proceso tarifario de distribución.

Los principales cambios son:

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

3.4.13. Ley de estabilización transitoria de precios

La ley N° N°21.185 del Ministerio de Energía publicada en el Diario Oficial el 02 de noviembre de 2019, crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regularización 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.

3.4.14. Resolución Exenta CNE N°176/2020 - Giro Exclusivo

Con fecha 9 de junio de 2020, se publicó en el Diario Oficial la Resolución Exenta CNE N°176, modificada mediante Resolución Exenta CNE N°276 de fecha 28 de julio y rectificada mediante Resolución Exenta CNE N°287 de 31 de julio de 2020, en adelante la “Resolución”. En ella, se determina el sentido y alcance de la obligación de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de tener giro exclusivo de distribución energía eléctrica, que fuera impuesto en la Ley N°21.194, que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica, en adelante la “Ley”.

De acuerdo con la Ley y la Resolución, las concesionarias de servicio público de distribución que operan en el Sistema Eléctrico Nacional deberán constituirse como sociedades de giro exclusivo de distribución y sólo podrán ejercer actividades económicas destinadas a prestar el servicio público de distribución, en conformidad con las exigencias establecidas en dichos cuerpos normativos. Estas exigencias se aplicarán a contar del 1 de enero de 2021. Sin perjuicio de lo anterior, aquellas operaciones que por su naturaleza no puedan realizarse con anterioridad a esa fecha, deberán ser informadas justificadamente a la CNE, incluyendo un calendario de planificación, indicando los plazos de cumplimiento de las exigencias respectivas, que en ningún caso podrán exceder del 1 de enero de 2022. La Sociedad se encuentra evaluando los impactos de esta Ley.

3.4.15. Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19

Con fecha 5 de agosto de 2020 se promulgó la Ley N°21.249 que dispone, de manera excepcional, las medidas que indica en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red. En ella, se establece que durante los 90 días siguientes a su publicación, las empresas proveedoras de dichos servicios no podrán cortar el suministro por mora a los usuarios que la propia norma indica, que se consideraron para estos efectos como vulnerables.

Además, se establece que las deudas que contraigan dichos usuarios con las empresas entre el 18 de marzo de 2020 hasta los 90 días posteriores a la publicación de la Ley, se prorratearán en un número de cuotas mensuales iguales y sucesivas que determine el cliente, hasta un máximo de 12, y el comienzo de su cobro se postergará hasta la primera facturación que ocurra una vez que hayan transcurrido los 90 días, sin multas, intereses ni gastos asociados.

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

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

4.1. Riesgo financiero

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.

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.

4.1.1. Tipo de cambio

La Sociedad y sus principales filiales que operan 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.

La Sociedad y sus filiales realizan también 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 estadounidenses. En caso de que estas operaciones, así como operaciones de financiamiento u otros flujos de caja importantes puedan afectar los resultados de la Sociedad y sus filiales, se evalúa la contratación de instrumentos derivados con el fin de realizar la cobertura en alguno de estos casos.

Las filiales SAGESA S.A., SGA, STN, SATT, Cabo Leones y STC, tienen como moneda funcional el dólar, debido a que sus flujos están vinculados a la evolución de esa moneda. Los flujos que representan estas sociedades como parte de los flujos consolidados del Grupo son de un 15,2%. Las variaciones de patrimonio que puedan tener estas sociedades por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

Así mismo, la Sociedad y la filial Saesa mantienen préstamos en cuenta corriente por cobrar en dólares estadounidenses con sus filiales STC, STN y SATT por un monto de US\$156.626.369 (equivalente a M\$111.353.517) (US\$155.646.901 (equivalente a M\$116.539.061) a diciembre de 2019), para la construcción de sus activos.

4.1.1.1. Análisis de Sensibilidad

A continuación se muestra un cuadro comparativo para los años 2020 y 2019 con el análisis de sensibilidad con el impacto en resultados por las cuentas monetarias de balances en moneda distinta de su moneda funcional (dólar estadounidense), de Sagesa S.A., SGA, STN, STC, SATT y Cabo Leones S.A., ante una variación positiva o negativa de \$10 en el tipo de cambio:

Sociedad	Situación de balance	Sensibilidad Variación en T/C (±)	31/12/2020 Abono / (Cargo)		31/12/2019 Abono / (Cargo)	
			Apreciación del \$ MM\$	Devaluación del \$ MM\$	Apreciación del \$ MM\$	Devaluación del \$ MM\$
SAGESA	Exceso de pasivos sobre activos	\$10	-	-	(504.927)	504.927
SAGESA	Exceso de activos sobre pasivos	\$10	63.994	(63.994)	-	-
SGA	Exceso de activos sobre pasivos	\$10	29.859	(29.859)	50.838	(50.838)
STN	Exceso de activos sobre pasivos	\$10	86.033	(86.033)	34.768	(34.768)
STC	Exceso de activos sobre pasivos	\$10	63.212	(63.212)	63.384	(63.384)
SATT	Exceso de pasivos sobre activos	\$10	-	-	(101.346)	101.346
SATT	Exceso de activos sobre pasivos	\$10	7.228	(7.228)	-	-
CABO LEONES	Exceso de pasivos sobre activos	\$10	(40.455)	40.455	(187.181)	187.181
Totales			209.871	(209.871)	(644.464)	644.464

También para los años 2020 y 2019 se muestra una sensibilización del impacto en resultados en la Sociedad, del préstamo en cuenta corriente en dólares que mantienen las filiales STC, STN y SATT con la Sociedad y su filial Saesa, ante una variación positiva o negativa de \$10 en el tipo de cambio:

Sociedad	Deudor - Cuenta Corriente	Sensibilidad Variación en T/C (±)	31/12/2020 Abono / (Cargo)		31/12/2019 Abono / (Cargo)	
			Apreciación del \$ MM\$	Devaluación del \$ MM\$	Apreciación del \$ MM\$	Devaluación del \$ MM\$
SAESA	STN	\$10	(38.649)	38.649	(104.670)	104.670
SAESA	STC	\$10	-	-	(10.014)	10.014
SAESA	SATT	\$10	(36.453)	36.453	(87.716)	87.716
ELECTRICAS	STN	\$10	(279.289)	279.289	(193.894)	193.894
ELECTRICAS	STC	\$10	(480.791)	480.791	(483.716)	483.716
ELECTRICAS	SATT	\$10	(731.082)	731.082	(676.458)	676.458
Totales			(1.566.264)	1.566.264	(1.556.468)	1.556.468

4.1.2. Variación UF

De los ingresos de la Sociedad y sus filiales, más de un 65% corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía (IPC). Las tarifas de ventas también incluyen otros factores de actualización, tales como el tipo de cambio y el IPC de los Estados Unidos (CPI).

La Sociedad y sus principales filiales mantienen deudas en UF y no administra el riesgo de esa variación en su Estado de Situación Financiera. Actualmente, el 90% de la deuda financiera está estructurada en UF.

4.1.2.1. Análisis de Sensibilidad

La Sociedad y sus filiales realizaron un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corriente y no corrientes) suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir, para los préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes) la variación positiva de medio punto porcentual de la UF por el período de cierre de estos Estados Financieros Consolidados (12 meses), con respecto de la variación real de la UF.

El impacto en resultados para el análisis indicado es el siguiente para los años 2020 y 2019:

Tipo de Deuda	Total Deuda Financiera reajutable		Variación % aumento UF	Efecto en Resultados	
	31/12/2020 M\$	31/12/2019 M\$		31/12/2020 M\$	31/12/2019 M\$
Deuda en UF (Bonos)	667.018.381	660.221.016	0,5%	3.332.398	3.298.693

4.1.3. Tasa de interés

La composición de las tasas de la deuda financiera según tasa de interés fija y variable, es la siguiente:

TASA	31/12/2020	31/12/2019
Tasa Interés Variable	0%	0%
Tasa Interés Fija	100%	100%

4.1.3.1 Análisis de Sensibilidad

La Sociedad y sus filiales realizaron un análisis de sensibilidad de las tasas variables con respecto a la TAB, suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir la variación positiva de un punto porcentual de la TAB a la fecha de cierre de estos Estados Financieros Consolidados (12 meses), con respecto a la tasa de la última fijación de los préstamos que poseen la Sociedad y sus filiales.

Para los años 2020 y 2019 la Sociedad y sus filiales no presentan tasa variable.

4.1.4. Riesgo de liquidez

Los recursos financieros se obtienen de fuentes propias, endeudamiento tradicional, instrumentos de oferta pública y privada y aportes de capital, siempre manteniendo estructuras estables y velando por optimizar el uso de los productos más convenientes en el mercado. Actualmente el 94% de deuda de la Sociedad y de sus filiales está estructurada con vencimientos en el largo plazo, con servicio de deudas anuales y/o semestrales que sean inferiores a los flujos proyectados en escenarios conservadores, de forma de no tener riesgos de refinanciamiento en el corto ni en el largo plazo.

A continuación se muestra el perfil de vencimientos de capital e interés a diciembre de 2020 y 2019:

Capital e Intereses	Corriente		No Corriente						Totales 31/12/2020
	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	Más de 5 años hasta 10 años	Más de 10 años	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Bonos	1.903.031	24.169.116	23.172.934	29.624.161	29.284.384	31.566.422	233.215.296	582.079.305	955.014.649
Préstamos Bancarios	45.258.204	223.750	458.750	455.000	30.456.250	-	-	-	76.851.954
Arrendamientos Financieros	327.660	532.819	600.012	542.384	479.384	239.198	1.124.597	-	3.846.054
Totales	47.488.895	24.925.685	24.231.696	30.621.545	60.220.018	31.805.620	234.339.893	582.079.305	1.035.712.657
Porcentualidad	5%	2%	2%	3%	6%	3%	23%	56%	100%

Capital e Intereses	Corriente		No Corriente						Totales 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	Más de 5 años hasta 10 años	Más de 10 años	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Bonos	1.853.254	29.011.571	25.292.936	22.469.557	28.752.040	30.974.358	186.080.987	631.016.930	955.451.633
Préstamos Bancarios	100.582.798	10.064.650	-	-	-	-	-	-	110.647.448
Arrendamientos Financieros	262.215	391.742	295.537	190.046	175.322	105.612	1.233.762	-	2.654.236
Totales	102.698.267	39.467.963	25.588.473	22.659.603	28.927.362	31.079.970	187.314.749	631.016.930	1.068.753.317
Porcentualidad	10%	4%	2%	2%	3%	3%	18%	59%	100%

La Sociedad y sus filiales monitorean sus actuales covenants de modo de mantener un rating de la Sociedad que permita acceso a precios competitivos (a la fecha la Sociedad mantiene una clasificación de riesgo de AA-local).

La Sociedad realiza una administración de caja conjunta con la matriz Inversiones Grupo Saesa Limitada y con todas sus filiales, con la que 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. Adicionalmente, las filiales Saesa con sus filiales; Frontel; Sagesa; y la filial STA con sus respectivas filiales cuentan con líneas de corto plazo aprobadas con bancos e instituciones financieras por montos muy superiores a su actual endeudamiento de corto plazo.

A través de estos contratos, sus proyecciones de ingreso y su calidad crediticia, la Sociedad y sus filiales pueden acceder a endeudamientos en el largo plazo y asegurar razonablemente el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo.

Respecto del impacto de COVID-19, la Sociedad y sus filiales han procurado mitigar los impactos en su liquidez monitoreando de cerca el mercado de financiamiento en busca de mejores alternativas y ser oportuna en la obtención de nuevos créditos. Así, en junio 2020 Inversiones Grupo Saesa Limitada, matriz del grupo, tomó un crédito por M\$80.000.000 con Banco Estado, mientras que la Sociedad al cierre de diciembre de 2020 mantiene un crédito por M\$30.000.000 con Banco Scotiabank, ambos para asegurar la liquidez, el financiamiento del plan de inversiones y proyectos en ejecución de sus filiales.

Por otro lado, la venta de sus Negocios Conjuntos Eletrans, Eletrans II y Eletrans III en USD 187,5 millones, mejoró la posición de liquidez de la Sociedad y sus filiales, lo que se puede apreciar en el aumento del Efectivo y equivalentes al efectivo por M\$13.595.006 respecto de diciembre 2019.

4.1.5. Riesgo de crédito

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

El riesgo de crédito relacionado con el suministro de energía eléctrica, tal como se menciona en la Nota 8 a) y b) es gestionado a través de las herramientas de cobro (corte de suministro y radicación de deuda en la propiedad) que la Ley entrega a las empresas que dan este servicio.

Debido a la pandemia del COVID-19, y las distintas medidas tomadas por el Gobierno y las empresas, se ha suspendido temporalmente la capacidad de las empresas de cortar el suministro por deuda para clientes con vulnerabilidad, pero no la condonación de esta. Lo anterior, se ha traducido en un aumento de los niveles de morosidad y crédito otorgados a los clientes, los que deberán ser regularizados una vez normalizada la contingencia a través del cobro normal de esta o de la repactación en cuotas y se podrán aplicar las herramientas de cobro habituales (corte de suministro).

También la Sociedad y sus filiales realizan 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 8 de Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

En el siguiente cuadro comparativo a diciembre de 2020 y 2019, se muestra la relación entre los ingresos totales y el monto de ventas y otras cuentas por cobrar vencidas o deterioradas:

Conceptos	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Ingresos operacionales (últimos 12 meses)	601.056.128	571.374.874
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas (últimos 12 meses) (*)	8.084.118	3.376.731
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales	1,34%	0,59%

(*) Los Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas ascendieron a M\$ 8.084.118 al 31 de diciembre de 2020 (últimos 12 meses), aumentando un 139% respecto al monto registrado en el año 2019 (M\$ 3.376.731). Este aumento se origina principalmente por los efectos de mayor morosidad generados por COVID-19, tal como se aprecia en la nota N° 7 f).

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.

4.1.6. Riesgo Filial STC

El riesgo al que la filial se ve expuesta está relacionado con el riesgo por atraso de la puesta en marcha de la principal Central a la que da servicios. En ese sentido, con fecha 27 de agosto de 2020 Eléctrica Puntilla comunicó que aplazaba la puesta en marcha de la Central Ñuble no antes del 2° semestre del año 2024.

Con fecha 4 de octubre de 2019, Hidroeléctrica Ñuble SpA ("Hidroñuble"), suscribió con la filial STC una modificación al contrato de peajes vigente entre ambas empresas por la utilización de las instalaciones de la Línea de Alta Tensión San Fabián-Ancoa, propiedad de STC. La modificación tuvo por objeto ajustar el contrato vigente entre las partes a la situación existente del desarrollo de los proyectos de ambas empresas, incluida la modificación del alcance de ciertas obligaciones, una prórroga del plazo y las condiciones para una eventual terminación anticipada. Esta modificación entró en vigor el 4 de octubre de 2019 e incluyó el pago de peajes desde septiembre 2018.

Con el objeto de garantizar el cumplimiento de las obligaciones de pago que pesan sobre Hidroñuble conforme la modificación a la que se hizo alusión en el párrafo anterior, Eléctrica Puntilla S.A. suscribió con la filial STC un contrato de fianza y codeuda solidaria, limitada a un monto equivalente a US\$13.325.000, suma que representa parte de los pagos que Hidroñuble debe realizar a STC conforme los términos de la modificación acordada al Contrato de Peajes.

La Sociedad continúa monitoreando la evolución del proyecto de modo de cuantificar razonablemente cualquier antecedente que pueda impactar en su deterioro.

4.1.7. Riesgo COVID-19

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. 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, por lo anterior, el 18 de marzo de 2020 fue decretado el Estado de Excepción Constitucional de Catástrofe.

En este contexto, la Sociedad y sus filiales han implementado diversos planes de acción para enfrentar esta pandemia, los cuales abarcan aspectos de protección de la salud de los colaboradores, aseguramiento de la continuidad operacional y cumplimiento de lo establecido con clientes, seguimiento de morosidad por tipo de deudores y cartera y análisis de futuros requerimientos de capital y liquidez.

Para la Sociedad y sus filiales, la prioridad ha sido mantener la continuidad operacional y del suministro según los estándares requeridos por la normativa vigente cuidando de sus trabajadores y contratistas y clientes, ante los posibles efectos del brote de COVID-19, considerando las medidas gubernamentales que se están tomando para reducir su propagación.

- **Plan de continuidad operacional:** se ha establecido que todos los colaboradores de la Sociedad que puedan realizar trabajo de manera remota desde sus hogares de acuerdo a la naturaleza de sus responsabilidades lo puedan hacer. Al 31 de diciembre de 2020, prácticamente el 100% de los colaboradores de la Sociedad se encuentran realizando trabajo remoto.
- **Protección de salud de los colaboradores:** Implementación de protocolos sanitarios para aquellos trabajadores que deban realizar su trabajo en terreno, tanto en actividades de operación y mantenimiento, construcción y atención de público, además de contar con kits de seguridad basados en las recomendaciones de las autoridades sanitarias competentes. Esto ha permitido mantener los estándares de operación del sistema eléctrico (según lo requerido por Ley, ya que como empresa de servicio público no se puede dejar de prestar el servicio), así como evitar retrasos mayores en la construcción de obras que atenderán el crecimiento futuro del consumo.
- **Seguimiento de la morosidad por tipo de deudores y cartera:** La Sociedad ha establecido un comité corporativo para dar un seguimiento continuo en estos aspectos. Se ha suspendido el corte suministro a clientes residenciales y se otorgarán facilidades de pago en cuotas para aquellos clientes más vulnerables. El 5 de agosto de 2020, la iniciativa acordada al inicio de la Pandemia entre las empresas eléctricas y el Gobierno de no cortar el suministro y permitir el refinanciamiento en cuotas para aquellos clientes con el 40% de vulnerabilidad, fue extendida al 60% más vulnerable con la emisión de la Ley 21.249, en donde se establece que durante los 90 días siguientes a su publicación, las empresas proveedoras de dichos servicios no podrán cortar el suministro por mora a los usuarios que la propia norma indica, que se consideraron para estos efectos como vulnerables.

Por otra parte, la Sociedad ha reforzado sus canales web (cuyo uso ha aumentado en forma considerable), y está mejorando el proceso de obtención de convenios de pago de los clientes, de modo de aquellas personas, que presentan inconvenientes, puedan realizarlo con facilidad a través de la página web de la empresa o atención presencial en sucursales disponibles.

- **Análisis de futuros requerimientos de capital y liquidez:** La Sociedad ha estado monitoreando de cerca el mercado de financiamiento en busca de mejores alternativas y ser oportuna en la obtención de nuevos créditos. Así, en junio de 2020 Inversiones Grupo Saesa Limitada, matriz del grupo, tomó un crédito por M\$80.000.000 con Banco Estado, mientras que la Sociedad al cierre de diciembre de 2020 mantiene un crédito por M\$30.000.000 con Banco Scotiabank, ambos para asegurar la liquidez, el financiamiento del plan de inversiones y proyectos en ejecución de sus filiales.

La Sociedad y sus filiales se encuentran evaluando activamente y respondiendo, a los posibles efectos del brote de COVID-19 en nuestros colaboradores, clientes, proveedores, y distintos stakeholders, en conjunto con una evaluación continua de las acciones gubernamentales que se están tomando para reducir su propagación.

Al 31 de diciembre de 2020, el principal efecto en el Estado Consolidado de Resultados Integrales de la Sociedad tiene relación con el aumento de la morosidad y por tanto en la pérdida por deterioro de las cuentas comerciales que presentó un aumento de MM\$ 4.707, que equivale a un 139% por sobre el año anterior.

El grado de incertidumbre generado por COVID-19, como evento muy excepcional, podría afectar las estimaciones realizadas por la Administración con mayores desviaciones a las históricamente presentadas, considerando que en la realidad el escenario ha tenido constantes cambios.

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 Consolidados. Cambios en los juicios y estimaciones podrían tener un impacto significativo en los Estados Financieros Consolidados. A continuación, se detallan los juicios y estimaciones críticos usados por la Administración en la preparación de los presentes Estados Financieros Consolidados:

- **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 y sus filiales revisan 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.
- **Deterioro de deudores y existencias obsoletas:** La Sociedad y sus filiales han estimado el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar y de la obsolescencia de inventario, para lo que han establecido porcentajes de provisión según las pérdidas crediticias esperadas y la tasa de rotación de sus inventarios, respectivamente.
- **Indemnización por años de servicio:** Las obligaciones reconocidas por concepto de indemnizaciones por años de servicio nacen de convenios colectivos suscritos con los trabajadores de la Sociedad y sus filiales en los que se establece el compromiso por parte de ella. La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de cambios en los supuestos actuariales, es reconocido dentro de otros resultados integrales del año.

Los supuestos son establecidos en conjunto con un actuario externo a la Sociedad y a sus filiales, 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:** Las Sociedad y sus filiales consideran como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el año, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al cierre del año. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación. También se considera como parte de los ingresos y costos de la explotación, la estimación de determinados montos del Sistema Eléctrico (entre otros, compra y venta de energía y cobro de peajes) que permiten reflejar liquidaciones entre las distintas empresas del Sistema por servicios ya prestados. Estos valores se cancelarán una vez emitidas las liquidaciones definitivas por los Entes Regulatorios responsables, las que a la fecha de los Estados Financieros Consolidados aún estaban pendientes por emitir.
- **Litigios y contingencias:** La Sociedad y sus filiales evalúan 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 opinado que una pérdida no es probable que ocurra o, cuando sea probable que ocurra pero no se pueda estimar de manera confiable, no se constituyen provisiones al respecto, y cuando han opinado que es probable que una pérdida ocurra, se constituyen las provisiones respectivas.
- **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.

El grado de incertidumbre generado por COVID-19, como evento muy excepcional, podría afectar las estimaciones realizadas por la Administración con mayores desviaciones a las históricamente presentadas, considerando que en la realidad el escenario ha tenido constantes cambios.

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 Consolidados, 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 Consolidados 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 2020 y 2019, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Efectivo en caja	4.416.509	6.771.370
Saldo en Bancos	8.050.584	4.182.294
Otros instrumentos de renta fija	32.485.994	20.404.417
Totales	44.953.087	31.358.081

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

Nombre empresa	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Clasificación de Riesgo	Monto inversión	
				31/12/2020	31/12/2019
				M\$	M\$
Frontel	Scotia Administradora General de Fondos Mutuos S.A.	Fondos Mutuos	AA+fm/M1(cl)	585.012	-
Saesa	Banchile Corredores de Bolsa S.A.	Fondos Mutuos	AAfm/M1(cl)	7.831.818	-
Saesa	Banchile S.A. AGF Capital Emp P Serie P	Fondos Mutuos	AAfm/M1(cl)	-	5.117.631
Saesa	Scotia Administradora General de Fondos Mutuos S.A.	Fondos Mutuos	AA+fm/M1(cl)	3.510.048	-
Saesa	Larrain Vial S.A. Xtra Cash Serie I	Fondos Mutuos	AAfm/M1(cl)	-	5.117.570
Saesa	Itaú Select M5	Fondos Mutuos	AAfm/M1(cl)	-	5.119.331
Saesa	Itaú Administradora General de Fondos S.A	Fondos Mutuos	AA+fm/M1(cl)	7.627.595	-
Saesa	Scotia Administradora General de FM S.A. Clipper Serie B	Fondos Mutuos	AA+fm/M1(cl)	-	4.213.723
Saesa	Santander Asset Management S.A. AGF	Fondos Mutuos	AA+fm/M1(cl)	7.831.767	-
Saesa	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	AAfm/M1(cl)	1.426.136	-
Saesa	Scotia Administradora General de Fondos Mutuos S.A.	Fondos Mutuos	AA+fm/M1(cl)	2.846.191	-
STS	Scotia Administradora General de FM S.A. Clipper Serie B	Fondos Mutuos	AAfm/M1(cl)	-	836.162
Luz Osorno	Itaú Administradora General de Fondos S.A.	Fondos Mutuos	AA+fm/M1(cl)	175.190	-
Edelaysen	Itaú Administradora General de Fondos S.A.	Fondos Mutuos	AA+fm/M1(cl)	255.229	-
SGA	Scotia Administradora General de Fondos Mutuos S.A.	Fondos Mutuos	AA+fm/M1(cl)	397.008	-
Totales				32.485.994	20.404.417

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 y sus filiales 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. Todos los tipos de instrumentos devengan el interés de mercado para ese tipo de operaciones y no están sujetos a restricciones.

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

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31/12/2020	31/12/2019
		M\$	M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	CLP	40.372.521	31.337.324
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	4.580.566	20.757
Totales		44.953.087	31.358.081

- d) Las siguientes tablas detallan los cambios en los pasivos que se originan de actividades de financiamiento de la Sociedad y de sus filiales, incluyendo aquellos cambios que representan flujos de efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

	31/12/2019 M\$	Flujos de efectivo					Cambios distintos de efectivo					31/12/2020 M\$	
		Reembolso de préstamos	Intereses pagados	Préstamos	Préstamos entidades relacionadas	Pagos por Arrendamientos Financieros	Devengo intereses	Ajuste UF	Ajuste TC	Nuevos Arrendamientos Financieros	Traspasos		Amortización
Préstamos a largo plazo	-	-	-	30.000.000	-	-	-	-	-	-	-	-	30.000.000
Préstamos a corto plazo	110.138.503	(535.000.000)	(2.478.377)	470.000.000	-	-	2.562.256	-	-	-	(34.474)	-	45.187.908
Arrendamiento Financiero Corriente	653.957	-	(98.902)	-	-	-	143.927	1.429	-	-	160.068	-	860.479
Arrendamiento Financiero corriente, no Corriente	2.000.279	-	-	-	-	(841.331)	-	16.682	-	1.997.145	(187.200)	-	2.985.575
Bonos	662.110.385	(10.809.814)	(20.625.713)	-	-	-	20.597.009	17.789.263	-	-	-	128.155	669.189.285
Préstamos en cuenta corriente	103.991	-	(1.016.614)	-	-	-	1.021.861	22	-	-	-	-	109.260
Préstamos en cuenta corriente, no corriente	29.945.313	(13.635.986)	-	-	85.197.000	-	-	-	-	-	-	-	101.506.327
Totales	804.952.428	(559.445.800)	(24.219.606)	500.000.000	85.197.000	(841.331)	24.325.053	17.807.396	-	1.997.145	(61.606)	128.155	849.838.834

	31/12/2018 M\$	Flujos de efectivo					Cambios distintos de efectivo					31/12/2019 M\$	
		Reembolso de préstamos	Intereses pagados	Préstamos	Préstamos entidades relacionadas	Pagos por Arrendamientos Financieros	Devengo intereses	Ajuste UF	Ajuste TC	Nuevos Arrendamientos Financieros	Traspasos		Amortización
Préstamos a corto plazo	83.046.350	(258.000.000)	(1.115.669)	285.000.000	-	-	1.207.822	-	-	-	-	-	110.138.503
Arrendamiento Financiero	-	-	(101.344)	-	-	(647.988)	111.429	(525.608)	3.029	3.814.718	-	-	2.654.236
Línea de crédito	-	(54.437)	-	54.437	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bonos	513.514.742	(146.657.341)	(23.466.993)	258.331.352	-	-	41.837.460	17.196.592	-	-	(2.350.147)	3.704.720	662.110.385
Préstamos en cuenta corriente	57.901	-	(976.515)	-	-	-	1.021.997	608	-	-	-	-	103.991
Préstamos en cuenta corriente, no corriente	16.842.714	(44.647.121)	-	-	57.023.016	-	-	726.704	-	-	-	-	29.945.313
Totales	613.461.707	(449.358.899)	(25.660.521)	543.385.789	57.023.016	(647.988)	44.178.708	17.398.296	3.029	3.814.718	(2.350.147)	3.704.720	804.952.428

7. Otros Activos Financieros

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Otros activos financieros	Moneda	Corriente		No Corriente	
		31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
		M\$	M\$	M\$	M\$
Instrumentos derivados (1)	USD	147.556	350.683	-	-
Remanente crédito fiscal (*)	CLP	-	-	5.072.099	4.278.351
Totales		147.556	350.683	5.072.099	4.278.351

(1) Ver nota 17.1 Instrumentos derivados

(*) Corresponde a remanente de crédito fiscal (impuesto específico), que se recuperará en períodos futuros a base de la generación de flujos de las sociedades que los generaron. La valorización inicial de estos activos se hace con los flujos proyectados de las sociedades y descontado a la tasa de descuento utilizada para la evaluación de las unidades generadoras de caja. Las valorizaciones posteriores se hacen con el método de la tasa efectiva de descuento y anualmente se verifica si existe deterioro del activo en base a flujos proyectados actualizados.

8. Deudores Comerciales y Otras Cuentas Por Cobrar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	31/12/2020		31/12/2019	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto	171.278.647	-	133.587.169	4.297.816
Otras cuentas por cobrar, bruto	43.441.205	9.467.504	45.125.425	14.073.082
Totales	214.719.852	9.467.504	178.712.594	18.370.898

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	31/12/2020		31/12/2019	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, neto	160.747.979	-	128.552.025	4.297.816
Otras cuentas por cobrar, neto	36.994.690	9.467.504	37.774.245	14.073.082
Totales	197.742.669	9.467.504	166.326.270	18.370.898

Provisión de deterioro deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	31/12/2020		31/12/2019	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales	10.530.668	-	5.035.144	-
Otras cuentas por cobrar	6.446.515	-	7.351.180	-
Totales	16.977.183	-	12.386.324	-

El detalle de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar facturados y no facturados o provisionados al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Deudores comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	31/12/2020		31/12/2019	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Facturados	109.792.526	7.807.211	91.605.658	14.121.509
Energía y peajes	74.530.215	-	54.697.750	4.229.479
Anticipos para importaciones y proveedores	5.201.317	2.280.340	6.387.682	1.505.883
Cuenta por cobrar proyectos en curso	3.875.923	-	1.903.025	-
Convenios de pagos y créditos por energía	5.049.503	1.519.838	3.974.756	2.656.094
Deudores materiales y servicios	3.894.933	248.540	4.649.566	202.440
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	9.108.343	2.318.347	11.937.522	3.682.329
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	870.277	1.425.640	1.122.004	1.830.778
Otros	7.262.015	14.506	6.933.353	14.506
No Facturados o provisionados	98.558.951	-	81.113.541	68.337
Energía y Peajes uso de líneas eléctricas	30.525.349	-	21.731.779	68.337
Diferencias a reliquidar por nuevos decretos	41.346.920	-	30.521.236	-
Equidad Tarifaria Residencial	2.552.236	-	4.185.469	-
Energía en medidores (*)	22.323.927	-	22.450.935	-
Provisión ingresos por obras	1.346.558	-	1.640.507	-
Otros	463.961	-	583.615	-
Otros (Cuenta corriente empleados)	6.368.375	1.660.293	5.993.395	4.181.052
Totales, Bruto	214.719.852	9.467.504	178.712.594	18.370.898
Provisión deterioro	(16.977.183)	-	(12.386.324)	-
Totales, Neto	197.742.669	9.467.504	166.326.270	18.370.898

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

Principales conceptos de otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	31/12/2020		31/12/2019	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Convenios de pagos y créditos	5.049.503	1.519.838	3.974.756	2.656.094
Anticipos para importaciones y proveedores	5.201.317	2.280.340	6.387.682	1.505.883
Cuenta por cobrar proyectos en curso	5.222.481	-	3.543.532	-
Deudores materiales y servicios	3.894.933	248.540	4.649.566	202.440
Cuenta corriente al personal	6.368.375	1.660.293	5.993.395	4.181.052
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	9.108.343	2.318.347	11.937.522	3.682.329
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	870.277	1.425.640	1.122.004	1.830.778
Otros deudores	7.725.976	14.506	7.516.968	14.506
Totales	43.441.205	9.467.504	45.125.425	14.073.082
Provisión deterioro	(6.446.515)	-	(7.351.180)	-
Totales, Neto	36.994.690	9.467.504	37.774.245	14.073.082

Los montos referidos a Diferencias a reliquidar por nuevos decretos son:

- a) Conceptos generados por diferencias entre los precios de compra de energía pagados a los generadores y los precios de compra de energía recaudados de los clientes regulados (la compra de energía es un “pass through” para la distribuidora, porque el precio al que esta se adquiere del generador es traspasado al cliente final). A la fecha han generado saldos por cobrar al sistema eléctrico por M\$ 30.202.257 a diciembre de 2020 y M\$ 23.956.434 a diciembre 2019.

Estos montos deben ser recuperados por la distribuidora, independiente del mecanismo de estabilización, ya que la misma la Ley N°21.185 en su artículo 2° señala como principio que las empresas distribuidoras traspasen íntegramente a sus suministradores los precios señalados en cada uno de los contratos de acuerdo con la temporalidad que establece la Ley, sin que aquello les signifique un costo o un ingreso adicional a los ingresos tarifados por valor agregado de distribución (VAD). Señala además que los ajustes que se vayan produciendo sean abonados o cargados a los generadores de manera que no signifique una discriminación arbitraria.

- b) Decretos de transmisión por emitir que corresponden al reconocimiento en tarifas de inversiones que ya han entrado en operación por un valor de M\$ 5.841.799 en 2020 y M\$ 3.817.406 en 2019.
- c) Otros conceptos por M\$ 2.678.495 en diciembre de 2020 y por M\$ 2.747.396 en 2019, se refiere principalmente a ítems a adicionar o deducir a la tarifa de distribución por actividades de corte y reposición, ETR por incorporar en nuevos decretos y RGL. Este último corresponde a un descuento en la componente de energía de las tarifas reguladas (no sólo las residenciales), de las comunas intensivas en generación eléctrica, el que será asumido por aquellos usuarios de comunas que no son consideradas como intensivas en generación.

Los conceptos mencionados anteriormente deben ser liquidados por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) en forma periódica (una o dos veces al año). En caso de producirse demoras en la emisión de los decretos o que estos no contengan todos los conceptos involucrados, la Sociedad realiza las gestiones ante la autoridad para incorporar estos montos en las próximas liquidaciones con sus respectivos intereses y reajustes.

Estabilización VAD: Este concepto es producto de la Ley N°21.194, la que indica que 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. El valor relacionado con este monto alcanza a M\$ 7.981.359 en diciembre de 2020 (sin monto en diciembre 2019).

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2020 es de M\$207.210.173 y al 31 de diciembre de 2019 es de M\$184.697.168.

- b) La Sociedad y sus filiales 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 2020 la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a 921.560 clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo Cliente	Cantidad	Participación ventas ejercicio %
Residencial	831.699	45%
Comercial	54.376	26%
Industrial	5.459	11%
Otros	30.026	18%
Total	921.560	100%

Respecto de las ventas que realiza la Sociedad y sus filiales se distinguen dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otros relacionado con otras 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 venta al detalle de productos y servicios y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

- c) Al 31 de diciembre de 2020 y 2019 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	31/12/2020	31/12/2019
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	27.774.888	33.863.201
Con vencimiento entre tres y seis meses	3.941.387	1.277.117
Con vencimiento entre seis y doce meses	4.087.172	752.996
Con vencimiento mayor a doce meses	307.507	137.020
Totales	36.110.954	36.030.334

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

Tramos	Venta de energía	Deudores por venta al detalle de productos y servicios
No vencidas	0,09%	0,27%
1 a 30	0,15%	0,60%
31 a 60	0,60%	3,40%
61 a 90	7,83%	28,67%
91 a 120	18,37%	47,34%
121 a 180	29,70%	63,92%
181 a 270	40,61%	69,72%
271 a 360	46,81%	72,72%
361 o más	93,65%	100,00%

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

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

No obstante lo anterior, debido a la pandemia del COVID-19, y las distintas medidas tomadas por el Gobierno y las empresas, se ha cancelado temporalmente la capacidad de las empresas de cortar el suministro por deuda para clientes con vulnerabilidad, pero no la condonación de esta. Lo anterior, se ha traducido en un aumento de los niveles de morosidad y crédito otorgados a los clientes, los que deberán ser regularizados una vez normalizada la contingencia a través del cobro normal de esta o de la repactación en cuotas. Adicionalmente se podrán aplicar las herramientas de cobro habituales, especialmente el corte de suministro.

d) Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad y sus filiales no tienen cartera securitizada):

Tramos de morosidad	Saldo al 31/12/2020						Saldo al 31/12/2019					
	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	572.815	168.256.953	7.963	4.546.111	580.778	172.803.064	511.452	146.689.647	5.238	2.864.022	516.690	149.553.669
Entre 1 y 30 días	112.110	13.915.543	2.221	1.113.256	114.331	15.028.799	207.066	20.951.114	2.269	477.872	209.335	21.428.986
Entre 31 y 60 días	49.038	7.953.554	1.185	759.195	50.223	8.712.749	73.992	11.100.194	1.250	368.930	75.242	11.469.124
Entre 61 y 90 días	21.319	4.012.524	597	533.945	21.916	4.546.469	8.423	1.152.847	348	69.272	8.771	1.222.119
Entre 91 y 120 días	13.186	2.042.022	405	183.992	13.591	2.226.014	4.500	629.667	168	22.726	4.668	652.393
Entre 121 y 150 días	9.225	1.897.519	272	69.070	9.497	1.966.589	3.331	568.769	115	52.438	3.446	621.207
Entre 151 y 180 días	5.838	1.083.356	245	62.667	6.083	1.146.023	3.108	687.483	112	15.829	3.220	703.312
Entre 181 y 210 días	4.283	539.873	227	50.612	4.510	590.485	2.379	334.607	90	22.227	2.469	356.834
Entre 211 y 250 días	7.400	1.704.149	232	44.837	7.632	1.748.986	2.394	410.606	92	22.736	2.486	433.342
Más de 250 días	38.468	14.776.867	1.943	641.311	40.411	15.418.178	21.495	8.219.219	627	2.423.287	22.122	10.642.506
Totales	833.682	216.182.360	15.290	8.004.996	848.972	224.187.356	838.140	190.744.153	10.309	6.339.339	848.449	197.083.492

e) Al 31 de diciembre de 2020 y 2019 la cartera en cobranza judicial y protestada, es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 31/12/2020		Saldo al 31/12/2019	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	12	65.741	25	6.842
Documentos por cobrar en cobranza judicial	859	5.877.094	715	6.582.898
Totales	871	5.942.835	740	6.589.740

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 2019	12.407.613
Aumentos (disminuciones) del año	3.376.731
Montos castigados	(3.398.020)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	12.386.324
Aumentos (disminuciones) del año (*)	8.084.118
Montos castigados	(3.493.259)
Saldo al 31 de diciembre de 2020	16.977.183

(*) Las pérdidas por deterioro de Deudores Comerciales ascendieron a M\$8.084.118 al 31 de diciembre 2020, aumentando un 139% respecto al monto registrado al 31 de diciembre 2019 (M\$3.376.731). Este aumento se origina principalmente por los efectos de mayor morosidad generados por COVID-19.

g) El detalle de las provisiones y castigos durante los años 2020 y 2019, es el siguiente:

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31/12/2020 M\$	31/12/2019 M\$
Provisión cartera no repactada	9.709.331	3.226.230
Provisión cartera repactada	(1.625.213)	150.501
Castigos del año	(3.493.259)	(3.398.020)
Totales	4.590.859	(21.289)

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

9. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

9.1. Accionistas

El detalle de los Accionistas mayoritarios de la Sociedad al 31 de diciembre de 2020, es el siguiente:

Accionistas	Número de acciones		Total	Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Grupo Saesa Limitada	60	79.573.672	79.573.732	99,9999%
Cóndor Holding SpA	40		40	0,0001%
Totales	100	79.573.672	79.573.772	100%

9.2. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Las transacciones entre la Sociedad y sus filiales, corresponden a operaciones habituales del giro en cuanto a su objeto y condiciones. Estas transacciones han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se incluyen en esta nota.

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

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

Los préstamos entre compañías se regulan dentro de un marco de administración consolidada de caja que recae principalmente en las sociedades filiales Saesa, Frontel y la Sociedad, encargadas de definir los flujos óptimos entre relacionadas. La Administración ha establecido que la exigibilidad de estos préstamos será en un plazo superior a los 12 meses, por lo que al 31 de diciembre de 2019 los saldos fueron reclasificados desde el corriente al no corriente. Los créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado. Estos créditos tienen límites de monto entre compañías, según lo indicado en los contratos de bonos, que son monitoreados periódicamente y que a la fecha de cierre de los Estados Financieros Consolidados se han cumplido cabalmente (ver nota 35).

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

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus sociedades relacionadas no consolidables son las siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes

RUT	Sociedad	Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de relación	Moneda	31/12/2020		31/12/2019	
							Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
							M\$	M\$	M\$	M\$
76.024.762-6	Cóndor Holding SpA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Accionista	CH\$	2.263	-	2.262	-
76.230.505-4	Eletrans S.A.	Chile	Mantenimiento y operación	Menos de 90 días	Indirecta	CH\$	-	-	285.403	-
76.230.505-4	Eletrans S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Indirecta	USD	-	-	302.240	-
Totales							2.263	-	589.905	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes

RUT	Sociedad	Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de relación	Moneda	31/12/2020		31/12/2019	
							Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
							M\$	M\$	M\$	M\$
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	1.524.509	-	1.526.880	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (interés)	Menos de 90 días	Matriz	UF	-	-	103.991	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (capital)	Más de 1 año	Matriz	UF	-	-	-	29.945.313
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (interés)	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	109.260	-	-	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (capital)	Más de 1 año	Matriz	CH\$	-	101.506.327	-	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	42.578.713	-	9.892.878	-
76.024.762-6	Cóndor Holding SpA	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Accionista	CH\$	1.351	-	462	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	4.950	-	4.867	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	129	-	127	-
14.655.033-9	Iván Díaz-Molina	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	4.950	-	4.867	-
14.655.033-9	Iván Díaz-Molina	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	129	-	127	-
Totales							44.223.991	101.506.327	11.534.199	29.945.313

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

RUT	Sociedad	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31/12/2020		31/12/2019	
				Monto Transacción	Efecto en resultado (cargo)/abono	Monto Transacción	Efecto en resultado (cargo)/abono
				M\$	M\$	M\$	M\$
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Matriz	Préstamo cuenta corriente (Capital / Intereses)	71.566.283	(1.021.861)	(16.796.624)	(1.749.399)
76.230.505-4	Eletrans S.A.	Indirecta	Mantenimiento y operación	(285.403)	-	(428.806)	-
76.230.505-4	Eletrans S.A.	Indirecta	Dividendos	(302.240)	-	302.240	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Matriz	Dividendos	32.685.835	-	(3.305.316)	-

9.3. Directorio y personal clave de la gerencia

La Sociedad y sus filiales son administradas por un Directorio compuesto por ocho miembros, los que permanecen por un periodo de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 30 de abril de 2020, se efectuó la renovación del Directorio de la Sociedad, eligiéndose como Directores por un período de dos años a los señores

Iván Díaz – Molina, Jorge Lesser García – Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Ashley Munroe, Ben Hawkins y Christopher Powell.

En sesión celebrada con fecha 13 de mayo de 2020, el Directorio de la Sociedad procedió a elegir como Presidente del Directorio de la Sociedad al señor Jorge Lesser García-Huidobro y como Vicepresidente al señor Iván Díaz-Molina.

En sesión de directorio celebrada con fecha 14 de octubre de 2020, se tomó conocimiento de la renuncia al cargo de director de la Sociedad del señor Benjamin Hawkins y se designó en su reemplazo al señor Jon Reay.

Al 31 de diciembre de 2020 el Directorio de la Sociedad está compuesto por los señores Jorge Lesser García – Huidobro, Iván Díaz – Molina, Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Ashley Munroe, Christopher Powell y Jon Reay.

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	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Iván Díaz-Molina	129	127
Jorge Lesser García-Huidobro	129	127
Totales	258	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 2020 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2021.

Los Directores señores Jon Reay, Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Christopher Powell y Ashley Munroe renunciaron a la remuneración que les correspondería por el ejercicio 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 2020 y 2019, son las siguientes:

Director	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Iván Díaz-Molina	1.533	1.528
Jorge Lesser García-Huidobro	1.533	1.528
Totales	3.066	3.056

c) Durante los años 2020 y 2019, la Sociedad no ha realizado pagos a empresas relacionadas con Directores.

d) Compensaciones del personal clave de la gerencia

La Sociedad no tiene ejecutivos directamente remunerados por ella.

10. Inventarios

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2020:

Clases de inventario	Bruto	Neto Realizable	Provisión
	M\$	M\$	M\$
Materiales de operación y mantenimiento	37.741.218	36.786.744	954.474
Materiales en tránsito	1.236.131	1.236.131	-
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	4.222.082	4.084.258	137.824
Petróleo	906.394	906.394	-
Totales	44.105.825	43.013.527	1.092.298

Al 31 de diciembre de 2019:

Clases de inventario	Bruto	Neto Realizable	Provisión
	M\$	M\$	M\$
Materiales de operación y mantenimiento	26.828.119	25.915.554	912.565
Materiales en tránsito	991.593	991.593	-
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	4.803.959	4.746.084	57.875
Petróleo	865.251	865.251	-
Totales	33.488.922	32.518.482	970.440

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

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un cargo de M\$342.038 para el año 2020 y un cargo de M\$603.433 para el año 2019.

Movimiento Provisión	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Provisión del año	342.038	603.433
Aplicaciones a provisión	(218.200)	(362.173)
Diferencias de cambio	(1.979)	(743)
Totales	121.858	240.517

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 gastos, es el siguiente:

Inventarios utilizados durante el año según gasto	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Materias primas y consumibles utilizados (*)	39.926.300	45.389.788
Otros gastos por naturaleza (**)	5.100.847	4.183.397
Totales	45.027.147	49.573.185

(*) Ver Nota 24.

(**) Materiales utilizados para el mantenimiento del sistema eléctrico.

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2020 ascienden a M\$46.693.135 (M\$66.726.849 en 2019) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2020 ascienden a M\$1.683.452 (M\$2.177.895 en 2019).

11. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Activos por impuestos corrientes	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Impuesto renta por recuperar	854.133	364.172
IVA Crédito fiscal por recuperar, remanente (1)	19.497.138	15.546.720
IVA Débito fiscal por recuperar (2)	1.337.928	1.337.928
Crédito por utilidades absorbidas	8.032.748	5.623.112
Crédito Sence	147.631	28.736
Crédito Activo Fijo	51.030	24.812
Impuesto por recuperar año anterior	3.805.562	3.360.504
Totales	33.726.170	26.285.984

(1) Corresponde principalmente a IVA crédito fiscal por construcción de obras importantes de las filiales STC y SATT.

(2) IVA débito fiscal pagado en exceso relacionado con las devoluciones a clientes generados por los decretos tarifarios que ajustaron retroactivamente la tarifa cobrada en los años 2011, 2012 y 2013.

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Pasivos por impuestos corrientes	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Impuesto a la renta (*)	37.268.694	4.912.650
Iva Débito fiscal	3.056.980	3.441.387
Otros	163.288	163.406
Totales	40.488.962	8.517.443

(*) El aumento de impuesto a la renta se produce principalmente por la venta de los Negocios Conjuntos denominados ELETRANS S.A., ELETRANS II S.A. y ELETRANS III S.A. (ver nota 37).

12. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Activos Intangibles Neto		31/12/2020	31/12/2019
		M\$	M\$
Activos Intangibles Identificables Neto		59.534.754	60.668.647
Servidumbres		59.040.263	59.697.285
Derecho de Agua		108.543	108.543
Software		385.948	862.819

Activos Intangibles Bruto		31/12/2020	31/12/2019
		M\$	M\$
Activos Intangibles Identificables Bruto		67.130.095	67.384.370
Servidumbres		59.156.708	59.780.147
Derecho de Agua		108.543	108.543
Software		7.864.844	7.495.680

Amortización Activos Intangibles		31/12/2020	31/12/2019
		M\$	M\$
Activos Intangibles Identificables		(7.595.341)	(6.715.723)
Servidumbres		(116.446)	(82.862)
Software		(7.478.895)	(6.632.861)

El detalle y movimiento del activo intangible al 31 de diciembre de 2020, es el siguiente:

Movimiento año 2020		Servidumbres Neto	Derecho de Agua	Software, Neto	Activos Intangibles, Neto
		M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2020		59.697.285	108.543	862.819	60.668.647
Movimientos	Retiros y Traspasos Amortización Acumulada	(20.000)	-	-	(20.000)
	Tipo Cambio Amortización Acumulada	8.500	-	1.317	9.817
	Otros (Activación Obras en Curso)	115.000	-	370.694	485.694
	Gastos por amortización	(42.084)	-	(847.351)	(889.435)
	Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera (Empresas con moneda funcional distinta de la moneda de reporte)	(718.438)	-	(1.531)	(719.969)
Total movimientos		(657.022)	-	(476.871)	(1.133.893)
Saldo final al 31 de diciembre de 2020		59.040.263	108.543	385.948	59.534.754

El detalle y movimiento del activo intangible al 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:

Movimiento año 2019		Servidumbres Neto	Derecho de Agua	Software, Neto	Activos Intangibles, Neto
		M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2019		53.496.541	108.543	1.692.783	55.297.867
Movimientos	Retiros Valor Bruto	-	-	(2.117.354)	(2.117.354)
	Retiros y Traspasos Amortización Acumulada	-	-	2.065.431	2.065.431
	Tipo Cambio Amortización Acumulada	(5.249)	-	(1.404)	(6.653)
	Otros (Activación Obras en Curso)	2.739.334	-	295.045	3.034.379
	Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo	2.312.865	-	-	2.312.865
	Gastos por amortización	(37.631)	-	(1.073.600)	(1.111.231)
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera (Empresas con moneda funcional distinta de la moneda de reporte)	1.191.425	-	1.918	1.193.343	
Total movimientos		6.200.744	-	(829.964)	5.370.780
Saldo final al 31 de diciembre de 2019		59.697.285	108.543	862.819	60.668.647

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

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

13. Plusvalía

El detalle de la plusvalía al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Rut	Compañía	31/12/2020	31/12/2019
		M\$	M\$
90.021.000-0	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	124.944.061	124.944.061
91.715.000-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	23.990.168	23.990.168
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	49.471.945	49.471.945
96.986.780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	33.039.292	33.039.292
Totales		231.445.466	231.445.466

La plusvalía comprada relacionada con Sociedad Austral de Electricidad S.A., Rut 90.021.000-0 y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Rut 91.715.000-1, corresponde al exceso pagado en relación al valor patrimonial proporcional originado en la compra de las acciones de esas sociedades, realizada en 2001. Posteriormente cada una de esas sociedades compradas fue absorbida por su correspondiente matriz, la que pasó a tener el mismo nombre de la Sociedad absorbida, quedando la plusvalía comprada contabilizada en la misma empresa compradora.

La plusvalía comprada reconocida por las sociedades Saesa, Rut 96.956.660-5, y Frontel, Rut 96.986.780-K, corresponde al valor pagado en exceso respecto del valor justo de los activos adquiridos a través de Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., en julio de 2008. A través de una reestructuración societaria se generó un efecto cascada de la plusvalía comprada mencionada en el párrafo anterior, la que quedó finalmente incorporada en Saesa (Ex Los Lagos II) y Frontel (Ex Los Lagos III).

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

14. Propiedades, Planta y Equipo

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	1.122.749.138	1.004.480.751
Terrenos	20.338.388	18.335.026
Edificios	17.264.772	14.133.367
Planta y Equipo	728.917.024	677.439.708
Equipamiento de Tecnologías de la Información	1.488.639	1.217.330
Instalaciones Fijas y Accesorios	1.495.537	1.095.562
Vehículos de Motor	8.272.938	4.087.783
Construcciones en Curso	331.542.459	280.034.546
Otras Propiedades, Planta y Equipo	13.429.381	8.137.429

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	1.422.600.863	1.274.254.545
Terrenos	20.338.388	18.335.026
Edificios	26.600.966	22.474.216
Planta y Equipo	998.249.813	919.861.069
Equipamiento de Tecnologías de la Información	7.926.308	7.014.751
Instalaciones Fijas y Accesorios	4.430.543	3.710.658
Vehículos de Motor	11.922.331	7.698.363
Construcciones en Curso	331.542.459	280.034.546
Otras Propiedades, Planta y Equipo	21.590.054	15.125.916

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(299.851.725)	(269.773.794)
Edificios	(9.336.193)	(8.340.849)
Planta y Equipo	(269.332.790)	(242.421.361)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(6.437.669)	(5.797.421)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(2.935.006)	(2.615.096)
Vehículos de Motor	(3.649.394)	(3.610.580)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(8.160.674)	(6.988.487)

A continuación se presenta el detalle de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2020:

Movimiento año 2020	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Construcciones en Curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2020	18.335.026	14.133.367	677.439.708	1.217.330	1.095.562	4.087.783	280.034.546	8.137.429	1.004.480.751
Movimientos									
Adiciones	-	-	7.322.652	-	-	-	153.591.663	950.544	161.864.859
Retiros Valor Bruto	(28.953)	(48.553)	(5.096.706)	(9.495)	(46.792)	(1.091.586)	-	(34.081)	(6.356.166)
Retiros y Traspasos Depreciación Acumulada	-	17.657	3.753.573	23.702	45.009	946.465	-	141.085	4.927.491
Tipo Cambio Depreciación Acumulada	-	(295.638)	2.623.239	2.946	208	23.365	-	19.143	2.373.263
Otros (Activación Obras en Curso)	2.048.300	4.458.625	74.027.441	993.657	457.595	4.645.746	(91.466.578)	5.645.076	809.862
Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo	-	(819)	7.623.533	(67.943)	272.633	-	(7.750.786)	(75.012)	1.606
Gastos por depreciación	-	(717.363)	(33.288.241)	(666.896)	(365.127)	(1.008.644)	-	(1.332.415)	(37.378.686)
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera (Empresas con moneda funcional distinta de la moneda de reporte)	(15.984)	(282.504)	(5.488.175)	(4.662)	36.449	669.809	(2.866.386)	(22.388)	(7.973.842)
Total movimientos	2.003.362	3.131.405	51.477.316	271.309	399.975	4.185.155	51.507.913	5.291.952	118.268.387
Saldo final al 31 de diciembre de 2020	20.338.388	17.264.772	728.917.024	1.488.639	1.495.537	8.272.938	331.542.459	13.429.381	1.122.749.138

A continuación se presenta el detalle de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2019:

Movimiento año 2019	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Construcciones en Curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2019	17.722.164	13.230.604	695.377.108	1.647.979	1.236.239	4.253.114	165.431.629	6.015.480	844.914.317
Movimientos									
Adiciones	-	-	6.148.441	-	-	-	171.354.147	459.959	177.962.547
Retiros Valor Bruto	(213.351)	(31.944)	(2.012.681)	(281.508)	(98.229)	(434.784)	-	(11.012)	(3.083.509)
Retiros y Traspasos Depreciación Acumulada	5.415	-	3.010.503	369.527	-	200.534	-	123.158	3.709.137
Tipo Cambio Depreciación Acumulada	-	(22.142)	(392.114)	2.454	(8.812)	7.632	-	(14.622)	(427.604)
Otros (Activación Obras en Curso)	931.256	1.339.273	68.164.107	592.046	282.239	995.411	(74.914.774)	2.610.442	-
Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo	-	-	(9.248.352)	-	-	-	6.935.487	-	(2.312.865)
Gastos por depreciación	-	(599.321)	(30.375.891)	(1.117.509)	(339.277)	(948.857)	-	(1.080.294)	(34.461.149)
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera (Empresas con moneda funcional distinta de la moneda de reporte)	(110.458)	216.897	6.768.587	4.341	23.402	14.733	11.228.057	34.318	18.179.877
Total movimientos	612.862	902.763	42.062.600	(430.649)	(140.677)	(165.331)	114.602.917	2.121.949	159.566.434
Saldo final al 31 de diciembre de 2019	18.335.026	14.133.367	677.439.708	1.217.330	1.095.562	4.087.783	280.034.546	8.137.429	1.004.480.751

La Sociedad y sus filiales, han 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".
- Las empresas del Grupo Saesa cuentan 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 2020 y 2019 no es significativo. La Sociedad y sus filiales no presentan montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.
- Los activos presentados en propiedad, planta y equipos no poseen restricciones de ningún tipo en favor de terceros, ni han sido entregados en garantía.

15. Activos por Derechos de Uso y Obligaciones por Arrendamientos

La Sociedad y sus filiales han 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 2020 y 2019, es el siguiente:

Movimiento año 2020	Edificios e Instalaciones, neto	Terrenos, neto	Otros, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2020	1.059.877	1.393.423	-	2.453.300
Gastos por amortización	(647.795)	(110.430)	-	(758.225)
Traspaso amortización	(117.361)	-	-	(117.361)
Incremento (decremento) por diferencias de conversión	42.411	11.127	-	53.538
Adiciones	1.959.166	35.897	-	1.995.063
Saldo final al 31 de diciembre de 2020	2.296.298	1.330.017	-	3.626.315

Movimiento año 2019	Edificios e Instalaciones, neto	Terrenos, neto	Otros, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo final al 1 de enero de 2019 después de la aplicación de NIIF 16	-	-	-	-
Reconocimiento inicial NIIF 16	937.141	2.090.974	-	3.028.115
Gastos por amortización	(677.152)	(96.812)	-	(773.964)
Traspaso amortización	(77.834)	-	-	(77.834)
Incremento (decremento) por diferencias de conversión	27.075	27.406	-	54.481
Otros incrementos (decrementos)	-	(628.145)	-	(628.145)
Adiciones	850.647	-	-	850.647
Saldo final al 31 de diciembre de 2019	1.059.877	1.393.423	-	2.453.300

b) Pasivos por arrendamiento

El desglose por moneda y vencimientos de los pasivos por arrendamientos al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Rut Arrendatario	Nombre Entidad - Arrendatario	Segmento País	Tipo de Moneda	Arrendamiento asociado a	Corriente			No Corriente					al 31/12/2020
					Vencimiento			Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	
					Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	al 31/12/2020	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\$	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Edificios e Instalaciones	95.656	290.793	386.449	302.173	287.506	223.114	101.759	260	914.812
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Terrenos	2.291	7.040	9.331	5.703	1.763	1.850	1.940	-	11.256
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	CLP	Terrenos	5.517	4.167	9.684	-	-	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Edificios e Instalaciones	82.849	158.399	241.248	196.193	180.877	189.721	81.763	-	648.554
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Terrenos	55.154	10.195	65.349	20.772	19.057	20.053	16.613	163.745	240.240
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	CLP	Terrenos	-	-	-	1.487	1.560	1.636	1.716	-	6.399
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	USD	Terrenos	58.737	21.443	80.180	29.605	30.807	32.057	33.359	872.093	997.921
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	UF	Edificios e Instalaciones	2.342	7.699	10.041	8.225	8.628	7.298	-	-	24.151
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	CLP	Terrenos	944	4.071	5.015	3.335	1.636	1.716	-	-	6.687
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	UF	Edificios e Instalaciones	3.110	9.555	12.665	5.458	-	-	-	-	5.458
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	CLP	Edificios e Instalaciones	5.928	18.213	24.141	25.322	8.713	-	-	-	34.035
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Chile	UF	Terrenos	8.122	65	8.187	91	96	101	107	3.734	4.129
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	UF	Terrenos	7.010	1.179	8.189	1.648	1.741	1.838	1.941	84.765	91.933
Totales					327.660	532.819	860.479	600.012	542.384	479.384	239.198	1.124.597	2.985.575

Rut Arrendatario	Nombre Entidad - Arrendatario	Segmento País	Moneda	Arrendamiento asociado a	Corriente			No Corriente						
					Vencimiento			Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	al 31/12/2019	
					Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	al 31/12/2019	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\$	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Edificios e Instalaciones	104.615	158.912	263.527	139.216	84.254	72.837	-	-	-	296.307
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Terrenos	4.314	1.576	5.890	-	-	-	-	-	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	CLP	Terrenos	3.925	12.061	15.986	8.284	-	-	-	-	-	8.284
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Edificios e Instalaciones	85.512	165.503	251.015	84.394	43.187	41.587	43.620	18.799	231.587	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Terrenos	35.198	8.886	44.084	19.212	20.205	18.533	19.502	176.078	253.530	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	USD	Terrenos	10.778	24.153	34.931	30.061	31.282	32.552	33.874	950.706	1.078.475	
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	
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Chile	UF	Terrenos	7.603	60	7.663	84	88	93	98	3.742	4.105	
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	UF	Terrenos	6.807	1.087	7.894	1.520	1.605	1.695	1.790	84.437	91.047	
Totales					262.215	391.742	653.957	295.537	190.046	175.322	105.612	1.233.762	2.000.279	

c) Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

En el estado consolidado de resultados integrales por el año terminado al 31 de diciembre de 2020, se incluye un gasto por M\$1.527.904 (M\$1.295.373 en 2019), 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 2020 y 2019, el Grupo no mantiene contratos significativos en los cuales actúe como arrendador

16. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

16.1. Impuesto a la Renta

a) El detalle del gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado Consolidado de Resultados Integrales correspondiente a los años 2020 y 2019, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Gasto por impuesto corriente	40.789.043	7.434.968
Ajustes por impuestos corrientes de años anteriores	-	280.477
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	40.789.043	7.715.445
Gasto por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	8.316.151	6.007.288
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	8.316.151	6.007.288
Gasto por impuesto a las ganancias, operaciones continuadas	49.105.194	13.722.733
Impuestos a las ganancias relacionado con otro resultado integral		
	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de efectivo de otro resultado integral (impuesto corriente)	54.562	(94.882)
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	175.839	563.802
Impuestos a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral	230.401	468.920

b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a “ganancia (pérdida) antes de Impuestos”, al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es la siguiente:

Conciliación de la ganancia contable multiplicada por las ganancias impositivas aplicables	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Ganancia antes de Impuesto	191.465.621	47.238.301
Total de (gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (27%)	(51.695.718)	(12.754.341)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	42.295.646	3.103.666
Efecto fiscal de (gastos) no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(41.908.461)	(3.515.255)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	(432.398)	(629.598)
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) por impuestos	2.635.737	72.795
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	2.590.524	(968.392)
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(49.105.194)	(13.722.733)
Tasa impositiva efectiva	25,65%	29,05%

16.2. Impuestos Diferidos

a) El detalle de los impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Diferencias temporarias	Activos	
	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	1.302.709	969.241
Impuestos diferidos relativos a provisión de cuentas incobrables	4.577.018	3.337.432
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	613.134	558.902
Impuestos diferidos relativos a provisión de obsolescencia	294.920	262.019
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	3.608.191	4.185.163
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	2.164.741	2.190.397
Impuestos diferidos relativos a pérdida fiscales	19.828.545	17.953.410
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	1.505.587	1.446.641
Impuestos diferidos Arriendos	61.045	54.253
Impuestos diferidos otras provisiones	218.077	219.317
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	1.610.460	1.539.381
Total Activo Impuestos Diferidos	35.784.427	32.716.156

Diferencias temporarias	Pasivos	
	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	91.073.684	79.678.621
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	1.240.768	1.558.098
Impuestos diferidos Arriendos	1.716	-
Total Pasivo Impuestos Diferidos	92.316.168	81.236.719

Los impuestos diferidos se presentan en el Estado Consolidado de Situación Financiera como siguen:

Diferencias temporarias	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Activo No Corriente	35.784.427	32.716.156
Pasivo No Corriente	92.316.168	81.236.719
Neto	(56.531.741)	(48.520.563)

- b) Los movimientos de los rubros “Impuestos Diferidos”, del Estado Consolidado de Situación Financiera al 31 de diciembre de 2020 y 2019, son los siguientes:

Movimientos impuestos diferidos	Activo	Pasivo
	M\$	M\$
Saldo al 01 de enero de 2019	24.073.371	67.021.428
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	8.208.003	14.215.291
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	563.802	-
Otros incremento (decremento)	(129.020)	-
Saldo al 31 de diciembre de 2019	32.716.156	81.236.719
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	2.763.298	11.079.449
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	175.839	-
Incremento (decremento) por diferencia de cambio	129.134	-
Saldo al 31 de diciembre de 2020	35.784.427	92.316.168

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

Todas las empresas del Grupo están radicadas en Chile, por lo que la Normativa Local vigente se aplica uniformemente a todas ellas.

17. Otros Pasivos Financieros corrientes y no corrientes

- a) El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de este rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	31/12/2020		31/12/2019	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos bancarios	45.187.908	30.000.000	110.138.504	-
Bonos	12.831.289	656.357.996	17.835.357	644.275.026
Derivados (*)	-	-	-	506.053
Totales	58.019.197	686.357.996	127.973.861	644.781.079

(*) Ver Nota 17.1 Instrumentos derivados

- b) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con Instituciones Bancarias al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de diciembre de 2020						
						Corriente			No Corriente			
						Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Chile	97.004.000-5	CLP	1,50%	Al Vencimiento	-	61.250	61.250	-	10.000.000	-	10.000.000
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Chile	97.004.000-5	CLP	1,50%	Al Vencimiento	-	122.500	122.500	-	20.000.000	-	20.000.000
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,30%	Al vencimiento	30.002.520	-	30.002.520	-	-	-	-
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,30%	Al vencimiento	10.001.092	-	10.001.092	-	-	-	-
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,30%	Al vencimiento	5.000.546	-	5.000.546	-	-	-	-
Totales						45.004.158	183.750	45.187.908	-	30.000.000	-	30.000.000

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de diciembre de 2019						
						Corriente			No Corriente			
						Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,20%	Al Vencimiento	14.024.169	-	14.024.169	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,18%	Al Vencimiento	28.031.211	-	28.031.211	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,20%	Al vencimiento	15.024.900	-	15.024.900	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,18%	Al vencimiento	15.016.720	-	15.016.720	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Itaú	97.023.000-9	CLP	0,22%	Al vencimiento	10.003.592	-	10.003.592	-	-	-	-
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,22%	Al vencimiento	18.034.320	-	18.034.320	-	-	-	-
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Banco Itaú	97.023.000-9	CLP	0,22%	Al vencimiento	10.003.592	-	10.003.592	-	-	-	-
Totales						110.138.504	-	110.138.504	-	-	-	-

En relación a los préstamos bancarios suscritos, estos no tienen incorporados ninguna garantía asociada que pueda comprometer a la Sociedad.

c) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa nominal	Garantía	31 de diciembre de 2020								
					Corriente			No Corriente				Más de 5 años	Total No Corriente
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años			
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	UF	Semestral	3,60%	Sin Garantía	289.885	-	289.885	2.642.760	2.642.760	2.642.760	2.642.760	17.981.769	28.552.809
Chile	UF	Semestral	3,75%	Sin Garantía	-	447.276	447.276	-	6.606.901	6.606.901	6.606.901	51.839.678	71.660.381
Chile	UF	Semestral	3,20%	Sin Garantía	459.646	-	459.646	-	-	-	-	57.537.372	57.537.372
Chile	UF	Semestral	2,80%	Sin Garantía	-	679.897	679.897	-	-	-	-	117.546.212	117.546.212
Chile	UF	Semestral	3,20%	Sin Garantía	229.823	-	229.823	-	-	-	-	28.882.011	28.882.011
Chile	UF	Semestral	2,50%	Sin Garantía	17.225	5.450.687	5.467.912	222	-	-	-	-	222
Chile	UF	Annual	4,00%	Sin Garantía	-	2.262.101	2.262.101	-	-	-	-	115.439.708	115.439.708
Chile	UF	Annual	3,90%	Sin Garantía	-	1.665.551	1.665.551	-	-	-	-	87.081.608	87.081.608
Chile	UF	Annual	1,90%	Sin Garantía	-	1.329.198	1.329.198	-	-	-	-	149.657.673	149.657.673
Totales					996.579	11.834.710	12.831.289	2.642.982	9.249.661	9.249.661	9.249.661	625.966.031	656.357.996

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa nominal	Garantía	31 de diciembre de 2019								
					Corriente			No Corriente				Más de 5 años	Total No Corriente
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años			
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	UF	Semestral	3,60%	Sin Garantía	282.302	-	282.302	-	2.573.628	2.573.628	2.573.628	20.012.851	27.733.735
Chile	UF	Semestral	3,75%	Sin Garantía	-	435.578	435.578	-	6.434.085	6.434.085	-	56.800.971	69.669.141
Chile	UF	Semestral	3,20%	Sin Garantía	447.623	-	447.623	-	-	-	-	55.993.667	55.993.667
Chile	UF	Semestral	2,80%	Sin Garantía	-	662.113	662.113	-	-	-	-	114.481.026	114.481.026
Chile	UF	Semestral	3,20%	Sin Garantía	223.811	-	223.811	-	-	-	-	28.107.391	28.107.391
Chile	UF	Semestral	2,50%	Sin Garantía	50.323	10.616.228	10.666.551	5.309.238	-	-	-	-	5.309.238
Chile	UF	Annual	4,00%	Sin Garantía	-	2.203.534	2.203.534	-	-	-	-	112.334.239	112.334.239
Chile	UF	Annual	3,90%	Sin Garantía	-	1.622.228	1.622.228	-	-	-	-	84.786.566	84.786.566
Chile	UF	Annual	1,90%	Sin Garantía	-	1.291.617	1.291.617	-	-	-	-	145.860.023	145.860.023
Totales					1.004.059	16.831.298	17.835.357	5.309.238	2.573.628	9.007.713	9.007.713	618.376.734	644.275.026

d) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre de 2020								
					Corriente			No Corriente					
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total No Corriente
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
SAESA	BONO SERIE J/N°665	UF	3,60%	Sin Garantía	289.885	-	289.885	2.642.760	2.642.760	2.642.760	2.642.760	17.981.769	28.552.809
SAESA	BONO SERIE L/N°397	UF	3,75%	Sin Garantía	-	447.276	447.276	-	6.606.901	6.606.901	6.606.901	51.839.678	71.660.381
SAESA	BONO SERIE O/N°742	UF	3,20%	Sin Garantía	459.646	-	459.646	-	-	-	-	57.537.372	57.537.372
STS	BONO SERIE A/N°923	UF	2,80%	Sin Garantía	-	679.897	679.897	-	-	-	-	117.546.212	117.546.212
FRONTEL	BONO SERIE G/N°663	UF	3,20%	Sin Garantía	229.823	-	229.823	-	-	-	-	28.882.011	28.882.011
FRONTEL	BONO SERIE E/N°662	UF	2,50%	Sin Garantía	17.225	5.450.687	5.467.912	222	-	-	-	-	222
ELECTRICAS	BONO SERIE E/N°646	UF	4,00%	Sin Garantía	-	2.262.101	2.262.101	-	-	-	-	115.439.708	115.439.708
ELECTRICAS	BONO SERIE H/N°762	UF	3,90%	Sin Garantía	-	1.665.551	1.665.551	-	-	-	-	87.081.608	87.081.608
ELECTRICAS	BONO SERIE J/N°945	UF	1,90%	Sin Garantía	-	1.329.198	1.329.198	-	-	-	-	149.657.673	149.657.673
Totales					996.579	11.834.710	12.831.289	2.642.982	9.249.661	9.249.661	9.249.661	625.966.031	656.357.996

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre de 2019									
					Corriente			No Corriente						
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total No Corriente	
								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\$					
SAESA	BONO SERIE J/N°665	UF	3,60%	Sin Garantía	282.302	-	282.302	-	2.573.628	2.573.628	2.573.628	20.012.851	27.733.735	
SAESA	BONO SERIE L/N°397	UF	3,75%	Sin Garantía	-	435.578	435.578	-	-	6.434.085	6.434.085	56.800.971	69.669.141	
SAESA	BONO SERIE O/N°742	UF	3,20%	Sin Garantía	447.623	-	447.623	-	-	-	-	55.993.667	55.993.667	
STS	BONO SERIE A/N°923	UF	2,80%	Sin Garantía	-	662.113	662.113	-	-	-	-	114.481.026	114.481.026	
FRONTEL	BONO SERIE G/N°663	UF	3,20%	Sin Garantía	223.811	-	223.811	-	-	-	-	28.107.391	28.107.391	
FRONTEL	BONO SERIE C/N°662	UF	2,50%	Sin Garantía	50.323	10.616.228	10.666.551	5.309.238	-	-	-	-	5.309.238	
ELECTRICAS	BONO SERIE E/N°646	UF	4,00%	Sin Garantía	-	2.203.534	2.203.534	-	-	-	-	112.334.239	112.334.239	
ELECTRICAS	BONO SERIE H/N°762	UF	3,90%	Sin Garantía	-	1.622.228	1.622.228	-	-	-	-	84.786.566	84.786.566	
ELECTRICAS	BONO SERIE J/N°945	UF	1,90%	Sin Garantía	-	1.291.617	1.291.617	-	-	-	-	145.860.023	145.860.023	
Totales					1.004.059	16.831.298	17.835.357	5.309.238	2.573.628	9.007.713	9.007.713	618.376.734	644.275.026	

e) A continuación se describe el detalle con la principal información de la emisión y colocación de las líneas de Bonos de la Sociedad y sus filiales:

Sociedad	Contrato de Bonos / N° de Registro	Representante de los Tenedores de Bonos	Fecha Escritura	Fecha última modificación	Notaría	Fecha de Colocación	Monto Colocado UF
ELECTRICAS	Emisión de Línea Serie E / N°646	Banco de Chile	07/10/2010	08/11/2010	José Musalem Saffie	25/11/2010	4.000.000
ELECTRICAS	Emisión de Línea Serie H / N°762	Banco Bice	27/06/2013	23/08/2013	José Musalem Saffie	29/08/2013	3.000.000
ELECTRICAS	Emisión de Línea Serie J / N°945	Banco de Chile	10/09/2018	18/06/2019	Roberto Antonio Cifuentes	11/07/2019	5.000.000
SAESA	Emisión de Línea Serie J / N°665	Banco de Chile	11/02/2012	22/09/2012	José Musalem Saffie	05/10/2011	1.000.000
SAESA	Emisión de Línea Serie L / N°397	Banco de Chile	29/09/2004	29/11/2012	José Musalem Saffie	20/12/2012	2.500.000
SAESA	Emisión de Línea Serie O / N°742	Banco de Chile	26/10/2012	29/09/2014	José Musalem Saffie	27/11/2014	2.000.000
STS	Emisión de Línea Serie A / N°923	Banco de Chile	10/09/2018	10/09/2018	Roberto Antonio Cifuentes	10/01/2019	4.000.000
FRONTEL	Emisión de Línea Serie C / N°662	Banco de Chile	11/02/2011	12/05/2014	José Musalem Saffie	04/06/2014	1.500.000
FRONTEL	Emisión de Línea Serie G / N°663	Banco de Chile	11/02/2011	15/09/2014	José Musalem Saffie	27/11/2014	1.000.000

17.1. Instrumentos derivados

La Sociedad y sus filiales, siguiendo su política de gestión de riesgos financieros, puede suscribir contratos de derivados para cubrir su exposición a la variación de tasas de interés y moneda (tipo de cambio).

Los derivados de moneda se utilizan para fijar la tasa de cambio de una moneda respecto de la moneda funcional de la Sociedad o sus filiales, producto de obligaciones existentes o futuras. Los derivados de tasas de interés son utilizados para fijar o limitar la tasa de interés variable de obligaciones financieras. Estos instrumentos corresponden normalmente a Cross Currency Swaps.

a) El detalle de los instrumentos al 31 de diciembre de 2020, es el siguiente:

Empresa	Banco	Instrumento	Fecha inicio	Fecha vencimiento	Duración (días)	UF Compañía recibe		USD Compañía paga	
						Nacional MUF	Tasa interés	Nacional MUSD	Tasa interés
SATT	CHILE	Cross Currency Swap	28/11/2019	30/06/2021	580	31,2	0,00%	1.062	3,76%

b) Los montos contabilizados al 31 de diciembre de 2020 y 2019, son los siguientes:

Empresa	Instrumento de cobertura	31/12/2020 M\$	31/12/2019 M\$	Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de Cobertura
SATT	Cross Currency Swaps (*)	147.556	350.683	Flujo de UF	Riesgo de moneda	Flujo de caja
SAESA	Cross Currency Swaps (**)	-	(506.053)	Flujo de UF	Riesgo de moneda	Flujo de caja
Totales (neto)		147.556	(155.370)			

(*) Presentado en la cuenta Otros Activos Financieros Corrientes.

(**) Presentado en la cuenta Otros Pasivos Financieros No Corrientes.

18. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Cuentas por pagar comerciales	120.689.016	135.677.706
Otras cuentas por pagar	12.049.910	11.875.018
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	132.738.926	147.552.724

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Proveedores por compra de energía y peajes	66.433.977	70.317.099
Proveedores por compra de combustible y gas	844.190	641.665
Cuentas por pagar importaciones en tránsito	4.234.289	4.807.828
Cuentas por pagar bienes y servicios	49.176.560	59.911.114
Dividendos por pagar a terceros	242.926	217.395
Cuentas por pagar instituciones fiscales	623.673	592.495
Otras cuentas por pagar	11.183.311	11.065.128
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	132.738.926	147.552.724

El detalle por vencimiento de cuentas por pagar comerciales al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Proveedores con pago al día	Saldo al				Saldo al			
	31/12/2020				31/12/2019			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta 30 días	14.780.337	90.836.634	15.072.045	120.689.016	14.288.878	102.608.365	18.780.463	135.677.706
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	14.780.337	90.836.634	15.072.045	120.689.016	14.288.878	102.608.365	18.780.463	135.677.706

En relación al pago de proveedores, en general se efectúa en el plazo de 30 días y además no se encuentran afectos a intereses.

El detalle de los principales proveedores de Cuentas por pagar comerciales al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Nombre Proveedores	RUT	31/12/2020	
		M\$	%
ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.	88.006.900-4	2.131.719	1,77%
HMV CHILE	59.172.470-3	1.844.068	1,53%
TRANSELEC S. A.	76.555.400-4	1.759.720	1,46%
Servicios Eléctricos Elecsa Ltda.	76.051.155-2	1.629.200	1,35%
CAM CHILE S. A.	96.543.670-7	1.370.477	1,14%
CENTELSA	Proveedor Extranjero	1.330.235	1,10%
FINNING CHILE S.A.	91.489.000-4	1.281.776	1,06%
ENEL GENERACION CHILE S.A	91.081.000-6	1.231.155	1,02%
ZHONGLI SCIENCE AND TECHN	Proveedor Extranjero	950.124	0,79%
Cobra Montajes, Servicios y Agua Ltda.	76.156.521-4	921.379	0,76%
Provisión Energía y Peajes (CEN) (*)		61.891.315	51,28%
Otros Proveedores		44.347.848	36,75%
Totales		120.689.016	100,00%

Nombre Proveedores	RUT	31/12/2019	
		M\$	%
CGE S.A.	76.411.321-7	3.109.510	2,29%
HMV CHILE	59.172.470-3	2.492.668	1,84%
BCI Factoring S.A. (**)	96.720.830-2	2.239.981	1,65%
Enel Generación Chile S.A.	91.081.000-6	1.755.062	1,29%
Servicios Eléctricos Elecsa Ltda.	76.051.155-2	1.562.790	1,15%
RHONA S.A.	92.307.000-1	1.537.905	1,13%
CAM CHILE S. A.	96.543.670-7	1.536.596	1,13%
COLBUN S.A.	96.505.760-9	1.445.739	1,07%
DETROIT CHILE S.A.	81.271.100-8	1.252.989	0,92%
Peña, Spoerer y Compañía	96.877.150-7	1.208.571	0,89%
Banco de Chile (**)	97.004.000-5	1.199.264	0,88%
Telecomunicaciones y Electricidad S. A	96.524.340-2	1.012.613	0,75%
Banco del Estado de Chile (**)	97.030.000-7	648.754	0,48%
Siemens S. A.	94.995.000-K	647.055	0,48%
Provisión Energía y Peajes (CEN) (*)		69.373.150	51,13%
Otros Proveedores		44.655.059	32,91%
Totales		135.677.706	100,00%

(*) Energía y Peajes pendientes de reliquidación y/o facturación por el Sistema Eléctrico

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

19. Instrumentos financieros

19.1. Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

Activos financieros al 31/12/2020	Activos financieros a costo amortizado	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	12.467.093	32.485.994	-	44.953.087
Otros activos financieros, corrientes	-	-	147.556	147.556
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	207.210.173	-	-	207.210.173
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	2.263	-	-	2.263
Otros activos financieros, no corrientes	5.072.099	-	-	5.072.099
Totales	224.751.628	32.485.994	147.556	257.385.178

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\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	10.953.664	20.404.417	-	31.358.081
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	184.697.168	-	-	184.697.168
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	589.905	-	-	589.905
Otros activos financieros, corrientes	-	-	350.683	350.683
Otros activos financieros, no corrientes	4.278.351	-	-	4.278.351
Totales	200.519.088	20.404.417	350.683	221.274.188

b) Pasivos Financieros

Pasivos financieros al 31/12/2020	Pasivos financieros a costo amortizado	Derivados de cobertura	Totales
	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financieros, préstamos que devengan interés	744.377.193	-	744.377.193
Pasivos por arrendamientos	3.846.054	-	3.846.054
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	132.738.926	-	132.738.926
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	145.730.318	-	145.730.318
Totales	1.026.692.491	-	1.026.692.491

Pasivos financieros al 31/12/2019	Pasivos financieros a costo amortizado	Derivados de cobertura	Totales
	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financieros, préstamos que devengan interés	772.248.887	-	772.248.887
Otros pasivos financieros, derivado	-	506.053	506.053
Pasivos por arrendamientos	2.654.236	-	2.654.236
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	147.552.724	-	147.552.724
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	41.479.512	-	41.479.512
Totales	963.935.359	506.053	964.441.412

19.2. Valor justo de instrumentos financieros

a) Valor justo de instrumentos financieros contabilizados a costo amortizado

A continuación se resumen los valores razonables de los principales activos y pasivos financieros, incluyendo aquellos que en el Estado Consolidado de Situación Financiera no se presentan a su valor razonable.

Activos Financieros al 31/12/2020	Valor Libro	Valor Justo
	M\$	M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	4.416.509	4.416.509
Saldo en Bancos	8.050.584	8.050.584
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	197.742.669	197.742.669

Pasivos Financieros al 31/12/2020	Valor Libro	Valor Justo
	M\$	M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Deuda Bancaria	45.187.908	45.187.908
Bonos	669.189.285	803.634.381
Deuda Bancaria	75.187.908	75.187.908
Pasivos por Arrendamientos	3.846.054	3.846.054
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	132.738.926	132.738.926

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 principalmente asociados a venta de energía y peajes, 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 Valor Justo.
- El Valor Justo de los Bonos y de la Deuda Bancaria, se determinó en base a referencias de precios de mercado, ya que estos instrumentos son transados en el mercado bajo condiciones estándares y con un alto grado de liquidez.

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

El reconocimiento del valor justo en los Estados Financieros Consolidados 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.

20. Provisiones

20.1. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados

a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corrientes	
	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	2.270.865	2.070.005
Provisión por beneficios anuales	8.372.565	8.107.585
Totales	10.643.430	10.177.590

b) El movimiento de las provisiones durante los años 2020 y 2019, es el siguiente:

Movimientos en provisiones	Por vacaciones del personal	Por beneficios anuales	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2020	2.070.005	8.107.585	10.177.590
Movimientos en provisiones			
Incremento en provisiones existentes	509.057	8.042.684	8.551.741
Provisión utilizada	(308.197)	(7.777.704)	(8.085.901)
Total movimientos en provisiones	200.860	264.980	465.840
Saldo final al 31 de diciembre de 2020	2.270.865	8.372.565	10.643.430

Movimientos en provisiones	Por vacaciones del personal	Por beneficios anuales	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2019	1.868.850	7.963.604	9.832.454
Movimientos en provisiones			
Incremento en provisiones existentes	1.737.942	7.945.178	9.683.120
Provisión utilizada	(1.536.787)	(7.801.197)	(9.337.984)
Total movimientos en provisiones	201.155	143.981	345.136
Saldo final al 31 de diciembre de 2019	2.070.005	8.107.585	10.177.590

20.2. Otras provisiones corrientes

a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Otras provisiones corrientes	Corriente	
	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Otras provisiones (*)	8.121.205	7.270.720
Totales	8.121.205	7.270.720

(*) Corresponde a provisiones de multas y juicios.

b) El movimiento de las provisiones durante los años 2020 y 2019, es el siguiente:

Otras Provisiones a corto plazo		Por reclamaciones legales
		M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2020		7.270.720
Movimientos en provisiones		
Provisiones adicionales		1.006.803
Provisión no utilizada		(410.972)
Incremento en provisiones existentes		890.080
Provisión utilizada		(635.426)
Total movimientos en provisiones		850.485
Saldo final al 31 de diciembre de 2020		8.121.205

Otras Provisiones a corto plazo		Por reclamaciones legales
		M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2019		5.834.857
Movimientos en provisiones		
Provisiones adicionales		3.940.605
Provisión no utilizada		(1.131.094)
Decremento en provisiones existentes		923.113
Provisión utilizada		(2.296.761)
Total movimientos en provisiones		1.435.863
Saldo final al 31 de diciembre de 2019		7.270.720

20.3. 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 2020 y 2019, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicio	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Indemnizaciones por años de servicio	16.851.375	14.274.624
Totales	16.851.375	14.274.624

Desembolsos futuros

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida en el presente año ascienden a M\$1.053.825.

Duración de los compromisos

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones para la Sociedad y sus filiales corresponde a 11,2 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 y más años es como sigue:

AÑOS	M \$
1	1.053.825
2	994.723
3	834.758
4	973.022
5	839.499
6 a 10	5.240.154

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante los años 2020 y 2019, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2020	14.274.624
Costo por intereses	464.029
Costo del servicio del año	1.759.421
Pagos en el año	(297.951)
Variación actuarial por cambio tasa	651.252
Saldo al 31 de diciembre de 2020	16.851.375

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2019	10.986.262
Costo por intereses	533.518
Costo del servicio del año	1.275.301
Costo de periodos anteriores	(29.073)
Pagos en el año	(969.517)
Variación actuarial por cambio tasa	2.088.157
Bonos antigüedad	389.976
Saldo al 31 de diciembre de 2019	14.274.624

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

Gasto reconocido en el estado consolidado de resultados integrales	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Costo por intereses	464.029	533.518
Costo del servicio del año	1.759.421	1.275.301
Bonos antigüedad	-	389.976
Total Gasto reconocido en el estado de resultados	2.223.450	2.198.795
Pérdida actuarial neta plan de beneficios definidos	651.252	2.088.157
Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	2.874.702	4.286.952

d) Hipótesis actuariales utilizadas al 31 de diciembre de 2020.

Tasa de descuento (nominal)	3,21%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	4,50%
Tablas de mortalidad	RV H 2014 / RV M 2014
Tasa de rotación	2,0%
Edad de retiro	65 H / 60 M

e) Sensibilizaciones

Al 31 de diciembre de 2020, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de 1 punto porcentual en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

Sensibilización de la tasa de descuento	Disminución de 1%	Incremento de 1%
	M\$	M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos aumento / (disminución) de pasivo	2.218.223	(1.846.606)

Al 31 de diciembre de 2020, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de 1 punto porcentual en la tasa esperada de incremento salarial genera los siguientes efectos:

Sensibilización esperada de incremento salarial	Disminución de 1%	Incremento de 1%
	M\$	M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos (disminución) / aumento de pasivo	(1.771.023)	2.083.289

20.4. Juicios y multas

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

a) Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad y sus filiales, son los siguientes:

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapas Procesales	Monto M\$
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	5861-2015	Impugnación de tasación de servidumbre Hombres Buenos (Scheinhing y otros con SAESA) (*)	Pendiente Casación Corte Suprema	275.213
SAESA	Juzgado Policía Local de Llanquihue	70558-2016	Demandá por ley del consumidor (Perez con SAESA).	Pendiente en primera instancia	10.581
SAESA	Juzgado Cobranza Laboral Osorno	C-121-2016	Laboral/ ley Bustos (Care con Saesa).	Pendiente en primera instancia	50.000
SAESA	1° Juzgado Civil de Osorno	C-832-2017	Indemnización de perjuicios extracontractual (Fuentealba con SAESA).	Rechazada demanda	80.000
SAESA	1° Juzgado Civil de Osorno	C-231-2017	Colectiva Consumidor Temporales Junio (SERNAC con SAESA).	Pendiente Casación Corte Suprema	77.928
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	C-2444-2018	Juicio Hacienda (Fisco con SAESA) Conexión Vial Ruta 5 y Ruta 7	Segunda instancia confirma sentencia	135.092
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	C-2447-2018	Hacienda (Fisco con SAESA). Cruce Longitudinal Coinco	Acoge demanda. Pendiente sentencia Segunda instancia	10.280
SAESA	Juzgado de Letras de Victoria	C-143-2019	Indemnización perjuicios Regle con SAESA	Pendiente en primera instancia	110.000
SAESA	2° Juzgado Civil de Puerto Montt	C-1380-2019	Indemnización perjuicios Kristen con SAESA	Pendiente en primera instancia	98.432
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	C-1755-2019	Indemnización perjuicios fallecimiento Hector Ojeda (Barrientos y Otro con SAESA)	Pendiente en primera instancia	204.748
SAESA	2° Juzgado Civil de Valdivia	C-3785-2019	Indemnización perjuicios (Weksler Luis con SAESA)	Pendiente en primera instancia	106.619
SAESA	2° Juzgado Civil de Puerto Montt	C-4666-2019	Indemnización de perjuicios Accidente Coli y Otros con SAESA	Pendiente en primera instancia	800.000
SAESA	2° Juzgado Civil de Osorno	C-4408-2019	Indemnización de perjuicios Incendio Stange con SAESA	Pendiente en primera instancia	89.600
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	C-2733-2019	Indemnización de perjuicios Accidente Avarado con SAESA	Pendiente en primera instancia	144.732
SAESA	1° Juzgado Policía Local Osorno	4470-2020	Fredes Rodolfo con SAESA	Pendiente primera instancia	15.000
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	C-814-2020	Indemnización perjuicios Miranda Johanna con SAESA	Pendiente primera instancia	204.748
SAESA	2° Juzgado de Policía Local de Osorno	5406-2020	Indemnización perjuicios Ley consumidor Gebauer Radomir y Otros con SAESA	Pendiente primera instancia	14.000
SAESA	Juzgado de Letras de Ancud	C-470-2020	Indemnización perjuicios Hernández José con SAESA	Pendiente primera instancia	228.067
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Osorno	C-2229-2017	Indemnización de perjuicios Daños tala (Leonelli con FRONTEL)	Pendiente Casación Corte Suprema	13.680
FRONTEL	Juzgado de Letras de Santa Juana	C-30-2017	Indemnización perjuicios por responsabilidad extracontractual. Servidumbre. (Romero con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	95.000
FRONTEL	Juzgado de Policía Local de Carahue	33327-2017	Consumidor. Calidad Suministro (Saez y otros con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	19.635
FRONTEL	2° Juzgado Civil de Temuco	C-5015-2017	Demanda colectiva por ley del consumidor. Temporales Agosto (CONADECUS con FRONTEL)	Sentencia 1° instancia rechaza demanda, Pendiente Segunda instancia	Indeterminado
FRONTEL	Juzgado Policía Local de Santa Bárbara	29 casos (2018)	Consumidor Temporales agosto 2017 (29 casos con Frontel)	Pendiente en primera instancia	93.100
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Temuco	C-459-2018	Indemnización perjuicios Incendio (Navarrete con FRONTEL)	Pendiente en segunda instancia	93.400
FRONTEL	2° Juzgado Civil de Osorno	C-2228-2017	Demanda colectiva por ley del consumidor. Temporales de junio (SERNAC con FRONTEL).	Pendiente Casación Corte Suprema	899.688
FRONTEL	Juzgado Policía Local de Florida	966-2017	Consumidor. Calidad Suministro (Paredes con Frontel)	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Osorno	C-1772-2018	Indemnización perjuicios. Incendio/Las Totoritas. (Lavin con FRONTEL)	Se acoge demanda parcialmente. Pendiente segunda instancia	440.779
FRONTEL	Juzgado de Letras de Lautaro	C-497-2017	Indemnización perjuicios. Muerte por electrocución (Acaña y otra con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	400.000
FRONTEL	Juzgado de letras y Garantía Curacaotín	C-124-2018	Ley Indígena Restitución de terrenos e indemnización de perjuicios (Vielma y otros con Frontel)	Pendiente en primera instancia	60.000
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Osorno	C-449-2019	Indemnización de perjuicios Incendio (Cruces y otros con Frontel)	Rechaza incidente. Abandono del procedimiento. Pendiente en segunda instancia.	611.142
FRONTEL	Juzgado de Letras de Santa Bárbara	C-9-2019	Comodato Precario (Poblote Bernarda con Frontel)	Pendiente en primera instancia	Sin Monto
FRONTEL	Juzgado Policía Local Bulnes	97-2019	Consumidor (Soc. Medica e Inv. Trivica con Frontel)	Pendiente en primera instancia	55.000
FRONTEL	Juzgado de Letras de Nueva Imperial	C-88-2019	Precario (Pincheira Daisys con Frontel)	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
FRONTEL	Juzgado Letras de Bulnes	C-277-2019	Juicio Sumario Servidumbre (San Martín Pedro con Frontel)	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Osorno	C-2545-2019	Indemnización de perjuicios Incendio (Agrícola Victor Padilla EIRL con Frontel)	Pendiente en primera instancia	949.950
FRONTEL	Juzgado de Letras y Garantía Florida	11-2018	Querrela criminal incendio Lavin María con Frontel	No perseverar 25.6.19	Indeterminado
FRONTEL	Juzgado de Letras y Garantía Laja	679-2019	Querrela criminal incendio Arriagada A. Regina con Frontel	En investigación	Indeterminado
FRONTEL	Juzgado de Letras de Nueva Imperial	261-2019	Querrela criminal incendio Curihuica Zoila con Frontel	En investigación	Indeterminado
FRONTEL	Juzgado de Letras de Nueva Imperial	288-2019	Querrela criminal incendio Municipalidad de Chol Chol con Frontel	En investigación	Indeterminado
FRONTEL	2° Juzgado Civil de Temuco	C-5159-2019	Indemnización perjuicios Incendio "Figueroa Ramón con Frontel"	Pendiente en primera instancia	251.300
FRONTEL	Juzgado Letras y Garantía de Collipulli	C-225-2019	Indemnización de perjuicios "Riquelme Mirtha con Frontel"	Pendiente en primera instancia	40.000
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Temuco	C-5343-2019	Indemnización de perjuicios "Kaiser W. Juan con Frontel"	Pendiente en primera instancia	753.672
FRONTEL	Juzgado de Letras de Victoria	C-1011-2019	Indemnización de perjuicios "Regle María con Frontel"	Pendiente en primera instancia	110.000
FRONTEL	Juzgado Letras Nacimiento	C-149-2019	Responsabilidad extracontractual Catalán con Frontel	Pendiente en primera instancia	95.000
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Osorno	C-2078-2020	Indemnización de perjuicios Serv. y Asesorías Marítimas y Terrestres Ltda. con Frontel	Pendiente primera instancia	32.000
FRONTEL	Juzgado de Letras de Lautaro	C-330-2020	Indemnización de perjuicios Ruiz y Otros con Frontel	Pendiente primera instancia	70.492
FRONTEL	Juzgado de Letras de Lautaro	C-331-2020	Indemnización de perjuicios Comercial Puelo Ltda. con Frontel	Pendiente primera instancia	155.796
FRONTEL	Juzgado de Garantía Traiguén	861-2019	Querrela por daños	En investigación	Indeterminado
FRONTEL	Juzgado de Garantía de Angol	146-2020	Quere+HSIlla por Usurpación	En investigación	Indeterminado
FRONTEL	Juzgado de Garantía de Lautaro	768-2019	Querrela Criminal incendio Ruiz y Otros con Frontel	En investigación	Indeterminado
FRONTEL	Juzgado de Letras de Bulnes	C-445-2020	Cobro en Pesos Aravena R. María con Frontel	Pendiente primera instancia	6.300
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Temuco	C-4590-2020	Indemnización de perjuicios Incendio Bosques Cautín con Frontel	Pendiente primera instancia	666.571
FRONTEL	Juzgado Policía Local de Galvarino	183-2020	Ley consumidor Pezoa Corina con Frontel	Pendiente primera instancia	Indeterminado
FRONTEL	1° Juzgado del Trabajo Santiago	O-889-2020	Demanda Indemnización Perjuicios accidente del Trabajo Vega con Contreras Hermanos Ingeniería Eléctrica Ltda., Frontel y Otro	Pendiente primera instancia	291.780
FRONTEL	Juzgado del Trabajo de Chillán	O-607-2020	Demanda indemnización de perjuicios Accidente laboral Gajardo Luciano con Prom. Ltda y Frontel	Pendiente primera instancia	198.800
FRONTEL	Juzgado de Garantía de Pitrufquén	384-2019	Querrela incendio Rios Gonzalez Gloria contra NN	En investigación	Indeterminado
FRONTEL	Segundo Juzgado Tributario y Aduanero de Santiago	GR-16-00039-2020	Reclamación de Liquidaciones N°47 y N°48, Renta 2016 (FRONTEL con SII).	Pendiente proveído reclamo	104.910
FRONTEL	Segundo Juzgado Tributario y Aduanero de Santiago	GR-16-00038-2020	Reclamación de Resolución N°144, Renta 2017 (FRONTEL con SII).	Pendiente proveído reclamo	171.768
FRONTEL	Juzgado Tributario y Aduanero de Los Lagos	GR-12-00019-2020	Reclamación de Liquidaciones N°8 y N°9, Renta 2018 (FRONTEL con SII)	Pendiente dictación de sentencia definitiva.	444.605
EDELAYSEN	7° Juzgado Civil de Santiago	C-12102-2015	Indemnización de perjuicios extracontractual. No traslado de Postación. (Constructora San Felipe con EDELAYSEN)	Se rechazan demanda San Felipe y Reconvenional de Edelaysen.	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 en primera instancia.	
EDELAYSEN	2° Juzgado Civil de Puerto Montt	C-4386-2017	Hacienda. Ruta 7 Chaiten. (Fisco con EDELAYSEN)	Pendiente Casación Corte Suprema	76.916
EDELAYSEN	Juzgado del Trabajo de Rancagua	O-57-2019	Demanda Laboral Subsidiaria Tapia W. con Bufete Industrial Mantenición y Otros Edelaysen) 20 demandados	Pendiente primera instancia. Sentencia acoge demanda.	26.854
EDELAYSEN	Juzgado Letras de Chaitén	C-48-2020	Sumario Servidumbre Rodríguez Alonso con Edelaysen	Pendiente primera instancia	177.776
STS	Juzgado de Letras de Castro	C-2354-2017	Servidumbre. Reclamación tasación (Gerlach con STS)	Pendiente primera instancia	70.000
STS	2° Juzgado Civil de Osorno	C-1732-2020	Indemnización perjuicios Muerte electrocución Castillo con Serv. Construc. Rodríguez y Rodríguez Ltda. ENEX y STS.	Pendiente Casación Corte Suprema	716.410
STS	1° Juzgado Civil de Osorno	C-1735-2020	Indemnización perjuicios Muerte Electrocción (Garcés Marcela y Otros con STS)	Pendiente en primera instancia. Caso cubierto en poliza 10003922	280.000
STS	1° Juzgado Civil de Osorno	C-1742-2020	Indemnización perjuicios Muerte Electrocción (Garcés D. Dilan con STS)	Pendiente en primera instancia. Caso cubierto en poliza 10003922	120.000
STS	1° Juzgado Civil de Osorno	C-2954-2020	Indemnización perjuicios Muerte Electrocción (Mella Loyola Leopoldo con STS)	Pendiente en primera instancia. Caso cubierto en poliza 10003922	80.000
STS	2° Juzgado Civil de Osorno	C-3008-2020	Indemnización perjuicios Muerte Electrocción (Mella Solis Jorge con STS)	Pendiente en primera instancia. Caso cubierto en poliza 10003922	60.000
STS	Juzgado Tributario y Aduanero de Los Lagos	GR-12-00015-2020	Reclamación de Resolución N° 77320100406, IVA marzo y abril 2017 (STS con SII)	Pendiente dictación de sentencia definitiva.	40.000

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

Al 31 de diciembre de 2020, la Sociedad y sus filiales han 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 Consolidados, que incluye a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar que la Sociedad y sus filiales cuentan con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 2.000.

Para los casos en que la Administración y los abogados de la Sociedad y de sus filiales 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.

b) Multas

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

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
Multas cursadas en 2020 y pendientes de resolución					
SAESA	Res. Ex. 32.376 de fecha 14.04.2020	SEC	Incumplir obligaciones de mantención	Recurso de Reposición	25.515
FRONTEL	Res. Ex. 33.198 de fecha 25.08.2020	SEC	SAIDI 2019	Recurso de Reposición	755
FRONTEL	Res. Ex. 33.197 de fecha 25.08.2020	SEC	SAIDI 2019	Recurso de Reposición	3.019
FRONTEL	Res. Ex. 33.195 de fecha 25.08.2020	SEC	SAIDI 2019	Recurso de Reposición	50
STS	Res. Ex. 31.927 de fecha 24.02.2020	SEC	No mantener las instalaciones en buen estado Línea 66 KV Picarte- Corral	Recurso de Reposición	153.087
Multas pendientes de resolución de años anteriores					
SAESA	Res. Ex. 7719/08/31 de fecha 31.03.2008	DIR. TRABAJO	Laborales.	Pendiente Recurso de Reposición - Decaimiento AA	178
SAESA	Res. Ex. 954 de fecha 08.05.2014	VIALIDAD	Falta de permiso.	Excepciones	20.412
SAESA	Res. Ex. 1.428 de fecha 23.06.2015	VIALIDAD	Falta de permiso.	Excepciones	15.309
SAESA	Res. Ex. 27.023 de fecha 02.01.2019	SEC	Incumplir obligaciones de poda accidente Isla Tenglo	Pendiente Reposición	51.029
SAESA	Res. Ex. 27.006 de fecha 28.12.2018	SEC	Indices 2015-2016	Reclamo de Ilegalidad	213.199
FRONTEL	Res. Ex. 27.011 de fecha 28.12.2018	SEC	Indices 2015-2016	Reclamo de Ilegalidad	372.206
EDELAYSSEN	Res. Ex. 12.389 de fecha 17.02.2016	SEC	Calidad de Servicio.	Recurso de Reposición	10.206
LUZ OSORNO	Res. Ex. 299 de fecha 04.02.2013	VIALIDAD	No solicitar permiso para atravesio.	Pendiente Recurso de Reposición - Decaimiento AA	7.654
LUZ OSORNO	Res. Ex. 14.660 de fecha 04.08.2016	SEC	Calidad de Servicio.	Recurso de Reposición	10.206
STS	Res. Ex. 13.740 de fecha 31.05.2016	SEC	Falta de mantenimiento.	Recurso de Reposición	51.029
STS	Res. Ex. 24.250 de fecha 13.06.2018	SEC	Falla línea 66 KV Angol -Los Sauces	Reclamo de Ilegalidad	30.617
STS	Res. Ex. 31.316 de fecha 13.12.2019	SEC	Falta de mantenimiento.	Reclamo de Ilegalidad	163.293

Multas por calidad de servicio formuladas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

Con fecha 25 de agosto de 2020 la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante SEC aplicó sanciones por concepto calidad de servicio a varias empresas distribuidoras del país. Dentro de las sociedades multadas se encuentra la filial Frontel y otras empresas del Grupo Saesa, las cuales, son principalmente por exceder durante el periodo de un año el límite máximo de interrupciones en el suministro de servicio eléctrico establecido en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.

Considerando que Grupo Saesa ha trabajado fuertemente en un plan de inversiones desde el año 2017 a la fecha, lo que se ha traducido en una mejora permanente en los indicadores de calidad de suministro desde que comenzaron las inversiones hasta el actual período de evaluación (Enero 2019 a Diciembre 2019), se encuentra analizando los antecedentes asociados a las multas, de modo de recurrir a las instancias pertinentes con el fin de dejarlas sin efecto o rebajarlas considerablemente en atención a los argumentos indicados precedentemente, por lo que, a la fecha de hoy, el pago de una multa no es probable, y en caso que el escenario cambie y fuera probable un desembolso, no es posible estimar su monto de manera confiable.

Por lo anterior, no se han constituido provisiones por las multas SAIDI 2019.

21. Otros pasivos no financieros

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No Corrientes	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$	M\$	M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	40.654.650	45.599.380	-	-
Otras obras de terceros	10.049.740	10.610.045	-	-
Ingresos anticipados por venta de peajes	386.445	386.445	8.564.282	8.975.445
Otros pasivos no financieros no corrientes (*)	-	-	1.904.096	7.330.296
Totales	51.090.835	56.595.870	10.468.378	16.305.741

Las subvenciones 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 sus filiales, y se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.16.2.

(*) Incluye participación en Eletrans II S.A. por M\$ 2.104.981 al 31 de diciembre 2019 (Ver nota 36). Además considera la parte no corriente del valor a pagar de M\$ 1.696.926 y M\$ 5.025.879 al 31 de diciembre 2019, producto de la compra a Eléctrica Puntilla S.A. del 49,9% de las acciones que esta poseía en la Sociedad Sistema de Transmisión del Centro S.A. ("STC") por parte de STA. El valor total de la operación fue de US\$17.500.000 (diecisiete millones quinientos mil dólares estadounidenses).

El detalle de los ingresos anticipados por venta de peajes al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Clientes	Proyectos	Fecha Liquidación	Corriente		No corriente	
			31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
			M\$	M\$	M\$	M\$
Hidroensursur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	Tramo de línea 220 kV Antillanca-Barro Blanco	01/06/2042	91.929	91.929	1.884.555	1.976.483
Hidroensursur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	S/E Antillanca	01/06/2042	83.571	83.571	1.713.195	1.796.764
Hidroensursur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	Tramo de línea 110 kV Aihuapi – Antillanca.	01/06/2042	23.102	23.102	991.983	1.039.962
Hidroensursur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	Licán-Pilmaiquén	01/12/2043	27.537	27.537	612.471	640.008
Hidroensursur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	Tramo de línea 110 kV S/E Río Bonito - Aihuapi	01/08/2042	47.223	47.223	458.092	480.437
Hidroensursur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	Correntoso-Capullo	01/06/2045	16.371	16.371	400.851	417.222
Hidroensursur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	Casualidad-Licán	01/11/2046	14.852	14.852	395.732	410.585
Hidroensursur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	S/E Río Bonito y Paño Aihuapi	01/08/2042	17.397	17.397	360.086	377.482
Hidroensursur, Hidronalcas, Hidropalmar, Hidro Ensenada e Hidrobonito (*)	Otros proyectos		48.796	48.796	1.256.566	1.305.364
Eólica La Esperanza S.A. (**)	Conexión y peaje Parque Eólico La Esperanza a Subestación Negrete	31/03/2036	15.667	15.667	223.251	238.918
Parque Eólico Cabo Leones I S.A. (*)	Ampliación del Galpón GIS	31/12/2047	-	-	133.750	146.110
Ibereólica Cabo Leones II S.A. (*)	Ampliación del Galpón GIS	31/12/2047	-	-	133.750	146.110
Totales			386.445	386.445	8.564.282	8.975.445

(*) La amortización es a 30 años desde la puesta en marcha por cada tramo.

(**) La amortización es a 20 años desde la puesta en marcha por cada tramo.

22. Patrimonio

22.1. Patrimonio neto de la Sociedad

22.1.1. Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, el capital social de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. asciende a M\$385.906.755. El capital está representado por 100 acciones serie A y 79.573.672 acciones serie B, totalmente suscritas y pagadas.

Las acciones serie A tienen todos los derechos que la normativa vigente les confiere a las acciones ordinarias. Por su parte, las acciones serie B tienen todos los derechos que la normativa vigente les confiere a las acciones ordinarias, pero que gozan de la preferencia para convocar a juntas de Accionistas (tendrán el privilegio de

convocar juntas ordinarias y extraordinarias de Accionistas, cuando lo soliciten, a lo menos, el 5% de estas acciones) y la limitación para elegir Directores (no tendrán derecho a elegir Directores).

22.1.2. Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 30 de abril de 2020 se aprobó el pago de un dividendo final de \$413,8615318248 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019, lo que significó un pago total de M\$32.932.523. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 30 de mayo de 2020.

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 26 de abril de 2019 se aprobó el pago de un dividendo final de \$ 331,4445384617 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018, lo que significó un pago total de M\$26.374.292. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 24 de mayo de 2019.

En Junta Extraordinaria de Accionistas del día 21 de junio de 2019 se acordó el pago de un dividendo adicional de \$525,2987127467 por acción, con cargo a las utilidades retenidas de ejercicios anteriores, lo que significó un pago total de M\$41.800.000 por este concepto.

22.1.3. Otras reservas

El detalle al 31 de diciembre de 2020 de otras reservas, es el siguiente:

	Saldo al 01 de enero de 2020	Reservas por diferencias de conversión enero a diciembre de 2020	Reservas de cobertura	Reservas de pérdidas actuariales	Otras reservas varias	Saldo al 31 de diciembre de 2020
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	14.823.670	(3.106.412)	-	-	-	11.717.258
Reservas de cobertura negocios conjuntos, neta de impuesto	259	-	-	-	-	259
Reservas de cobertura, neta de impuesto	256.297	-	(148.556)	-	-	107.741
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales, netas de impuestos diferidos	(2.786.805)	-	-	(473.837)	-	(3.260.642)
Otras reservas varias	11.056.646	-	-	-	(835.411)	10.221.235
Efecto fusión STS y Sagesa (proforma)	9.870	-	-	-	-	9.870
Efecto fusión filiales 31.05.2011 (*)	19.506.605	-	-	-	-	19.506.605
Totales	42.866.542	(3.106.412)	(148.556)	(473.837)	(835.411)	38.302.326

Otras reservas varias por M\$11.056.646, están compuestas por M\$8.506.366 que corresponden a revalorización del capital pagado por el año 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), por M\$ 249.728 por efecto de la compra a Eléctrica Puntilla S.A. del 49,9% de las acciones que esta poseía en la Sociedad Sistema de Transmisión del Centro S.A. ("STC") por parte de Inversiones Los Lagos IV Limitada y por M\$2.300.552, por efecto de absorción de su filial Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., realizada el 5 de diciembre de 2008. Esta última operación fue tratada como unificación de intereses por corresponder a empresas bajo control común.

(*) El efecto por fusión de M\$19.506.605 se origina en la fusión por absorción de las sociedades filiales (Antigua Saesa y Antigua Frontel). Producto de lo anterior y de acuerdo a normas tributarias vigentes, se originaron beneficios tributarios que implicaron mayores activos por impuestos diferidos de M\$19.749.955, la diferencia por M\$243.350, corresponde al ajuste de participación de la Sociedad en Saesa y Frontel producto del canje de acciones, como consecuencia de la fusión materializada el 31 de mayo de 2011.

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

	Saldo al 01 de enero de 2019	Reservas por diferencias de conversión enero a diciembre de 2019	Reservas de cobertura	Reservas de pérdidas actuariales	Otras reservas varias	Saldo al 31 de diciembre de 2019
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	9.083.863	5.739.807	-	-	-	14.823.670
Reservas de cobertura negocios conjuntos, neta de impuesto	259	-	-	-	-	259
Reservas de cobertura, neta de impuesto	787	-	255.510	-	-	256.297
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales, netas de impuestos diferidos	(1.270.172)	-	-	(1.516.633)	-	(2.786.805)
Otras reservas varias	10.806.918	-	-	-	249.728	11.056.646
Efecto fusión STS y Sagesa (proforma)	9.870	-	-	-	-	9.870
Efecto fusión filiales 31.05.2011 (*)	19.506.605	-	-	-	-	19.506.605
Totales	38.138.130	5.739.807	255.510	(1.516.633)	249.728	42.866.542

22.1.4. Diferencias de conversión

El detalle de las sociedades filiales y de las sociedades relacionadas que presentan diferencias de conversión netas de impuestos al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Sociedad Generadora Austral S.A. (SGA)	2.568.724	2.962.502
SAGESA S.A.	5.056.597	7.193.502
Eletrans S.A. (*)	-	917.475
Eletrans II S.A. (*)	-	(272.083)
Eletrans III S.A. (*)	-	96.115
Sistema de Transmisión del Centro S.A. (STC) (**)	(1.956.812)	1.597.402
Sistema de Transmisión del Norte S.A. (STN)	1.411.056	2.682.673
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SATT)	58.561	306.090
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	(70.745)	(48.694)
Inversiones Los Lagos IV Ltda.	-	(611.312)
Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA)	4.649.877	-
Totales	11.717.258	14.823.670

(*) Con fecha 24 de junio 2020 se efectuó la venta de la participación de la filial Saesa en las sociedades Eletrans S.A., Eletrans II S.A. y Eletrans III S.A. en cada una de las cuales mantenía un 50% de participación accionaria, a la sociedad Chilquinta Energía S.A.

La reserva de conversión proviene de las diferencias de cambio que se originan en la conversión de las filiales o negocios conjuntos que tienen moneda funcional dólar estadounidense.

22.1.5. Ganancias Acumuladas

Los saldos de Ganancias Acumuladas al 31 de diciembre de 2020, es el siguiente:

	Utilidad líquida distribuible acumulada	Ajustes de primera Adopción no realizados	Ganancia acumulada
	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2020	24.574.266	373.036	24.947.302
Ganancia atribuibles a los propietarios de la controladora	141.805.989	-	141.805.989
Reverso provisión y pago de dividendo año anterior	(23.052.765)	-	(23.052.765)
Provisión dividendo mínimo del año	(42.541.797)	-	(42.541.797)
Saldo final al 31/12/2020	100.785.693	373.036	101.158.729

La utilidad distribuible del año 2020, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2020, esto es M\$141.805.989.

Los saldos de Ganancias Acumuladas al 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:

	Utilidad líquida distributable acumulada	Ajustes de primera Adopción no realizados	Ganancia acumulada
	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2019	56.779.518	373.036	57.152.554
Ganancia atribuibles a los propietarios de la controladora	32.932.524	-	32.932.524
Reverso provisión y pago de dividendo año anterior	(54.987.146)	-	(54.987.146)
Provisión dividendo mínimo del año	(9.879.758)	-	(9.879.758)
Tranferencia y otros cambios	(270.872)	-	(270.872)
Saldo final al 31/12/2019	24.574.266	373.036	24.947.302

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\$32.932.524.

22.2. Gestión de capital

El objetivo de la Sociedad y sus filiales 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.

22.3. Restricciones a la disposición de fondos

En virtud de los contratos de emisión de bonos que posee la Sociedad, el envío de flujo a sus accionistas está condicionado, al cumplimiento de las restricciones financieras mencionadas en la Nota 33 junto a que en una cuenta de reserva especial se tengan los flujos necesarios para el pago de sus obligaciones financieras por los próximos 12 meses. En virtud de lo anterior, la Administración tiene como objetivo realizar las operaciones de pago a sus accionistas en los períodos que hagan más eficiente el uso de los recursos de modo de disminuir los costos financieros asociados.

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019 la cuenta de reserva especial no tiene saldo.

22.4. Patrimonio de participaciones no controladores

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de no controladores en el patrimonio al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y los efectos en ganancia de los no controladores al 31 de diciembre de 2020 y 2019, son los siguientes:

RUT	Empresa	Participación en filiales		Patrimonio de filiales		Resultado de filiales		Participaciones no controladores Patrimonio		Participaciones no controladores Ganancia (Pérdida)	
		31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
		%	%	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	6,76268	6,76268	88.855.430	85.198.816	5.233.345	4.703.738	6.009.004	5.761.719	353.913	318.099
76.186.388-6	SAGESA S.A.	0,00133	0,00133	34.281.097	34.003.621	2.625.085	2.060.308	456	452	34	27
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	0,08363	0,08363	494.168.405	426.982.158	144.220.651	43.751.567	413.283	357.095	120.614	36.591
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	0,62626	0,62626	162.677.913	154.710.016	11.578.235	10.943.872	1.018.781	968.882	72.509	68.537
77.122.643-4	SOCIEDAD DE TRANSMISIÓN AUSTRAL S.A.	0,08003	0,08363	81.245.426	28.026.887	9.204.741	-	65.023	23.439	7.367	-
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA.	0,00000	0,07509	-	34.635.634	-	2.235.812	-	26.008	-	1.679
77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	0,00001	0,00001	150.119.752	152.417.268	14.315.768	15.562.666	9	9	1	1
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA.	0,00000	0,00290	-	642.618.600	-	56.645.318	-	18.612	-	1.641
76.440.111-5	SISTEMA DE TRANSMISION DEL CENTRO S.A.	0,00000	49,90000	24.936.370	25.747.598	526.396	170.998	-	-	-	156.469
								7.506.556	7.156.216	554.438	583.044

23. Ingresos

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Venta de Energía	521.942.373	494.026.439
Distribución	398.764.288	384.251.645
Residencial	179.106.234	154.402.015
Comercial	105.054.319	110.433.087
Industrial	44.016.197	46.908.396
Otros	70.587.538	72.508.147
Transmisión	59.491.558	61.059.550
Generación y Comercialización	63.686.527	48.715.244
Otros ingresos	7.283.363	6.130.430
Apoyos	526.426	404.047
Arriendo medidores	947.107	864.984
Cargo por pago fuera de plazo	4.534.494	3.495.802
Otros	1.275.336	1.365.597
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	529.225.736	500.156.869

Otros Ingresos, por naturaleza	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Construcción de obras y trabajos a terceros	27.425.477	23.384.248
Venta de materiales y equipos	22.518.507	22.113.406
Arrendamientos	3.119.630	2.110.829
Intereses créditos y préstamos	532.358	581.985
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	12.026.156	17.336.588
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	3.526.703	3.659.497
Otros Ingresos	2.681.561	2.031.452
Total Otros ingresos, por naturaleza	71.830.392	71.218.005

A continuación, se presenta la clasificación de ingresos ordinarios y otros ingresos al 31 de diciembre de 2020 y 2019, según la clasificación establecida por NIIF 15:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Reconocimientos de ingresos a lo largo del tiempo		
Venta de Energía Distribución	398.764.288	384.251.645
Transmisión	59.491.558	61.059.550
Generación y Comercialización	63.686.527	48.715.244
Otros ingresos	7.283.363	6.130.430
Total Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo	529.225.736	500.156.869
Total Ingresos reconocidos a través del tiempo	-	-
Total ingresos por actividades ordinarias	529.225.736	500.156.869

Otros ingresos, por naturaleza	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Reconocimientos de ingresos a lo largo del tiempo		
Arrendamientos	3.119.630	2.110.829
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	3.526.703	3.659.497
Otros Ingresos	2.681.561	2.031.452
Total Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo	9.327.894	7.801.778
Reconocimientos de ingresos en un punto del tiempo		
Venta de materiales y equipos	22.518.507	22.113.406
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	12.026.156	17.336.588
Total Ingresos reconocidos en un punto del tiempo	34.544.663	39.449.994
Reconocimiento de ingresos a través del tiempo		
Construcción de obras y trabajos a terceros	27.425.477	23.384.248
Intereses créditos y préstamos	532.358	581.985
Total Ingresos reconocidos a través del tiempo	27.957.835	23.966.233
Total otros ingresos, por naturaleza	71.830.392	71.218.005

24. Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Compras de energía y peajes	285.948.122	266.701.481
Combustibles para generación y materiales	39.926.300	45.389.788
Totales	325.874.422	312.091.269

25. Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	45.005.294	41.747.725
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	4.386.259	5.182.721
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	2.393.446	3.318.766
Activación costo de personal	(9.323.082)	(9.046.268)
Totales	42.461.917	41.202.944

26. Gasto por Depreciación y Amortización

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Gasto por Depreciación y Amortización	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Depreciaciones	37.378.686	34.461.149
Amortizaciones de Intangibles	889.435	1.111.231
Amortización de activos por derechos de uso	758.225	773.964
Totales	39.026.346	36.346.344

27. Ganancia (Pérdida) por deterioro

El detalle de los rubros referidos a deterioros por los años terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Ganancias (Pérdida) por deterioro	M\$	M\$
	M\$	M\$
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	8.341.553	3.302.693
Totales	8.341.553	3.302.693

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

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

No obstante lo anterior, debido a la pandemia del COVID-19, y las distintas medidas tomadas por el Gobierno y las empresas, se ha cancelado temporalmente la capacidad de las empresas de cortar el suministro por deuda para clientes con vulnerabilidad, pero no la condonación de esta. Lo anterior, se ha traducido en un aumento de los niveles de morosidad y crédito otorgados a los clientes, los que deberán ser regularizados una vez normalizada la contingencia a través del cobro normal de esta o de la repactación en cuotas. Adicionalmente se podrán aplicar las herramientas de cobro habituales, especialmente el corte de suministro.

28. Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Operación y mantenimiento sistema eléctrico	31.193.278	29.485.038
Sistema generación	4.494.334	4.478.339
Mantenimiento medidores, ciclo comercial	13.959.257	12.862.115
Operación vehículos, viajes y viáticos	1.955.561	2.604.520
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	1.288.096	530.506
Provisiones y castigos	442.003	570.709
Gastos de administración	17.651.793	16.377.061
Egresos por construcción de obras a terceros	17.854.324	13.869.816
Otros gastos por naturaleza	4.087.081	3.323.148
Totales	92.925.727	84.101.252

29. Resultados Financieros

El detalle de los ingresos y costos financieros al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Resultado Financiero	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	395.145	1.161.374
Total Ingresos Financieros	395.145	1.161.374
Gastos por préstamos bancarios	(2.505.193)	(1.310.685)
Gastos por bonos	(20.725.164)	(45.533.838)
Otros gastos financieros	(2.868.863)	(2.382.588)
Activación gastos financieros	5.157.553	4.515.762
Total Costos Financieros	(20.941.667)	(44.711.349)
Resultado por unidades de reajuste	(16.272.728)	(16.950.291)
Diferencias de cambio	(12.738.617)	11.529.217
Positivas	6.144.210	12.369.088
Negativas	(18.882.827)	(839.871)
Total Resultado Financiero	(49.557.867)	(48.971.049)

(*) Los gastos por bonos del año 2019, incluyen un costo de prepago de M\$19.600.940 producto del rescate anticipado y pago de los Bonos Serie D, efectuado el 13 de agosto de 2019.

30. Otras ganancias (pérdidas)

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Otras ganancias	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Ingresos por Enajenación de Activo Fijo	251.531	726.224
Egresos por Enajenación de Activo Fijo	(146.088)	(356.920)
Otros Ingresos Fuera de la Operación (*)	149.196.189	38.829
Otros Egresos/Ingresos (**)	(1.308.658)	(15)
Totales	147.992.974	408.118

(*) Corresponde a los ingresos obtenidos por la venta de los Negocios Conjuntos denominados ELETRANS S.A., ELETRANS II S.A. y ELETRANS III S.A. por M\$ 149.196.189, las cuales fueron transferidas el 24 de junio de 2020. (Ver Nota 36)

(**) Incluye egresos por M\$ 1.360.546 asociado a esta operación de venta.

31. Información por Segmento

El siguiente análisis de negocio y segmento es requerido por NIIF 8, Información Financiera por Segmentos, para ser presentado por las entidades cuyo capital o títulos de deuda se negocian públicamente o que están en proceso de la emisión de títulos de deuda pública en los mercados de valores.

Los segmentos operativos son definidos como componentes de una entidad para los cuales existe información financiera separada que es regularmente utilizada por la Administración para la toma de decisiones, como asignar recursos y para evaluar el desempeño.

El negocio de la Sociedad y filiales es analizado, desde una perspectiva de asignación de recursos y costos, en términos agregados consolidados. Esto, porque uno de los focos principales del negocio es el control de los gastos (siempre dentro del cumplimiento normativo que permita el buen desempeño de la Sociedad y sus filiales), en la medida que las tarifas están reguladas por Ley y aseguran un retorno estable para sus activos.

No obstante lo anterior, el informe de gestión también incluye un detalle desagregado según empresa, que permite visualizar de mejor manera los costos, y para efectos de consistencia para consolidación trata las participaciones en filiales en una sola línea a valor patrimonial proporcional, según el siguiente detalle:

ACTIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		STN		SATT		STC		STA	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES																		
Efectivo y equivalentes al efectivo	37.474.460	25.169.074	527.788	530.133	517.569	1.051.608	563.663	22.125	857.850	906.076	331.189	6.424	475.692	3.563	68.357	2.110	12.825	-
Otros activos financieros corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	147.556	350.683	-	-	-	-
Otros activos no financieros corrientes	356.955	189.790	17.161	4.310	733.315	268.979	-	-	214.937	121.645	49.465	110.728	72.068	7.380	49.385	6.665	-	
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	83.425.655	72.480.619	6.735.858	7.091.628	12.512.070	11.946.899	9.572.237	9.216.592	9.606.805	6.252.582	4.926.109	1.471.480	2.044.927	492.950	163.977	15.032	-	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	14.863.505	11.777.765	785	-	368.006	3.115.483	1.292.558	1.263.875	27.827	19.229	3.311.312	2.606.027	18.362	5.991	1.182	2.726.109	887.833	
Inventarios corrientes	22.453.688	16.483.821	99.017	99.017	2.878.457	2.067.790	-	-	2.408.585	2.216.269	2.022	-	-	-	-	-	-	
Activos por impuestos corrientes, corriente	93.362	93.362	388.302	379.728	4.325.907	4.240.778	47.997	94.725	3.126.528	1.447.051	14.918	43.388	5.946.346	4.644.704	4.988.758	5.227.821	162	
Total de activos corrientes distintos de los activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	158.666.625	126.194.432	7.768.911	8.103.138	21.335.324	22.691.537	11.476.455	10.597.317	16.242.332	10.962.852	8.635.015	4.238.047	8.704.951	5.505.271	5.271.659	5.252.820	2.739.096	887.833
Activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.						65.490.898												
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	158.666.625	126.194.432	7.768.911	8.103.138	21.335.324	22.691.537	11.476.455	10.597.317	16.242.332	10.962.852	8.635.015	4.238.047	8.704.951	5.505.271	5.271.659	5.252.820	2.739.096	887.833
ACTIVOS NO CORRIENTE																		
Otros activos financieros no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros activos no financieros, no corrientes	507	507	-	-	-	-	-	-	1.059	-	9.000	-	-	-	-	-	-	-
Cuentas por cobrar no corrientes	3.290.118	6.309.511	91.310	149.880	394.924	615.036	2.280.340	1.505.883	388.432	605.556	-	26.721	-	-	-	3.034	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no Corriente	15.491.150	15.090.538	-	2.010.000	-	13.909.718	2.147.282	2.506.000	14.171.376	17.661.692	-	-	2.864.052	-	-	-	40.745	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	250.327.145	254.748.414	-	-	2.395.073	2.203.294	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	107.377.566	28.008.145
Activos intangibles distintos de la plusvalía	3.255.135	3.976.617	510.166	510.166	17.349.899	17.122.314	-	-	146.757	146.807	-	-	-	-	10.741.280	11.312.225	-	
Plusvalía	174.416.006	174.416.006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Propiedades, planta y equipo	246.555.855	207.632.791	22.833.149	19.721.320	272.973.826	240.158.179	-	-	80.656.465	73.806.044	43.446.264	44.980.263	73.536.264	67.069.336	43.347.464	46.103.703	-	
Derechos de Uso	1.296.004	552.656	-	-	-	-	-	-	52.249	58.189	75.457	-	-	-	11.145	11.266	-	
Activos por impuestos diferidos	4.977.048	4.470.262	331.827	271.225	3.487.773	3.553.389	100.633	107.071	407.059	365.454	5.680.482	6.269.334	4.974	285.550	4.710.357	2.807.850	-	
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	699.610.968	667.197.302	23.766.452	22.662.591	296.601.495	277.661.930	4.528.253	4.118.954	95.824.397	92.644.801	49.211.203	51.276.318	76.405.290	67.354.886	58.810.246	60.238.078	107.418.311	28.008.145
TOTAL ACTIVOS	858.277.593	793.391.734	31.535.363	30.765.729	317.936.819	365.844.365	16.004.710	14.716.271	112.065.729	103.607.653	57.846.218	55.514.365	85.110.241	72.860.157	64.081.905	65.490.898	110.157.407	28.895.978
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS																		
PASIVOS CORRIENTES																		
Otros pasivos financieros corrientes	1.196.808	1.165.503	-	-	679.897	662.113	-	-	-	-	-	-	5.000.546	10.003.592	-	-	-	-
Pasivos por Arrendamientos, Corrientes	405.464	285.403	-	-	-	-	-	-	15.056	22.967	36.806	-	-	-	8.187	7.663	-	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	52.262.409	60.707.442	2.976.203	3.988.827	10.227.333	16.049.539	8.363.014	8.411.500	5.630.938	4.676.596	1.570.666	1.069.733	2.753.873	2.728.019	401.970	351.149	3.051.810	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	45.269.712	15.361.050	3.434.327	3.081.351	8.912.925	7.286.805	1.336.567	1.121.954	2.992.239	1.585.573	835.034	414.165	4.496.765	1.315.779	4.233.240	3.188.818	597.949	
Otras provisiones corrientes	2.563.698	2.612.572	237.837	292.597	451.704	265.748	-	-	406.145	288.677	-	-	-	-	-	-	-	
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	36.943.218	4.288.907	1.050.107	1.075.785	16.379	1.634.955	403.462	-	607.311	2.126	289.732	120.803	507.480	321	2.079	1.765	572.208	
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	5.504.822	5.167.410	199.647	188.227	1.147.099	1.079.303	-	-	529.237	557.572	272.894	262.091	-	-	128.570	124.425	-	
Otros pasivos no financieros corrientes	28.589.372	31.969.283	2.604.804	2.809.698	728.201	728.201	-	-	3.044.709	1.671.103	-	-	-	-	-	-	-	
Pasivos incluidos en Grupo de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.						39.743.300												
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	172.735.503	121.557.570	10.502.925	11.386.485	22.163.538	67.449.964	10.103.043	9.533.454	13.225.635	9.004.614	3.005.132	1.866.792	9.566.027	17.228.697	1.856.585	4.718.236	6.812.836	869.091
PASIVOS NO CORRIENTES																		
Pasivos por Arrendamientos, No Corrientes	926.068	304.590	-	-	-	-	-	-	30.838	36.944	39.493	-	-	-	4.129	4.105	-	
Otros pasivos financieros no corrientes	157.750.562	153.902.596	-	-	117.546.212	114.481.026	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corriente	14.171.376	73.359.395	364.000	-	7.511.435	-	-	-	-	-	22.545.953	22.354.700	54.388.105	53.001.822	32.866.062	32.734.303	20.402.219	
Pasivo por impuestos diferidos	9.587.948	7.599.917	2.214.671	2.036.874	27.822.446	25.857.621	-	-	9.375.351	8.869.802	8.410.074	8.132.509	795.129	507.544	4.361.524	2.251.473	-	
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	8.904.454	7.548.873	256.263	205.714	1.823.638	1.473.300	-	-	546.954	467.207	178.854	148.654	-	-	57.235	35.183	-	
Otros pasivos no financieros no corrientes	33.277	2.136.635	924	816	8.188.208	8.555.544	-	-	31.521	30.270	-	-	-	-	-	1.696.926	-	
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	191.373.685	244.852.006	2.835.858	2.243.404	162.891.939	150.367.491	-	-	9.984.664	9.404.223	31.174.374	30.635.863	55.183.234	53.509.366	37.288.950	35.025.064	22.099.145	-
TOTAL PASIVOS	364.109.188	366.409.576	13.338.783	13.629.889	185.055.477	217.817.455	10.103.043	9.533.454	23.210.299	18.408.837	34.179.506	32.502.655	64.748.261	70.738.063	39.145.535	39.743.300	28.911.981	869.091
TOTAL PATRIMONIO NETO	494.168.405	426.982.158	18.196.580	17.135.840	132.881.342	148.026.910	5.901.667	5.182.817	88.855.430	85.198.816	23.666.712	23.011.710	20.360.980	2.122.094	24.936.370	25.747.598	81.245.426	28.026.887
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	858.277.593	793.391.734	31.535.363	30.765.729	317.936.819	365.844.365	16.004.710	14.716.271	112.065.729	103.607.653	57.846.218	55.514.365	85.110.241	72.860.157	64.081.905	65.490.898	110.157.407	28.895.978

ACTIVOS	FRONTEL		SAGESA		CABO LEONES		SAESA TRANSMISION		FRONTEL TRANSMISION		EMPRESAS HOLDING		TOTALES	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES														
Efectivo y equivalentes al efectivo	3.864.885	3.602.075	126.989	16.901	53.355	6.845	517.569	-	-	-	78.465	41.147	44.953.087	31.358.081
Otros activos financieros corrientes	-	-	-	-	-	-	733.315	-	-	-	-	-	147.556	350.683
Otros activos no financieros corrientes	356.762	348.994	312.756	145.849	28.905	11.774	-	-	-	-	-	-	2.191.709	1.216.114
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	60.764.311	56.205.181	641.332	978.890	7.349.588	173.417	15.581.596	-	2.799.398	-	-	-	197.742.669	166.326.270
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	369.113	902.549	3.284.627	1.232.721	1.000	-	368.906	-	-	-	-	-	2.263	589.905
Inventarios corrientes	14.379.656	10.600.357	792.102	1.052.906	-	-	2.878.457	-	-	-	51.288.871	42.512.678	43.013.527	32.518.482
Activos por Impuestos corrientes, corriente	3.813.720	3.024.862	9.188	559.071	-	-	4.325.907	-	-	-	10.970.982	6.530.494	33.726.170	26.285.984
Total de activos corrientes distintos de los activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	83.548.447	74.685.018	5.166.994	3.986.338	7.432.848	192.036	24.404.850	-	2.799.398	-	62.338.318	49.084.319	321.776.981	258.645.519
Activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.														
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	83.548.447	74.685.018	5.166.994	3.986.338	7.432.848	192.036	24.404.850	-	2.799.398	-	62.338.318	49.084.319	321.776.981	258.645.519
ACTIVOS NO CORRIENTE														
Otros activos financieros no corrientes	-	-	5.072.099	4.278.351	-	-	-	-	-	-	-	-	5.072.099	4.278.351
Otros activos no financieros, no Corrientes	-	-	50.000	1.110	29.960	-	-	-	-	-	-	-	90.526	32.636
Cuentas por cobrar no corrientes	3.000.608	4.792.779	21.772	64.681	4.297.817	-	394.924	-	-	-	-	-	9.467.504	18.370.898
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente	-	250.000	19.400.055	20.329.062	-	-	-	-	-	-	256.061.403	193.751.942	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	174.388	174.847	1.450.766	1.447.923	-	-	2.395.074	-	-	-	736.629.750	1.333.107.952	-	6.605.210
Activos intangibles distintos de la plusvalía	7.632.543	7.517.543	180.782	193.198	2.479.782	2.651.367	35.099.665	-	3.666.570	-	-	-	59.534.754	60.668.647
Plusvalía	57.029.460	57.029.460	-	-	-	-	66.109.123	-	9.609.528	-	-	-	231.445.466	231.445.466
Propiedades, planta y equipo	259.673.933	220.424.843	47.963.770	50.468.636	31.762.148	34.115.636	276.960.594	-	43.875.619	-	-	-	1.122.749.138	1.004.480.751
Derechos de Uso	2.099.443	1.740.474	-	-	90.017	90.715	-	-	1.186.519	-	-	-	3.626.315	2.453.300
Activos por impuestos diferidos	3.240.860	2.651.706	6.886.942	7.311.558	3.861.824	2.934.773	3.487.773	-	108.061	-	2.394.648	1.687.984	35.784.427	32.716.156
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	332.851.235	294.581.652	80.726.186	84.094.519	38.223.731	44.120.268	384.447.153	-	58.446.298	-	995.085.801	1.528.547.878	1.467.770.229	1.361.051.415
TOTAL ACTIVOS	416.399.682	369.266.670	85.893.180	88.080.857	45.656.579	44.312.304	408.852.004	-	61.245.696	-	1.057.424.119	1.577.632.197	1.789.547.210	1.619.696.934

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	FRONTEL		SAGESA		CABO LEONES		SAESA TRANSMISION		FRONTEL TRANSMISION		EMPRESAS HOLDING		TOTALES	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES														
Otros pasivos financieros corrientes	5.881.485	52.945.742	-	-	10.001.092	18.034.320	679.897	-	-	-	35.259.369	45.162.591	58.019.197	127.973.861
Pasivos por Arrendamientos, Corrientes	386.777	330.030	-	-	8.189	7.894	-	-	143.482	-	-	-	860.479	653.957
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	42.347.359	42.570.757	2.604.616	3.233.385	240.631	354.390	10.254.625	-	36.938	-	308.104	3.461.358	132.738.926	147.552.724
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	6.239.796	5.304.453	817.325	1.074.890	749.532	675.085	4.641.556	-	-	-	45.377.803	30.036.358	44.223.991	11.534.199
Otras provisiones corrientes	4.458.135	3.810.158	3.686	968	-	-	451.704	-	-	-	-	-	8.121.205	7.270.720
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	27.494	889.762	4.078	4.395	65.352	63.809	9.753.697	-	-	-	62	163.708	40.488.962	8.517.443
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	2.673.018	2.606.662	188.143	191.900	-	-	1.147.099	-	-	-	-	-	10.143.430	10.177.590
Otros pasivos no financieros corrientes	15.276.374	18.166.445	847.375	1.051.140	-	-	728.201	-	15.667	-	-	-	51.090.835	56.595.870
Pasivos Incluidos en Grupo de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.														
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	77.290.438	126.624.009	4.465.223	5.556.678	11.064.796	19.135.498	27.656.779	-	196.087	-	80.945.338	78.824.015	346.187.025	370.276.364
PASIVOS NO CORRIENTES														
Pasivos por Arrendamientos, No Corrientes	1.893.114	1.563.592	-	-	91.933	91.048	-	-	1.220.012	-	-	-	2.985.575	2.000.279
Otros pasivos financieros no corrientes	58.882.233	33,416,629	-	-	-	-	117,546,212	-	-	-	352,178,989	342,980,828	686,357,996	644,781,079
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corriente	94,570,011	35,372,511	38,329,138	39,061,051	28,159,274	20,329,062	7,511,435	-	40,000,000	-	98,374,817	19,241,421	101,506,327	29,945,313
Pasivo por impuestos diferidos	15,982,557	13,134,758	8,587,141	9,247,592	4,622,162	3,016,408	28,673,067	-	5,332,057	-	557,165	585,221	92,316,168	81,236,719
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	4,853,864	4,184,246	230,113	211,447	-	-	1,823,638	-	-	-	-	-	16,851,375	14,274,624
Otros pasivos no financieros no corrientes	249,552	263,909	468	468	267,502	292,220	8,188,208	-	223,251	-	-	5,025,879	10,468,378	16,305,741
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	176,431,331	87,932,645	47,146,860	48,520,558	33,140,871	23,728,738	163,742,560	-	46,775,320	-	451,110,971	367,833,349	910,485,819	788,543,755
TOTAL PASIVOS	253,721,769	214,556,654	51,612,083	54,077,236	44,205,667	42,864,236	191,399,339	-	46,971,407	-	532,056,309	446,657,364	1,256,672,844	1,158,820,119
TOTAL PATRIMONIO NETO	162,677,913	154,710,016	34,281,097	34,003,621	1,450,912	1,448,068	217,452,664	-	14,274,289	-	525,367,810	1,130,974,833	532,874,366	460,876,815
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	416,399,682	369,266,670	85,893,180	88,080,857	45,656,579	44,312,304	408,852,003	-	61,245,696	-	1,057,424,119	1,577,632,197	1,789,547,210	1,619,696,934

Estado Resultados Integrales	SAESA		LUZ OSORNO		STS		STC		EDELAYSEN		ELIMINACIÓN		SAESA CONSOLIDADO		STN		SATT		SGA		
	01/01/2020 al 31/12/2020	01/01/2019 al 31/12/2019																			
	M\$	M\$																			
Ganancia (Pérdida)																					
Ingresos de actividades ordinarias	250.653.093	240.811.909	21.342.518	20.196.478	32.822.070	36.003.031	3.083.771	3.739.509	26.444.814	23.654.913	-	(15.256.350)	331.262.495	347.649.735	7.420.228	6.630.047	4.848.153	3.265.776	33.383.920	28.604.422	
Otros ingresos	37.748.946	40.492.507	2.297.499	2.489.877	1.225.699	1.001.556	94.546	44	2.305.876	3.065.052	-	-	43.578.020	47.801.765	4.017.067	693.712	29.830	14.896	49.341	44.121	
Materias primas y consumibles utilizados	(186.205.854)	(184.824.741)	(13.104.072)	(12.979.067)	(448.271)	(541.544)	-	-	(9.137.021)	(9.060.414)	-	15.256.350	(208.895.218)	(219.516.045)	(2.752.259)	-12.546	-	-	(31.963.423)	(27.354.083)	
Gastos por beneficios a los empleados	(17.089.222)	(16.330.242)	(874.064)	(794.008)	(3.586.964)	(3.495.092)	(220.263)	-212.206	(2.698.636)	(2.824.263)	-	-	(24.248.886)	(24.699.047)	(960.527)	(1.043.236)	-	-	-	-	
Gasto por depreciación y amortización	(11.548.522)	(10.747.081)	(1.028.892)	(941.943)	(4.895.892)	(4.490.601)	(1.188.325)	-1.067.709	(2.911.838)	(2.929.780)	-	-	(20.385.144)	(22.932.847)	(2.522.532)	(2.329.543)	(476.616)	(426.190)	-	-	
Otros gastos, por naturaleza	(42.491.611)	(37.293.238)	(2.825.984)	(2.511.774)	(4.982.302)	(4.894.377)	(479.084)	(298.401)	(7.191.497)	(6.526.895)	-	-	(57.491.394)	(52.538.588)	(800.858)	(835.357)	(307.067)	(183.876)	30.424	5.330	
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros	(4.725.277)	(1.494.339)	(302.545)	(88.455)	107.170	(105.878)	-	-	(406.605)	(125.031)	-	-	(5.327.257)	(1.980.893)	6.131	(12.851)	(7.928)	(5.436)	(3.926)	(148.903)	
Otras ganancias (pérdidas)	147.707.888	290.520	4.350	(7.577)	3.014.128	56.833	-	-	4.998	275	-	-	150.731.364	340.051	-	-	-	-	-	-	
Ingresos financieros	711.779	2.111.228	24.123	42.793	85.047	1.149.847	2.632	828	245.445	627.959	(208.966)	(1.696.942)	857.429	2.334.781	6.923	4.535	13.454	656	54.987	93.877	
Costos financieros	(5.931.180)	(8.035.939)	(11.704)	(9.505)	(1.457.835)	(1.733.539)	(1.241.273)	(1.837.814)	(4.655)	(3.112)	208.966	1.696.942	(7.196.408)	(11.991.463)	(756.967)	(1.122.125)	(823.007)	(946.371)	(4.239)	-	
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	23.803.723	25.311.440	-	-	177.839	213.311	-	-	-	-	(23.199.373)	(23.926.250)	782.189	1.598.501	-	-	-	-	-	-	
Diferencias de cambio	(2.489.803)	2.731.639	-214	4	(378.887)	(28.192)	506.816	(274.632)	(4.626)	(5.335)	-	-	(2.873.530)	760.530	50.928	(198.076)	1.040.890	(775.660)	531.419	(689.218)	
Resultados por unidades de reajuste	(3.583.075)	(4.458.612)	10.661	19.917	(2.988.495)	(2.936.017)	150.270	151.125	68.316	41.179	-	-	(6.492.593)	(6.935.510)	1.023	1.405	134.100	234.433	5.656	11.060	
Ganancia antes de impuestos	186.560.885	48.555.051	5.531.676	5.416.740	18.693.307	20.199.338	709.090	200.744	6.714.571	5.914.548	(23.199.373)	(23.926.250)	194.301.067	59.890.970	3.709.157	1.775.965	4.451.809	1.178.228	2.084.159	566.606	
(Gasto) Ingreso por impuestos, operaciones continuadas	(42.340.234)	(7.077.871)	(1.445.357)	(1.435.647)	(4.377.539)	(4.636.672)	(182.694)	(29.746)	-1.481.226	-1.210.810	-	-	(49.644.356)	(15.519.225)	(959.318)	(507.867)	(1.149.806)	(346.574)	(518.915)	(274.038)	
Ganancia procedente de operaciones continuadas	144.220.651	41.487.180	4.086.319	3.981.093	14.315.768	15.562.666	526.396	170.998	5.233.345	4.703.738	(23.199.373)	(23.926.250)	144.656.711	44.371.745	2.749.839	1.268.098	3.302.003	821.654	1.565.244	292.568	
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas		2.264.387																			
Ganancia (pérdida)	144.220.651	43.751.567	4.086.319	3.981.093	14.315.768	15.562.666	526.396	170.998	5.233.345	4.703.738	(23.199.373)	(23.926.250)	144.656.711	44.371.745	2.749.839	1.268.098	3.302.003	831.654	1.565.244	292.568	

Estado Resultados Integrales	STA		FRONTEL		SAGESA		CABO LEONES		EMPRESAS HOLDING		ELECTRICAS CONSOLIDADO	
	01/01/2020 al 31/12/2020	01/01/2019 al 31/12/2019										
	M\$											
Ganancia (Pérdida)												
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	159.360.503	150.726.145	9.939.871	9.619.034	4.246.766	3.647.844	(21.309.438)	(11.485.888)	529.225.736	500.156.869
Otros ingresos	-	-	21.641.346	22.439.135	2.227.690	838.429	181.085	128.233	11.467	10.444	71.830.392	71.218.005
Materias primas y consumibles utilizados	-	-	(103.048.937)	(100.237.756)	(3.534.556)	(3.823.356)	-	-	22.555.777	11.485.888	(325.874.422)	(312.091.269)
Gastos por beneficios a los empleados	-	-	(16.250.139)	(15.758.071)	(781.561)	(745.613)	(541)	(214)	-	-	(42.461.917)	(41.202.944)
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(10.345.356)	(9.164.443)	(3.201.469)	(3.440.572)	(906.904)	(808.482)	-	-	(39.026.346)	(36.346.344)
Otros gastos, por naturaleza	(19.710)	-	(29.680.445)	(27.500.703)	(3.801.024)	(3.756.377)	(257.553)	(243.651)	(119.016)	(61.931)	(92.925.727)	(84.101.252)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros	-	-	(2.995.889)	(1.318.204)	(12.684)	(3.596)	-	-	-	-	(8.341.553)	(3.302.693)
Otras ganancias (pérdidas)	171.883	-	71.856	67.600	-	467	-	-	(2.982.129)	-	147.992.974	408.118
Ingresos financieros	1.446	-	41.473	122.458	672.530	1.419.138	-	1.786	(7.296.683)	(2.760.362)	395.145	1.161.374
Costos financieros	(616.964)	-	(2.456.844)	(2.492.635)	(1.905.754)	(2.079.689)	(1.215.802)	(1.740.686)	1.316.545	(25.550.732)	(20.941.667)	(44.711.349)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	10.649.855	-	20.092	19.950	2.063.848	1.700.886	-	-	(13.127.655)	(4.112.864)	604.351	1.470.860
Diferencias de cambio	(249.940)	-	247.384	(78.762)	901.724	2.131.526	700.212	1.393.469	(13.594.520)	7.322.451	(12.738.617)	11.529.217
Resultados por unidades de reajuste	317	-	(986.041)	(1.310.887)	187.699	260.858	-	68	(9.273.159)	(8.964.820)	(16.272.728)	(16.950.291)
Ganancia antes de impuestos	9.936.887	-	15.619.003	15.513.827	2.756.314	2.121.135	2.747.263	2.378.367	(43.818.811)	(34.117.814)	191.465.621	47.238.301
(Gasto) Ingreso por impuestos, operaciones continuadas	-	-	(4.040.767)	(4.569.955)	(131.434)	(60.997)	(683.210)	(677.311)	9.048.673	5.150.342	(49.105.194)	(13.722.733)
Ganancia procedente de operaciones continuadas	9.936.887	-	11.578.236	10.943.872	2.624.880	2.060.138	2.064.053	1.701.056	(34.770.138)	(28.967.472)	142.360.427	33.515.568
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuadas												
Ganancia (pérdida)	9.936.887	-	11.578.236	10.943.872	2.624.880	2.060.138	2.064.053	1.701.056	(34.770.138)	(28.967.472)	142.360.427	33.515.568

32. Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales incurridos al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Empresa que efectúa el desembolso	Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/12/2020	31/12/2019
			M\$	M\$
Saesa	Evaluación plan de manejo	Inversión	39.929	10.149
Saesa	Asesorías medioambientales	Costo	6.710	7.431
Saesa	Gestión de residuos	Costo	9.004	13.594
Saesa	Reforestaciones	Inversión	69.786	59.573
Saesa	Otros gastos medioambientales	Costo	1.228	1.772
STS	Evaluación plan de manejo	Inversión	3.268	1.526
STS	Asesorías medioambientales	Costo	1.212	-
STS	Gestión de residuos	Costo	11.421	59
STS	Reforestaciones	Inversión	60.591	777
STS	Otros gastos medioambientales	Costo	-	852
STS	Proyectos de inversión	Inversión	331.269	579.471
Edelaysen	Evaluación plan de manejo	Inversión	8.083	-
Edelaysen	Asesorías medioambientales	Costo	-	2.037
Edelaysen	Gestión de residuos	Costo	41.458	40.203
Edelaysen	Reforestaciones	Inversión	1.925	5.827
Edelaysen	Otros gastos medioambientales	Costo	140	468
Edelaysen	Proyectos de inversión	Inversión	-	1.103
Frontel	Evaluación plan de manejo	Inversión	8.941	-
Frontel	Asesorías medioambientales	Costo	133	1.029
Frontel	Gestión de residuos	Costo	1.451	1.114
Frontel	Reforestaciones	Inversión	15.222	2.679
Frontel	Otros gastos medioambientales	Costo	108	1.114
Frontel	Proyectos de inversión	Inversión	28.842	4.855
Sagesa	Evaluación plan de manejo	Inversión	705	493
Sagesa	Gestión de residuos	Costo	7.451	19.593
Sagesa	Proyectos de inversión	Inversión	-	4.270
STC	Proyectos de inversión	Inversión	398.944	626.136
SATT	Proyectos de inversión	Inversión	232.401	136.555
		Totales	1.280.222	1.522.680

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

33. Garantías Comprometidas con Terceros, Otros Activos Financieros no Corrientes

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 2020, son las siguientes:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Activos comprometidos			2021 M\$	2022 M\$	2023 M\$	2024 M\$	2025 M\$
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Total M\$					
Gobierno Regional de Aysén	EDELAYSEN	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	2.292.696	442.485	1.850.211	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	EDELAYSEN	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	1.317.818	1.317.818	-	-	-	-
Director de Vialidad	EDELAYSEN	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	178.666	74.187	104.479	-	-	-
Director Regional de Vialidad Región de Aysén	EDELAYSEN	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	37.501	-	21.803	15.698	-	-
Ministerio de Bienes Nacionales	ELECTRICAS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	294.343	294.343	-	-	-	-
Sodexo Chile SPA	ELECTRICAS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	39.350	39.350	-	-	-	-
Ministerio de Energía	ELECTRICAS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	128.497	128.497	-	-	-	-
San Andrés SPA	ELECTRICAS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	277.271	277.271	-	-	-	-
Gobierno Regional de la Araucanía	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	9.741.993	5.156.153	1.518.902	3.066.939	-	-
Gobierno Regional del Bío Bío	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	6.766.614	5.963.172	773.251	30.191	-	-
EBCO S.A.	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	19.799	19.799	-	-	-	-
Copelec Limitada	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	2.783	-	-	2.783	-	-
Ilustre Municipalidad de Cañete	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	2.131	2.131	-	-	-	-
Serviu Región de La Araucanía	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	298.222	298.222	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Lota	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	67.449	67.449	-	-	-	-
Director Regional de Vialidad Región del Bío Bío	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	961.879	460.212	393.787	107.880	-	-
Municipalidad de Temuco	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	155.701	155.701	-	-	-	-
Director Regional de Vialidad Región de La Araucanía	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	2.083.110	1.411.324	589.517	82.269	-	-
Director Regional de Vialidad Región del Nuble	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	138.462	104.421	31.280	2.762	-	-
Ministerio de Energía	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	1.222.834	611.417	611.417	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	LUZ OSORNO	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	2.974.889	1.963.745	1.011.145	-	-	-
Director de Vialidad	LUZ OSORNO	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	854.435	595.506	217.388	41.542	-	-
Director de Vialidad	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	1.325	1.325	-	-	-	-
Gobierno Regional de Aysén	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	45.283	45.283	-	-	-	-
Gobierno Regional de la Araucanía	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	184.517	111.415	73.102	-	-	-
Gobierno Regional de los Ríos	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	14.415.557	9.835.054	2.433.900	2.146.603	-	-
Gobierno Regional de Magallanes y Antártica Chilena	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	38.632	38.632	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Arica	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	218.120	-	-	-	218.120	-
Ilustre Municipalidad de Cabreño	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	83.641	-	83.641	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Carahue	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	26.902	-	-	-	-	26.902
Ilustre Municipalidad de Codegua	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	8.787	8.787	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Colihueco	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	14.391	-	-	-	-	14.391
Ilustre Municipalidad de Collipulli	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	31.891	-	-	-	-	31.891
Ilustre Municipalidad de Futrono	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	2.893	2.893	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Lautaro	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	14.151	-	-	-	-	14.151
Ilustre Municipalidad de Lebu	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	32.920	-	-	-	-	32.920
Ilustre Municipalidad de Mulchén	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	59.091	-	59.091	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Penco	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	38.743	-	-	-	-	38.743
Ilustre Municipalidad de Portezuelo	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	7.789	-	-	-	-	7.789
Ilustre Municipalidad de Purranque	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	2.478	1.652	826	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Putre	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	3.697	-	-	-	3.697	-
Ilustre Municipalidad de Raqui	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	7.862	-	-	-	-	7.862
Ilustre Municipalidad de Saavedra	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	7.862	-	-	-	-	7.862
Ilustre Municipalidad de San Juan de la Costa	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	50.872	50.872	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de San Nicolás	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	13.433	-	-	-	-	13.433
Ilustre Municipalidad de Tinguí	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	10.935	-	-	-	-	10.935
Ilustre Municipalidad de Yungay	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	6.760	-	-	-	-	6.760
Ministerio de Bienes Nacionales	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	2.741	-	-	2.741	-	-
Municipalidad de Ancud	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	86.684	-	-	86.684	-	-
Municipalidad de Cochamó	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	10.505	-	-	-	-	-
Municipalidad de Fresia	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	37.922	37.922	-	-	-	-
Municipalidad de Mejillones	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	45.825	-	-	-	-	45.825
Gobierno Regional de Los Lagos	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	11.796.640	11.796.640	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Aysén	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	4.262	4.262	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Puyehue	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	9.671	9.671	-	-	-	-
Cia. Petrolero de Chile Copec S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	8.320	8.320	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Saavedra	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	917	917	-	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	6.158.916	3.435.058	2.370.101	353.758	-	-
Ilustre Municipalidad de Quellón	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	208.964	208.964	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Lonquimay	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	7.297	7.297	-	-	-	-
Municipalidad de Puyehue	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	881	881	-	-	-	-
Servicio de Vivienda y Urbanización XI Región	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	3.463	3.463	-	-	-	-
Municipalidad del Carmen	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	200	200	-	-	-	-
Municipalidad de Purranque	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	2.530	2.530	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Laja	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	200	200	-	-	-	-
Municipalidad de Melipueco	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	2.400	2.400	-	-	-	-
Subsecretaría del Medio Ambiente	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	1.000	1.000	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Corral	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	2.000	2.000	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Hualahué	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	2.000	2.000	-	-	-	-
Servicio Nacional de Capacitación y Empleo	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	300	300	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Romeral	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	1.000	1.000	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Puerto Natales	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	1.500	1.500	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Cochamó	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	28.981	28.981	-	-	-	-
Asoc. de Municipalidades Cordillera de La Costa Comuna de Corral y La Unión	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	11.388	11.388	-	-	-	-
Director de Vialidad	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	2.516.622	1.832.975	663.036	20.611	-	-
Director Regional de Vialidad	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	279.151	228.994	47.977	2.180	-	-
Ilustre Municipalidad de Codegua	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	8.897	8.897	-	-	-	-
SERVUJ Region de los Lagos	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	4.584	2.326	2.258	-	-	-
Transcatayo S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	5.245	5.245	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Coyhaique	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	8.427	8.427	-	-	-	-
Mantos Copper S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	18.475	-	-	18.475	-	-
Director Regional de Vialidad Región de La Araucanía	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	33.838	33.838	-	-	-	-
Director de Vialidad	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	107.764	107.764	-	-	-	-
Ministerio de Energía	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	2.031.938	1.305.119	726.818	-	-	-
Coordinador Independiente del Sist. Eléctrico Nacional	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	294.259	294.259	-	-	-	-
Wasion Group Limited	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	39.935	39.935	-	-	-	-
Ministerio de Energía	SATT	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	690.332	497.523	192.810	-	-	-
Coordinador Independiente del Sist. Eléctrico Nacional	STA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	732.826	732.826	-	-	-	-
Ministerio de Energía	STA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	1.421.900	1.421.900	-	-	-	-
Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM	STN	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	1.224.896	-	-	-	1.224.896	-
Compañía General de Electricidad S.A.	STN	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	28.169	28.169	-	-	-	-
Compañía Minera Zaldívar SPA	STN	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	309.839	-	-	309.866	-	-
Sodexo Chile SPA	STN	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	39.350	-	-	39.350	-	-
Compañía Minera Lomas Bayas	STN	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	111.456	-	-	-	111.456	-
Director de Vialidad	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	3.314	3.314	-	-	-	-
Sociedad Concesionaria de Los Lagos S.A.	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	14.535	14.535	-	-	-	-
Director Regional de Vialidad Región de Los Ríos	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	2.965	2.965	-	-	-	-
Ministerio de Energía	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	341.256	170.628	170.628	-	-	-
Totales					73.885.390	51.581.941	14.161.577	6.330.329	1.558.169	253.374

34. Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2020, la Sociedad y sus filiales han recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar, principalmente, el cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, por un total de M\$27.098.505 (M\$19.544.667 en 2019).

35. Compromisos y Restricciones

Los contratos de emisión de bonos suscritos por la Sociedad, imponen a la Compañía diversas obligaciones adicionales a las de pago, incluyendo indicadores financieros de variada índole durante la vigencia de dichos contratos, usuales para este tipo de financiamiento.

La Sociedad y sus filiales deben informar trimestralmente el cumplimiento de estas obligaciones. Al 31 de diciembre de 2020 la Sociedad está en cumplimiento con todos los indicadores financieros exigidos en dichos contratos.

A solicitud de la CMF, se realizó una apertura de la cuenta “Otros Gastos por Naturaleza”, incluyendo una partida referida a “pérdidas por deterioro de valor (incluyendo reversiones de pérdidas por deterioro de valor o ganancias por deterioro de valor) determinados de acuerdo con la Sección 5.5 de la NIIF 9”, la cual antes de esta modificación se encontraba contenido dentro de la misma. De acuerdo a lo anteriormente expuesto, este cambio no genera ningún efecto en la información de base de los Estados Financieros Consolidados ni constituye modificación alguna en las políticas contables de la Sociedad y determinación/cálculo de los compromisos y restricciones, constituyendo sólo una apertura dentro del Estado Consolidado de Resultados Integrales.

De este modo, esta partida fue incluida por la Sociedad para la determinación de covenants e índices financieros, no afectando los cálculos actuales de covenants y continuando consistentemente con los cálculos realizados en años anteriores, dando cumplimiento a los contratos de deuda firmados por la Sociedad.

A continuación, se describen las principales restricciones a que se ha obligado la Sociedad con motivo de la emisión de Bonos o la contratación de créditos:

Bono Serie E

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Derivados de cobertura de Activos Financieros que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad

que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2020 este indicador es de 5,32.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 31 de diciembre de 2020 este indicador es de 5,11.

- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad y sus filiales disminuya de 1.400 GWh por año. Entre los 12 meses móviles de enero 2019 – diciembre 2019 la Sociedad distribuyó 3.668 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad ha distribuido 3.767 GWh por los anteriores 12 meses móviles (enero 2020 – diciembre 2020) Adicionalmente, en 2020 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2020 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie H

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta sobre EBITDA Ajustado Consolidado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros del Emisor.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a noventa días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura” que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros del Emisor. Para efectos de esta cláusula y la número Cuatro siguiente se entenderá como “EBITDA Ajustado Consolidado” la suma de los últimos doce meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior multiplicado por la suma de uno más el cincuenta por ciento de la Inflación Acumulada. Al 31 de diciembre de 2020 este indicador es de 5,25.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA Ajustado Consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros del Emisor.

Para los efectos de la presente cláusula se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos doce meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos doce meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros del Emisor todo lo anterior multiplicado por la suma de uno más el cincuenta por ciento de la Inflación Acumulada. Al 31 de diciembre de 2020 este indicador es de 5,11.

Al 31 de diciembre de 2020 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie J

Consta del Contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y Banco Chile como representante de los tenedores de bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don Roberto Cifuentes Allel con fecha 10 de septiembre de 2018, Repertorio N.º 8.808-2018, Escritura Pública Complementaria con fecha 7 de junio de 2019 y Modificación de Escritura Pública de fecha 18 de junio de 2019, Repertorio N.º 6.269-2019, ambas en el misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie J fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 945.

Con fecha 11 de julio de 2019, la Sociedad colocó los bonos Serie J, gran parte de los fondos se utilizaron para prepagar deuda de largo plazo que mantenía la Sociedad (Bonos Serie D); la colocación fue por un monto total de UF 5.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta sobre EBITDA Ajustado Consolidado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros del Emisor.

Para los efectos de la presente cláusula, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a noventa días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura” que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros. Para efectos de este número y el número Tres siguiente se entenderá como “EBITDA Ajustado Consolidado” la suma de los últimos doce meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior multiplicado por la suma de uno más el cincuenta por ciento de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. El cálculo, partidas, valores y límites serán claramente revelados en las Notas a los Estados Financieros. Al 31 de diciembre de 2020 este indicador es de 5,25.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA Ajustado Consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2.0, medido sobre cifras de los Estados Financieros del Emisor.

Para los efectos de la presente cláusula se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos doce meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos doce meses de la partida Ingresos Financieros. El cálculo, partidas, valores y límites serán claramente revelados en las Notas a los Estados Financieros. Al 31 de diciembre de 2020 este indicador es de 5,18.

Al 31 de diciembre de 2020 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Filial Saesa

Debido al proceso de reestructuración contemplado por el Grupo, para efectos del cálculo de los compromisos y restricciones de la filial Sociedad Austral de Electricidad S.A. y comentado en Nota 15 Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios, no se han considerado dichas reclasificaciones producto de la situación de dichos activos involucrados.

Bono Serie J

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA no superior a 3,50, el que se medirá sobre los Estados Financieros del Emisor.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Instrumentos Derivados incluidos en la partida Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros del Emisor, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros del Emisor. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2020 este indicador es de 1,50.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros del Emisor.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros del Emisor, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 31 de diciembre de 2020 este indicador es de 7,94.

Al 31 de diciembre de 2020 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie L

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Instrumentos Derivados incluidos en la partida Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles

Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros del Emisor. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2020 este indicador es de 1,50.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 31 de diciembre de 2020 este indicador es de 7,94.

Al 31 de diciembre de 2020 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie O

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes, menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; y como “EBITDA ajustado consolidado” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2020 este indicador es de 1,48.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran

en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la “inflación acumulada”. Al 31 de diciembre de 2020 este indicador es de 7,94.

Al 31 de diciembre de 2020 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

Al cierre de diciembre 2020, la compañía se encuentra en proceso de renovación de su línea de capital de trabajo.

Filial Frontel

Bono Serie C

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes, menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; y como “EBITDA ajustado consolidado” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2020 este indicador es de 2,07.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la “inflación acumulada”. Al 31 de diciembre de 2020 este indicador es de 9,36.

Al 31 de diciembre de 2020 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie G

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes, menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos

Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; y como “EBITDA ajustado consolidado” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2020 este indicador es de 2,07.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la “inflación acumulada”. Al 31 de diciembre de 2020 este indicador es de 9,36.

Al 31 de diciembre de 2020 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

Al cierre de diciembre 2020, la compañía se encuentra en proceso de renovación de su línea de capital de trabajo.

Filial STS

- a) Colocación de Bonos y covenants

A continuación, se describen las principales restricciones a que se ha obligado la Sociedad con motivo de la emisión de Bonos o la contratación de créditos:

Bono Serie A

Consta del Contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Sistema de Transmisión del Sur S.A. y Banco de Chile, como representante de los tenedores de bonos, que consta de escritura pública de fecha 10 de septiembre de 2018, otorgada en Notaría Cifuentes de don Roberto Antonio Cifuentes Allel. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie A fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 923 con fecha 12 de diciembre de 2018.

Con fecha 10 de enero de 2019, la Sociedad colocó los bonos Serie A, por un monto total de UF 4.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los activos de cobertura que corresponden a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros no Corrientes que se encuentran en las notas de los Estados Financieros; y como “EBITDA ajustado consolidado” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y

Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por "Inflación Acumulada" la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2020 este indicador es de 4,44.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como "Gastos Financieros Netos" la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2020 este indicador es de 7,33.
- Venta de activos esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad instalada de transmisión conjunta del Emisor y sus Filiales sea inferior a 1.100 MVA. Al 31 de diciembre de 2020, la capacidad instalada de transmisión fue de 1.972 MVA, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2020, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

36. Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

La información financiera resumida de filiales que compone el Grupo al 31 de diciembre 2020 y 2019, es la siguiente:

31/12/2020												
RUT	NOMBRE	PAÍS ORIGEN	RELACION DE LA NATURALEZA	TIPO MONEDA	ACTIVOS CORRIENTES	ACTIVOS NO CORRIENTES	PASIVOS CORRIENTES	PASIVOS NO CORRIENTES	INGRESOS ORDINARIOS	GANANCIA (PÉRDIDA) NETA	RESULTADO INTEGRAL TOTAL	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	21.335.324	296.601.495	22.163.538	162.891.939	32.822.070	14.315.768	12.891.081	
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	16.242.332	95.823.397	13.225.635	9.984.664	26.444.814	5.233.345	5.226.617	
96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	7.768.911	23.766.452	10.502.925	2.835.858	21.342.518	4.086.319	4.078.128	
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	11.476.455	4.528.255	10.103.043	-	33.383.920	1.565.244	1.171.163	
76.410.374-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL NORTE S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	8.635.015	49.211.203	3.005.132	31.174.374	7.420.228	2.749.839	1.486.184	
76.440.111-5	SISTEMA DE TRANSMISION DEL CENTRO S.A.(*)	CHILE	FILIAL	DÓLAR	5.271.659	58.810.246	1.856.585	37.288.950	3.083.771	526.396	(811.228)	
76.519.747-3	SOCIEDAD AUSTRAL DE TRANSMISION TRONCAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	8.704.951	76.405.290	9.566.027	55.183.234	4.848.153	3.302.003	2.905.257	
76.186.388-6	SAGESA S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	12.006.905	98.099.096	14.937.627	60.887.676	14.186.637	2.625.085	480.787	
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	169.569.955	484.095.048	180.932.434	189.172.210	297.317.771	144.578.840	142.029.512	
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	83.548.447	332.851.235	77.290.438	176.431.331	159.360.503	11.578.235	11.441.368	
77.122.643-4	SOCIEDAD DE TRANSMISION AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	2.739.096	107.418.311	6.812.836	22.099.145	-	9.204.741	2.294.589	
77.227.557-9	SAESA GESTIÓN Y LOGÍSTICA SPA	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	-	-	-	-	-	-	-	
77.227.565-K	SAESA INNOVA SOLUCIONES SPA	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	-	-	-	-	-	-	-	
77.312.201-6	SAESA TRANSMISION S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	24.404.850	384.447.153	27.656.779	163.742.560	-	-	-	
77.307.979-K	FRONTEL TRANSMISION S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	2.799.398	58.446.297	196.087	46.775.320	-	-	-	
76.429.813-6	LINEA DE TRANSMISION CABO LEONES S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	7.432.848	38.223.731	11.064.796	33.140.871	4.246.766	2.064.053	2.041.989	

31/12/2019												
RUT	NOMBRE	PAÍS ORIGEN	RELACION DE LA NATURALEZA	TIPO MONEDA	ACTIVOS CORRIENTES	ACTIVOS NO CORRIENTES	PASIVOS CORRIENTES	PASIVOS NO CORRIENTES	INGRESOS ORDINARIOS	GANANCIA (PÉRDIDA) NETA	RESULTADO INTEGRAL TOTAL	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	22.691.537	277.661.930	67.449.964	150.367.491	36.003.031	15.647.994	17.292.440	
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	10.962.852	92.644.801	9.004.614	9.404.223	23.654.913	4.703.738	4.682.103	
96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	8.103.138	22.662.591	11.386.485	2.243.404	20.196.478	3.981.094	3.955.868	
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	10.597.317	4.118.954	9.533.454	-	28.604.422	292.569	1.088.479	
76.410.374-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL NORTE S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	4.238.047	51.276.318	1.866.792	30.635.863	6.630.047	1.268.098	2.922.684	
76.440.111-5	SISTEMA DE TRANSMISION DEL CENTRO S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	5.252.820	60.238.078	4.718.236	35.025.064	3.739.508	170.997	1.910.678	
76.519.747-3	SOCIEDAD AUSTRAL DE TRANSMISION TRONCAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	5.505.271	67.354.886	17.228.697	53.509.366	3.265.776	831.654	1.278.682	
76.186.388-6	SAGESA S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	3.564.987	106.437.802	24.078.789	51.920.234	13.266.878	2.060.308	4.263.054	
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	221.750.576	794.930.663	196.956.594	373.285.714	267.832.761	44.243.811	45.102.929	
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	74.685.018	294.581.652	126.624.009	87.932.645	150.726.145	10.943.872	10.577.847	
77.122.643-4	SOCIEDAD DE TRANSMISION AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	887.833	28.008.145	-	869.091	-	-	-	
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA.(**)	CHILE	FILIAL	DÓLAR	3.591.118	120.135.795	27.880.871	61.675.805	13.266.878	2.238.070	4.199.771	
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA.(***)	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	253.319.699	1.359.536.723	338.570.208	624.492.302	500.156.869	57.229.266	62.209.502	
76.429.813-6	LINEA DE TRANSMISION CABO LEONES S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	192.036	44.120.268	19.135.498	23.728.738	3.647.844	1.701.056	1.804.610	

(*) El 01 de junio 2020, STS vendió el 50% de su participación en STC a la sociedad STA.

(**) Al 31 de diciembre 2020, no se presenta información financiera de la Sociedad de inversiones Los Lagos IV, ya que con fecha 1 de junio de 2020 la mencionada Sociedad, inversión indirecta de la Sociedad, se fusionó con Sociedad de Transmisión Austral (STA), esta última es una inversión directa de la Sociedad.

(***) Al 31 de diciembre 2020, no se presenta información financiera de la Sociedad de inversiones Los Ríos Ltda., ya que con fecha 1 de junio 2020, la Sociedad adquirió para sí el 0.002896% de los derechos sociales de la Sociedad Inversiones Los Ríos Ltda, en la que tenía una inversión directa, con este acto la Sociedad paso a tener el 100% de los derechos sociales de la mencionada, provocando la disolución de esta última.

37. Inversiones contabilizadas usando el método de la participación

Este rubro está compuesto por las inversiones que mantiene la Sociedad en Negocios Conjuntos y asociadas relacionadas al Grupo, las cuales son contabilizadas usando el método de la participación.

A continuación, se presenta un detalle de las sociedades contabilizadas por el método de la participación, al 31 de diciembre 2020 y 2019:

Nombre	Porcentaje participación 31/12/2020	Patrimonio filial	Resultado filial	Participación Patrimonio 31/12/2020	Participación Resultado 31/12/2020	Clasificación Activo 31/12/2020	Pasivo (*) 31/12/2020
	%	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Eletrans S.A.	0,00%	-	-	-	927.563	-	-
Eletrans II S.A	0,00%	-	-	-	(245.925)	-	-
Eletrans III S.A.	0,00%	-	-	-	(77.287)	-	-
Totales		-	-	-	604.351	-	-

	Porcentaje participación 31/12/2019	Patrimonio filial	Resultado filial	Participación Patrimonio 31/12/2019	Participación Resultado 31/12/2019	Clasificación Activo 31/12/2019	Pasivo (*) 31/12/2019
	%	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Eletrans S.A.	50,00%	11.906.159	3.743.497	5.953.080	1.871.748	5.953.080	-
Eletrans II S.A (*)	50,00%	(4.209.962)	(666.588)	(2.104.981)	(333.294)	-	(2.104.981)
Eletrans III S.A.	50,00%	1.304.260	(135.188)	652.130	(67.594)	652.130	-
Totales				4.500.229	1.470.860	6.605.210	(2.104.981)

(*) Se presenta en Nota 21, Otros pasivos no financieros no corrientes.

La filial Saesa y Chilquinta Energía S.A. (no perteneciente al grupo), son accionistas de las sociedades denominadas ELETRANS S.A., ELETRANS II S.A. y ELETRANS III S.A, con un 50% de participación cada una, con la finalidad de construir y explotar los proyectos de transmisión nacional que le fueron adjudicados a un consorcio constituido por ambas sociedades. Esta relación fue definida por la Sociedad como negocio conjunto por la existencia de un acuerdo de control conjunto.

Venta Negocios Conjuntos (Eletrans)

Con fecha 14 de octubre de 2019, la Sociedad acordó la venta de su participación en las sociedades Eletrans S.A., Eletrans II S.A. y Eletrans III S.A. (en adelante, las "Sociedades Eletrans") en cada una de las cuales mantiene un 50% de participación accionaria, a la sociedad Chilquinta Energía S.A. (en adelante, "Chilquinta"), titular del 50% de la participación accionaria restante. Para estos efectos, suscribió con Chilquinta un documento privado en idioma inglés denominado Purchase and Sale Agreement, a través del cual se regularon los términos y condiciones bajo los cuales se materializaría la compraventa de dichas acciones (la "Compraventa de Acciones"), condiciones que se cumplieron durante el año 2020.

Habiéndose cumplido las condiciones para el cierre de la Compraventa de las Acciones, esta se efectuó con fecha 24 de junio de 2020. En virtud de lo anterior, Chilquinta adquirió la totalidad de la participación accionaria de SAESA en las Sociedades Eletrans a un precio de USD\$187.478.642,74. Adicionalmente, Chilquinta adquirió la totalidad de los créditos otorgados por parte de la matriz Inversiones Grupo Saesa Limitada a Eletrans II S.A. y Eletrans III S.A. por un monto de USD\$62.516.890,07, lo que equivale a una suma total de US\$249.995.532,81.

A continuación, se presenta un detalle del efecto de la Compraventa:

Conciliación Venta Eletrans, II y III	24/06/2020 M\$
Precio pagado por la Venta	153.859.973
Rebaja Inversión (Activo/Pasivo)	(5.863.555)
Reverso ajustes de conversión	1.199.771
Ingreso Neto por Venta (ver nota 29)	149.196.189
Egresos transacción Eletrans (ver nota 30)	(1.360.546)
Efecto Neto Resultados	147.835.643

Con fecha 14 de diciembre de 2017 SAESA y Chilquinta Energía S.A. aprobaron el otorgamiento de una prenda sin desplazamiento sobre las acciones que las Sociedades mantienen en Eletrans S.A. y una prohibición de enajenarlas, en adelante la "Prenda sobre Acciones".

La Prenda sobre Acciones se otorgó con el objeto de garantizar las obligaciones de Eletrans emanadas de un financiamiento mediante una emisión internacional y venta a inversionistas privados de títulos de deuda garantizados preferentemente, por un monto de hasta 180 millones de Dólares de los Estados Unidos de América, esta fue cerrada con fecha 10 de enero de 2018.

Para efectos de perfeccionar la compraventa, se alzó parcialmente la prohibición de enajenar asociada a la Prenda sobre Acciones, permitiendo el traspaso de las acciones que mantenía SAESA en las Sociedades Eletrans a Chilquinta. Dicha Prenda sobre Acciones, en consecuencia, se mantuvo vigente sobre dichas acciones, ahora de propiedad de Chilquinta.

Con fecha 12 de junio de 2019 en Junta Extraordinaria de Accionistas de Eletrans S.A. se aprobó una disminución de capital ascendente a la suma de USD 26.013.000, a título de devolución de capital.

38. Información Adicional sobre Deuda Financiera

A continuación se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deudas financieras:

a) Préstamos Bancarios

Resumen de Préstamos por moneda y vencimientos:

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total corriente al 31/12/2020	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	al 31/12/2020
			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\$	
Chile	CLP	0,13%	77.500	74.583	152.083	152.917	151.667	10.152.083	-	-	10.456.667
Chile	CLP	0,13%	155.000	149.167	304.167	305.833	303.333	20.304.167	-	-	20.913.333
Chile	CLP	0,30%	10.002.352	-	10.002.352	-	-	-	-	-	-
Chile	CLP	0,30%	5.001.176	-	5.001.176	-	-	-	-	-	-
Chile	CLP	0,30%	30.022.176	-	30.022.176	-	-	-	-	-	-
Totales			45.258.204	223.750	45.481.954	458.750	455.000	30.456.250	-	-	31.370.000

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total corriente al 31/12/2019	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más 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\$	
Chile	CLP	0,22%	-	10.064.650	10.064.650	-	-	-	-	-	-
Chile	CLP	0,20%	18.118.800	-	18.118.800	-	-	-	-	-	-
Chile	CLP	0,22%	10.064.650	-	10.064.650	-	-	-	-	-	-
Chile	CLP	0,20%	15.088.644	-	15.088.644	-	-	-	-	-	-
Chile	CLP	0,18%	15.079.200	-	15.079.200	-	-	-	-	-	-
Chile	CLP	0,18%	28.147.840	-	28.147.840	-	-	-	-	-	-
Chile	CLP	0,20%	14.083.664	-	14.083.664	-	-	-	-	-	-
Totales			100.582.798	10.064.650	110.647.448	-	-	-	-	-	-

Individualización de Préstamos:

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Corriente			No Corriente					
								Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años		Mas de 5 años	al 31/12/2020
								Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	al 31/12/2020	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\$	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Chile	Chile	CLP	0,13%	0,13%	77.500	74.583	152.083	152.917	151.667	10.152.083	-	-	10.456.667
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Chile	Chile	CLP	0,13%	0,13%	155.000	149.167	304.167	305.833	303.333	20.304.167	-	-	20.913.333
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	Scotiabank	Chile	CLP	0,30%	0,30%	10.002.352	-	10.002.352	-	-	-	-	-	-
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Scotiabank	Chile	CLP	0,30%	0,30%	5.001.176	-	5.001.176	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Scotiabank	Chile	CLP	0,30%	0,30%	30.022.176	-	30.022.176	-	-	-	-	-	-
Totales								45.258.204	223.750	45.481.954	458.750	455.000	30.456.250	-	-	31.370.000

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Corriente			No Corriente					
								Vencimiento		Total corriente	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	al 31/12/2019	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\$	
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	ITAU	Chile	CLP	0,22%	0,22%	-	10.064.650	10.064.650	-	-	-	-	-	-
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	Scotiabank	Chile	CLP	0,20%	0,20%	18.118.800	-	18.118.800	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	ITAU	Chile	CLP	0,22%	0,22%	10.064.650	-	10.064.650	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Scotiabank	Chile	CLP	0,20%	0,20%	15.088.644	-	15.088.644	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Scotiabank	Chile	CLP	0,18%	0,18%	15.079.200	-	15.079.200	-	-	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Scotiabank	Chile	CLP	0,18%	0,18%	28.147.840	-	28.147.840	-	-	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Scotiabank	Chile	CLP	0,20%	0,20%	14.083.664	-	14.083.664	-	-	-	-	-	-
Totales								100.582.798	10.064.650	110.647.448	-	-	-	-	-	-

Bonos

Resumen de Bonos por moneda y vencimientos:

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					al 31/12/2020
			Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años		Mas de 5 años	
			Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	al 31/12/2020	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\$	
Chile	UF	3,60%	518.644	518.644	1.037.288	3.656.466	3.562.162	3.467.858	3.373.583	20.974.650	35.034.719
Chile	UF	3,75%	-	2.700.212	2.700.212	2.700.212	9.245.743	9.000.270	8.754.797	61.201.301	90.902.323
Chile	UF	3,20%	922.925	922.925	1.845.850	1.845.850	1.845.850	1.845.850	1.845.850	75.214.778	82.598.178
Chile	UF	2,50%	-	5.518.392	5.518.392	-	-	-	-	-	-
Chile	UF	3,20%	461.462	461.462	922.924	922.925	922.925	922.925	3.544.711	30.832.434	37.145.920
Chile	UF	3,90%	-	3.401.229	3.401.229	3.401.229	3.401.229	3.401.229	3.401.229	114.420.819	128.025.735
Chile	UF	4,00%	-	4.651.253	4.651.253	4.651.253	4.651.253	4.651.253	4.651.253	139.537.584	158.142.596
Chile	UF	1,90%	-	2.761.681	2.761.681	2.761.681	2.761.681	2.761.681	2.761.681	197.823.596	208.870.320
Chile	UF	2,80%	-	3.233.318	3.233.318	3.233.318	3.233.318	3.233.318	3.233.318	175.289.439	188.222.711
Totales			1.903.031	24.169.116	26.072.147	23.172.934	29.624.161	29.284.384	31.566.422	815.294.601	928.942.502

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					al 31/12/2019
			Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años		Mas de 5 años	
			Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	al 31/12/2019	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\$	
Chile	UF	3,60%	505.078	505.078	1.010.156	1.010.155	3.560.824	3.468.987	3.377.149	23.711.330	35.128.445
Chile	UF	3,75%	-	2.629.583	2.629.583	2.629.583	2.629.583	9.003.903	8.764.851	68.126.263	91.154.183
Chile	UF	3,20%	898.784	898.784	1.797.568	1.797.568	1.797.568	1.797.568	1.797.568	75.044.960	82.235.232
Chile	UF	2,80%	-	3.148.745	3.148.745	3.148.745	3.148.745	3.148.745	3.148.745	173.853.153	186.448.133
Chile	UF	2,50%	-	10.945.936	10.945.936	5.374.048	-	-	-	-	5.374.048
Chile	UF	3,20%	449.392	449.392	898.784	898.784	898.784	898.784	3.451.992	30.025.953	36.174.297
Chile	UF	1,90%	-	2.664.610	2.664.610	2.664.610	2.664.610	2.664.610	2.664.610	193.534.857	204.193.297
Chile	UF	3,90%	-	3.281.678	3.281.678	3.281.678	3.281.678	3.281.678	3.281.678	113.680.692	126.807.404
Chile	UF	4,00%	-	4.487.765	4.487.765	4.487.765	4.487.765	4.487.765	4.487.765	139.120.709	157.071.769
Totales			1.853.254	29.011.571	30.864.825	25.292.936	22.469.557	28.752.040	30.974.358	817.097.917	924.586.808

Individualización de Bonos:

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Corriente			No Corriente					
								Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años		Mas de 5 años	al 31/12/2020
								Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	al 31/12/2020	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\$		
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE J/N°665	Chile	UF	3,87%	3,60%	518.644	518.644	1.037.288	3.656.466	3.562.162	3.467.858	3.373.583	20.974.650	35.034.719
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE L/N°397	Chile	UF	3,94%	3,75%	-	2.700.212	2.700.212	2.700.212	9.245.743	9.000.270	8.754.797	61.201.301	90.902.323
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE O/N°742	Chile	UF	3,26%	3,20%	922.925	922.925	1.845.850	1.845.850	1.845.850	1.845.850	75.214.778	82.598.178	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	BONO SERIE C/N°662	Chile	UF	2,39%	2,50%	-	5.518.392	5.518.392	-	-	-	-	-	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	BONO SERIE G/N°663	Chile	UF	3,24%	3,20%	461.462	461.462	922.924	922.925	922.925	922.925	3.544.711	30.832.434	37.145.920
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	BONO SERIE H/N°762	Chile	UF	3,88%	3,90%	-	3.401.229	3.401.229	3.401.229	3.401.229	3.401.229	3.401.229	114.420.819	128.025.735
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	BONO SERIE E/N°646	Chile	UF	4,05%	4,00%	-	4.651.253	4.651.253	4.651.253	4.651.253	4.651.253	4.651.253	139.537.584	158.142.596
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	BONO SERIE J/N°945	Chile	UF	1,75%	1,90%	-	2.761.681	2.761.681	2.761.681	2.761.681	2.761.681	2.761.681	197.823.596	208.870.320
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	BONO SERIE A/N°923	Chile	UF	2,80%	2,80%	-	3.233.318	3.233.318	3.233.318	3.233.318	3.233.318	3.233.318	175.289.439	188.222.711
Totales								1.903.031	24.169.116	26.072.147	23.172.934	29.624.161	29.284.384	31.566.422	815.294.601	928.942.502

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Corriente			No Corriente					
								Vencimiento		Total corriente	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	al 31/12/2019	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\$		
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE J/N°665	Chile	UF	3,87%	3,60%	505.078	505.078	1.010.156	1.010.155	3.560.824	3.468.987	3.377.149	23.711.330	35.128.445
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE L/N°397	Chile	UF	3,94%	3,75%	-	2.629.583	2.629.583	2.629.583	2.629.583	9.003.903	8.764.851	68.126.263	91.154.183
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE O/N°742	Chile	UF	3,26%	3,20%	898.784	898.784	1.797.568	1.797.568	1.797.568	1.797.568	1.797.568	75.044.960	82.235.232
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	BONO SERIE A/N°923	Chile	UF	2,80%	2,80%	-	3.148.745	3.148.745	3.148.745	3.148.745	3.148.745	3.148.745	173.853.153	186.448.133
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	BONO SERIE C/N°662	Chile	UF	2,39%	2,50%	-	10.945.936	10.945.936	5.374.048	-	-	-	-	5.374.048
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	BONO SERIE G/N°663	Chile	UF	3,24%	3,20%	449.392	449.392	898.784	898.784	898.784	898.784	3.451.992	30.025.953	36.174.297
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	BONO SERIE J/N°945	Chile	UF	1,75%	1,90%	-	2.664.610	2.664.610	2.664.610	2.664.610	2.664.610	2.664.610	193.534.857	204.193.297
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	BONO SERIE H/N°762	Chile	UF	3,88%	3,90%	-	3.281.678	3.281.678	3.281.678	3.281.678	3.281.678	3.281.678	113.680.692	126.807.404
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	BONO SERIE E/N°646	Chile	UF	4,05%	4,00%	-	4.487.765	4.487.765	4.487.765	4.487.765	4.487.765	4.487.765	139.120.709	157.071.769
Totales								1.853.254	29.011.571	30.864.825	25.292.936	22.469.557	28.752.040	30.974.358	817.097.917	924.586.808

39. Moneda Extranjera

ACTIVOS		Moneda Extranjera	Moneda Funcional	31/12/2020 M\$	31/12/2019 M\$
ACTIVOS CORRIENTES					
	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	USD	CLP	286.133	7.385
(*)	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	CLP	USD	1.609.963	44.696
	Otros Activos no Financieros, Corrientes	CLP	USD	25.629	34.151
	Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	U.F.	CLP	2.596.411	2.807.137
	Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	U.F.	USD	5.724	5.406
(*)	Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	CLP	USD	24.692.447	12.342.954
(**)	Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	CLP	USD	7.332.551	4.496.418
(***)	Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	USD	CLP	4.551.440	9.250.386
(*)	Activos por Impuestos Corrientes, Corriente	CLP	USD	10.992.451	10.569.709
	Inventarios, Corriente	CLP	USD	2.022	-
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES				52.094.771	39.558.242
ACTIVOS NO CORRIENTE					
	Activos por Derechos de Uso	CLP	USD	176.619	101.981
	Otros Activos Financieros, No Corriente	CLP	USD	5.072.098	4.278.351
	Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	CLP	5.486.388	6.054.566
(*)	Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	USD	21.772	27.249
	Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente	USD	CLP	5.318.178	15.090.539
	Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente	CLP	USD	104.481.943	2.506.000
	Cuentas por Cobrar no Corrientes	CLP	USD	-	4.365.004
	Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	USD	CLP	-	6.605.210
(*)	Activos por Impuestos Diferidos	CLP	USD	86.277	85.379
	Otros Activos no Financieros, No Corrientes	CLP	USD	88.960	31.071
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES				120.732.235	39.145.350
TOTAL ACTIVOS				172.827.006	78.703.592
PASIVOS		Moneda Extranjera	Moneda Funcional	31/12/2020 M\$	31/12/2019 M\$
PASIVOS CORRIENTES					
	Pasivos por Arrendamiento, Corrientes	U.F.	CLP	659.157	576.269
	Pasivos por Arrendamiento, Corrientes	USD	CLP	-	34.931
	Pasivos por Arrendamiento, Corrientes	U.F.	USD	29.041	15.557
	Pasivos por Arrendamiento, Corrientes	CLP	USD	24.141	-
	Otros Pasivos Financieros Corrientes	U.F.	CLP	12.831.288	17.835.357
	Otros Pasivos Financieros, Corriente	CLP	USD	15.001.638	28.037.912
(*)	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	CLP	USD	15.938.770	16.148.170
(*)	Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	CLP	USD	912.451	1.099.210
(**)	Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	CLP	USD	683.965	466.977
	Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	U.F.	USD	519	536
	Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	U.F.	CLP	27.447	160.041
(*)	Otras Provisiones Corrientes	CLP	USD	3.686	969
(*)	Pasivos por Impuestos Corrientes, Corrientes	CLP	USD	933.851	191.093
(*)	Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	CLP	USD	589.607	578.417
	Otros Pasivos No Financieros Corrientes	CLP	USD	847.375	1.051.140
TOTAL PASIVOS CORRIENTES				48.482.936	66.196.579
PASIVOS NO CORRIENTES					
	Pasivos por Arrendamiento, No Corrientes	U.F.	CLP	1.648.074	811.953
	Pasivos por Arrendamiento, No Corrientes	USD	CLP	-	1.078.475
	Pasivos por Arrendamiento, No Corrientes	U.F.	USD	101.520	95.153
	Pasivos por Arrendamiento, No Corrientes	CLP	USD	34.035	-
	Otros Pasivos Financieros, No Corriente	U.F.	CLP	656.357.996	644.275.026
	Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corriente	U.F.	CLP	-	15.798.496
	Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corriente	CLP	USD	-	39.061.051
	Otros Pasivos No Financieros No Corrientes	CLP	USD	468	468
	Otros Pasivos No Financieros No Corrientes	USD	CLP	-	2.104.981
(*)	Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados	CLP	USD	466.202	395.284
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES				658.608.295	703.620.887
TOTAL PASIVOS				707.091.231	769.817.466

(*) Cuentas denominadas en pesos que corresponden a las filiales SGA, STC, STN, SATT, SAGESA y Cabo Leones, que tienen moneda funcional dólar.

(**) Se incluye aquellas cuentas que se eliminan en consolidación en el grupo y que en la filiales SGA, STC, STN, SATT, SAGESA y Cabo Leones con moneda funcional dólar, están denominadas en pesos.

(***) Transacciones denominadas en dólares entre la filial SAESA y la Sociedad (moneda funcional peso) y sus filiales con moneda funcional dólar.

40. Sanciones

Durante el año terminado al 31 de diciembre 2020, no se han aplicado sanciones a la Sociedad y sus filiales, por parte de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF).

En relación con las sanciones aplicadas por otras autoridades a sus filiales, las sanciones relevantes se encuentran en la Nota 20.4 b) Multas.

41. Hechos Posteriores

El 5 de enero de 2021 se publicó en el Diario Oficial la Ley N°21.301, que prorroga los efectos de la Ley N°21.249. Sus principales modificaciones dicen relación con extender la duración inicial de 90 días por 270 días y la posibilidad de extender la cantidad de cuotas mensuales para el pago de la deuda, desde 12 a 36 meses.

En el período comprendido entre el 1 de enero de 2021 y la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados, no han ocurrido otros hechos significativos que afecten a los mismos.

Análisis Razonado
Estados Financieros Consolidados – Inversiones Eléctricas del Sur S.A.
Al 31 de diciembre de 2020

I. Análisis del Estado de Situación Financiera

Estado de Situación Financiera	dic-20 MM\$	dic-19 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Activos corrientes	321.777	258.646	63.131	24,4%
Activos no corrientes	1.467.770	1.361.051	106.719	7,8%
Total activos	1.789.547	1.619.697	169.850	10,5%
Pasivos corrientes	346.187	370.276	(24.089)	(6,5%)
Pasivos no corrientes	910.486	788.544	121.942	15,5%
Patrimonio	532.874	460.877	71.998	15,6%
Total pasivos y patrimonio	1.789.547	1.619.697	169.850	10,5%

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM\$169.850 respecto de diciembre 2019, explicado por un aumento de los Activos corrientes (MM\$63.131) y en los Activos no corrientes (MM\$106.719).

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

- a) Aumento en los Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes (MM\$31.416), principalmente por el aumento de morosidad debido a que la Sociedad ha suspendido el corte de suministro con el fin de aliviar a las familias ante la incertidumbre generada por el COVID-19, especialmente para aquellas que pertenecen al 40% más vulnerable. El 5 de agosto de 2020, la iniciativa de suspender el corte de suministro acordada entre las empresas eléctricas y el Gobierno fue extendida al 60% más vulnerable con la emisión de la Ley 21.249, en donde se establece que, durante los 90 días siguientes a su publicación, las empresas proveedoras de dichos servicios no podrán cortar el suministro por mora a los usuarios que la propia norma indica, que se consideraron para estos efectos como vulnerables (MM\$ 19.833). Adicionalmente se incluye el aumento de montos a reliquidar que a la fecha de emisión de los Estados Financieros aún estaban a la espera de los respectivos decretos emitidos por el Regulador Eléctrico que instruyen la forma de cancelación (MM\$ 10.825), ver nota 8 de los Estados Financieros.
- b) Aumento en Efectivo y equivalentes al efectivo (MM\$13.595), principalmente por el saldo de la venta del 24 de junio 2020 que efectuó la Sociedad de su participación en las sociedades Eletrans (valor de la venta ascendió a USD\$ 187.478.642,74), después de haber cancelado obligaciones bancarias, cubrir la menor recaudación generada por los efectos de la pandemia y financiar las inversiones en propiedades, planta y equipo.
- c) Aumento en Inventarios corrientes (MM\$10.495), principalmente en materiales destinados a la operación, mantenimiento e inversiones en el Sistema Eléctrico, explicado por la ralentización



de obras de construcción como consecuencia de las medidas sanitarias adoptadas por la compañía y la autoridad por efecto de la pandemia.

- d) Aumento en impuestos corrientes (MM\$7.440), principalmente por Iva Crédito Fiscal generado en las nuevas inversiones de la filial SATT y mayor crédito por recuperar por utilidades absorbidas.

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

- a) Aumento en Propiedades, planta y equipo (MM\$118.268), debido a la construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones, destinadas a satisfacer las necesidades de crecimiento de energía.
- b) Aumento en Activo por impuestos diferidos (MM\$3.068), principalmente por impuestos diferidos relativos a pérdidas tributarias, generadas principalmente por el uso de depreciación acelerada e impuestos diferidos relacionados a provisión de cuentas incobrables.

Lo anterior compensado parcialmente por

- c) Disminución de Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar (MM\$8.903), principalmente por reclasificación al corto plazo de contratos de peaje por cobrar de su filial indirecta Cabo Leones, al parque generador del mismo nombre (de propiedad de terceros no relacionados).
- d) Disminución en Inversiones Contabilizadas utilizando el método de participación (MM\$6.605), por la venta del 24 de junio 2020 que efectuó la filial Saesa de su participación en las Sociedades Eletrans en cada una de las cuales mantenía un 50% de participación a la sociedad Chilquinta Energía S.A., titular del 50% de participación restante.

2) Pasivos

Los pasivos aumentan en MM\$97.853 respecto de diciembre de 2019, explicado por una disminución en Pasivos corrientes de MM\$24.089 y un aumento en los Pasivos no corrientes de MM\$121.942.

La disminución de los Pasivos corrientes se explica principalmente por:

- a) Disminución en Otros pasivos financieros corrientes (MM\$69.955), principalmente por liquidación de préstamos bancarios solicitado por la Sociedad y sus filiales Frontel, SATT y Cabo Leones, los cuales fueron refinanciados por préstamos bancarios no corriente obtenidos por su filial Frontel y préstamos por pagar con matriz Inversiones Grupo Saesa Ltda.
- b) Disminución en Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar (MM\$14.814), principalmente por mayores pagos de reliquidaciones que se encontraban pendientes con el Sistema Eléctrico por diferencias que persiguen equiparar las tarifas de energía del cliente a nivel nacional y realizar ajustes de precio por indexación a variables macroeconómicas y por pagos a contratistas estratégicos adelantando el ciclo de pago o regularizando cuentas pendientes de diciembre 2019.



- c) Disminución en Otros pasivos no financieros corrientes (MM\$5.505), principalmente por mayores cierres de obras de terceros y por actividades de obras de FNDR.

Lo anterior compensado parcialmente por:

- a) Aumento en Cuentas por Pagar a entidades relacionadas (MM\$32.690), principalmente por Dividendos por Pagar a Matriz Inversiones Grupo Saesa Ltda.
- b) Aumento en Pasivos por Impuestos Corrientes (MM\$31.972), debido al mayor impuesto a la Renta por la venta que efectuó la filial Saesa de su participación en las Sociedades Eletrans.

El aumento de los Pasivos no corrientes se explica por:

- a) Aumento en Cuentas por Pagar a entidades relacionadas (MM\$71.561), principalmente por préstamos por pagar a Matriz Inversiones Grupo Saesa Ltda., con el fin de hacer frente a la menor recaudación de energía y continuar con el nivel de inversiones que permite el cumplimiento de la normativa eléctrica vigente con relación a mejorar la calidad de suministro.
- b) Aumento en Otros pasivos financieros no corrientes (MM\$41.577), se explica principalmente por préstamo bancario adquirido por la filial Frontel por MM\$30.000 con un vencimiento de 4 años.
- c) Aumento en Pasivo por impuestos diferidos (MM\$11.079), debido a mayores diferencias temporales originadas por la comparación entre depreciación tributaria (acelerada) y financiera que afectan a Propiedades, planta y equipo.

3) Patrimonio

Este rubro presenta un aumento de MM\$71.998 respecto de diciembre de 2019, principalmente por el resultado del año MM\$142.360 compensando parcialmente por ajustes de conversión de las filiales SGA, STN, STC, SATT, Sagesa S.A., Cabo Leones y STA (MM\$3.106) y por la provisión de dividendo mínimo y pago adicional de dividendo del año anterior (MM\$65.595).

Principales Indicadores:

Principales Indicadores		Unidad	dic-20	dic-19	Var. %
Liquidez	Liquidez corriente (1)	Veces	0,9	0,7	33,1%
	Razón ácida (2)	Veces	0,8	0,6	31,9%
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio neto (3)	Veces	2,4	2,5	(6,2%)
	Cobertura gastos financieros (4)	Veces	6,3	2,9	114,8%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda total (5)	%	27,5%	32,0%	(13,8%)
	Deuda LP / Deuda total (6)	%	72,5%	68,0%	6,5%
Actividad	Inversiones en activo fijo (al cierre de cada período)	MM\$	169.091	182.160	(7,2%)
	Rotación de inventarios (7)	Veces	4,5	6,3	(28,9%)
	Permanencia de inventarios (8)	Días	82	58	40,6%
Financiero	Ebitda (12 meses móviles)	MM\$	131.453	130.677	0,6%
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio (anualizado) (9)	%	28,7%	7,0%	309,3%
	Rentabilidad del activo (anualizado) (10)	%	8,4%	2,2%	279,6%
	Rendimiento activos operacionales (anualizado) (11)	%	12,4%	10,2%	21,2%
	Utilidad por acción (12)	\$	1.789	414	332,2%

- (1) Corresponde a la razón entre (i) Activos Corrientes y (ii) Pasivos Corrientes.
- (2) Corresponde a la razón entre (i) Activos Corrientes netos de Inventarios y (ii) Pasivos Corrientes.
- (3) Corresponde a la razón entre (i) Total Pasivos y (ii) Total Patrimonio.
- (4) Corresponde a la razón entre (i) el Resultado Bruto de Explotación y (ii) Costos Financieros.
- (5) Corresponde a la razón entre (i) Pasivos Corrientes y (ii) Total Pasivos.
- (6) Corresponde a la razón entre (i) Pasivos No Corrientes y (ii) Total Pasivos.
- (7) Corresponde a la razón entre (i) Inversión Total y el promedio de (ii) Inventarios Corrientes actual e Inventarios Corrientes del periodo anterior.
- (8) Corresponde a la inversa de (i) Rotación de Inventarios por (ii) Número de días del año.
- (9) Corresponde a la razón entre (i) Ganancia (Pérdida) y el promedio de (ii) Patrimonio actual y Patrimonio del periodo anterior.
- (10) Corresponde a la razón entre (i) Ganancia (Pérdida) y el promedio de (ii) Total Activos actual y Total Activos periodo anterior.
- (11) Corresponde a la razón entre (i) Resultado Bruto de Explotación y promedio de (ii) Propiedad, Planta y Equipo actual y Propiedad, Planta y Equipo periodo anterior.
- (12) Corresponde a la razón entre (i) Ganancia (Pérdida) y (ii) Total Número de Acciones.

II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida).

Estado de Ganancia (Pérdida)	dic-20 MM\$	dic-19 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Ingresos de explotación	601.056	571.375	29.681	5,2%
Materias primas y consumibles utilizados	(325.874)	(312.091)	(13.783)	4,4%
Margen de contribución	275.182	259.284	15.898	6,1%
Gasto por beneficio a los empleados	(42.462)	(41.203)	(1.259)	3,1%
Otros gastos por naturaleza	(92.926)	(84.101)	(8.824)	10,5%
Ganancias (Pérdidas) por deterioro determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros	(8.342)	(3.303)	(5.039)	152,6%
Resultado bruto de explotación	131.453	130.677	776	0,6%
Gasto por depreciación y amortización	(39.026)	(36.346)	(2.680)	7,4%
Resultado de explotación	92.426	94.330	(1.904)	(2,0%)
Resultado financiero	(49.558)	(48.971)	(587)	1,2%
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de la participación	604	1.471	(867)	(58,9%)
Otras ganancias (pérdidas)	147.993	408	147.585	36162,3%
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	191.466	47.238	144.227	305,3%
Gasto por impuestos a las ganancias	(49.105)	(13.723)	(35.382)	257,8%
Ganancia procedente de operaciones continuadas	142.360	33.516	108.845	324,8%
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas	-	-	-	0,0%
Ganancia (pérdida)	142.360	33.516	108.845	324,8%
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	141.806	32.933	108.873	330,6%
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	554	583	(29)	(4,9%)

1) Resultado de explotación

El Resultado de explotación disminuyó respecto al mismo periodo del año anterior en MM\$1.904, lo que se explica principalmente por:

- a) Mayor Margen de contribución de MM\$15.898 debido principalmente a:
- Mayor margen de Distribución (MM\$8.840) principalmente por mayores ventas de energía (MM\$6.536) y una mayor indexación por tipo de cambio de MM\$ 8.502 e IPC MM\$ 3.136, lo anterior compensado por menores cobros a clientes por beneficios otorgados como consecuencia de COVID-19 y otras rebajas tarifarias por MM\$ 7.622 (eliminación de energía de invierno, suspensión del corte y reposición, entre otros) y mayores pérdidas de energía por MM\$ 1.317 (desde 9,5% a 9,8% en 2020).
 - Mayores ingresos por generación en Edelayen por MM\$1.144, principalmente por aumento de venta de energía e indexación.

- Menores Combustibles para generación y materiales por MM\$5.463 relacionado principalmente con menor precio del petróleo para generación (MM\$1.224) y menores ventas al detalle de productos (MM\$3.534), por menor actividad.
 - En el período, las ventas al detalle de productos y servicios bajaron MM\$5.242, por la menor actividad de este negocio, lo que fue compensado con mayores ingresos por construcción de obras con terceros (MM\$ 4.041) y mayores por prestación de nuevos servicios de mantenimiento de redes de transmisión a la minería.
- b) Mayores Gastos del personal (MM\$1.259), por incremento de dotación e indexación de IPC. Los incrementos obedecen al crecimiento de la empresa, producto del nivel de inversiones realizado los últimos años y cumplimiento ante mayores exigencias del Regulador, principalmente.
- c) Mayores Otros Gastos por Naturaleza (MM\$8.824), asociado principalmente a mayores egresos por construcción de obras a terceros (MM\$3.985) relacionados con los mayores ingresos indicados en el cuarto párrafo de la letra a, mayores gastos de administración relacionados con el crecimiento de la compañía (MM\$1.344), mayores gastos en operación y mantenimiento del sistema eléctrico (MM\$1.708), con el fin de realizar mejoras en el sistema eléctrico para el cumplimiento de la Norma Técnica y aumento en costos de ciclo comercial (MM\$1.097) que persigue fortalecer procesos de atención, lectura y reparto de boleta a clientes.
- d) Mayores pérdidas por deterioro determinado de acuerdo con NIIF 9 (MM\$5.039). Este monto refleja un deterioro en la antigüedad de las cuentas por cobrar, relacionada con los efectos de COVID-19, mostrando un aumento por sobre el año anterior de 153%. La Sociedad ha aplicado el modelo simplificado de pérdida esperada, y para efectos del cálculo se ha considerado la renegociación de los clientes vulnerables que ya la han pedido, según instruido por la autoridad.
- e) Mayores gastos por depreciación (MM\$2.680) relacionados con el aumento de inversiones para hacer frente a requerimientos de mejoras (Norma técnica), ampliaciones de la red y nuevas obras.
- 2) Resultado Financiero

El Resultado financiero tuvo una variación negativa de MM\$587 (mayor pérdida) con respecto al mismo periodo del año anterior, principalmente por el impacto negativo de las diferencias de cambio MM\$24.268, compensado parcialmente por menores egresos relacionados con costos financieros (MM\$23.770), principalmente por costos de prepago generado en el rescate anticipado de la totalidad de los Bonos Serie D de la Sociedad (MM\$19.601) ocurridos durante el 2019 que no se repitieron el 2020.

La pérdida por tipo de cambio se debe principalmente a la actualización de los préstamos en cuenta corriente, en dólares, que la Sociedad y la filial Saesa mantienen con empresas del Grupo y que tienen el dólar como moneda funcional (STN, SATT, STC, Cabo Leones y Sagesa). Así en 2019 este efecto generó una utilidad importante porque el dólar presentó una apreciación respecto del peso (\$54 por dólar), pero en 2020 fue el peso el que se apreció (\$ 38 por dólar) generando una pérdida en la Sociedad por este concepto.



3) Otras Ganancias

El resultado en Otras ganancias tuvo un aumento de MM\$147.585 principalmente por la venta que efectuó la filial Saesa de su participación en las Sociedades Eletrans en las cuales mantenía un 50% de participación a la sociedad Chilquinta Energía S.A.

4) Impuestos a las Ganancias

El mayor impuesto a las ganancias se debe principalmente a la utilidad generada por la venta de Eletrans.

5) Resultado del periodo

La Sociedad obtuvo utilidades por MM\$142.360 lo que implicó un aumento de MM\$108.845 respecto al mismo periodo del año anterior.

III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos.

Flujo de Efectivo	dic-20 MM\$	dic-19 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
de la Operación	77.472	149.340	(71.869)	(48,1%)
de la Inversión	(30.241)	(190.481)	160.240	(84,1%)
de Financiación	(32.387)	56.380	(88.767)	(157,4%)
Flujo neto del período	14.844	15.239	(396)	(2,6%)
Variación en la tasa de cambio	(1.211)	104	(1.315)	(1263,4%)
Incremento (disminución)	13.633	15.343	(1.710)	(11,1%)
Saldo Inicial	31.320	16.015	15.305	95,6%
Saldo Final	44.953	31.358	13.595	43,4%

El saldo de efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo alcanzó MM\$44.953, mayor en MM\$13.595 respecto al mismo periodo del año anterior.

La variación positiva del flujo neto respecto al año anterior se explica principalmente por:

- 1) Menor flujo positivo (variación negativa) de efectivo en Actividades de operación, principalmente debido a que este período incluye pagos importantes a proveedores que no cumplieron el ciclo de compras al cierre de 2019, aumento de los inventarios para hacer frente a las inversiones del año, pero que a la fecha no han sido utilizados y menor recaudación de ventas de energía por la morosidad generada por la suspensión del corte de suministro, con el fin de aliviar a las familias durante el Estado de excepción constitucional de catástrofe originado por el COVID-19. Adicionalmente el pago de reliquidaciones de compra de energía pendientes de años anteriores (montos que están a la espera de los respectivos decretos tarifarios) generando un efecto negativo en el flujo. También cabe mencionar el congelamiento de la tarifa de distribución que se reliquidará en el próximo período tarifario (2021-2024) reajustado por IPC. El monto indicado asciende a MM\$ 5.159, y la Sociedad no estima impactos financieros relevantes por este concepto.
- 2) Menor flujo negativo (variación positiva) de efectivo por Actividades de Inversión originado principalmente por la venta que efectuó la filial Saesa de su participación en las Sociedades Eletrans, en las cuales mantenía un 50%, a la sociedad Chilquinta Energía S.A.
- 3) Menor flujo positivo (variación negativa) de efectivo por Actividades de Financiación, originado principalmente por mayores reembolsos de préstamos de corto plazo a entidades financieras compensado parcialmente por mayores préstamos de entidades relacionadas y menor pago de dividendos.

IV. Mercados en que Participa

Eléctricas del Sur S.A., a través de sus filiales Saesa, Frontel, Edelayesen y Luz Osorno, distribuye energía eléctrica en la zona sur del país, para sus clientes regulados y libres, en el área comprendida entre las provincias de Concepción (Región del Bío Bío) y Villa O'Higgins (Región de Aysén).

A través de su filial STS, participa en los negocios de transmisión Zonal, Nacional y Dedicada, que permiten principalmente transportar energía desde las generadoras con contrato de suministro a empresas distribuidoras de las regiones del Bío-Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos. Adicionalmente, pero en menor medida, presta servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.

También, desarrolla el negocio de generación con sus filiales Sagesa S.A. y SGA. La primera opera desde la Región del Bío-Bío a la Región de Los Lagos, con una central gas-diésel de 46 MW y grupos generadores diésel con una potencia instalada de 120 MW, aproximadamente. Parte importante de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del SIC, manejado por el Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante, Coordinador), a través de SGA, y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado. La otra parte se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel) para el suministro de sistemas medianos y aislados. Estos negocios son comparativamente de importancia menor respecto de los mencionados en los párrafos anteriores. La filial SGA también comercializa energía a través de contratos de suministro con generadoras con lo que abastece a sus clientes.

La filial Edelayesen, además de distribuir energía, la genera y transmite (verticalmente integrada en su calidad de sistema no conectado al Sistema Eléctrico Nacional, SEN) para sus clientes regulados en la zona (Región de Aisén).

En los últimos tres años, la Sociedad también ha participado en licitaciones para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de Transmisión Dedicada y Nacional. Esto a través de sus filiales STN, STC, Cabo Leones (Transmisión Dedicada) y SATT (Transmisión Nacional y Dedicada).

En la línea de distribución existe una alta atomización de los clientes y representa aproximadamente más del 75% de los ingresos brutos, según se muestra en la Nota N°23 de los Estados Financieros (el número de clientes y las ventas de energía de esta línea se detallan a continuación):

Cantidad de clientes

Tipo Cliente	dic-20	dic-19	Diferencia	Variación
Residencial	831.699	801.818	29.881	3,7%
Comercial	54.376	54.743	(367)	(0,7%)
Industrial	5.459	5.421	38	0,7%
Otros	30.026	31.333	(1.307)	(4,2%)
Total	921.560	893.315	28.245	3,2%

Ventas de Energía facturada (12 meses, MWh)

Tipo Cliente	dic-20	dic-19	Diferencia	Variación
Residencial	1.277.251	1.167.890	109.361	9,4%
Comercial	997.788	1.040.430	(42.642)	(4,1%)
Industrial	1.075.702	1.043.885	31.817	3,0%
Otros	416.274	416.167	107	0,0%
Total	3.767.014	3.668.372	98.642	2,7%

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, suministro de energía, así como los riesgos financieros que se explican en la Nota 4. Política de Gestión de Riesgo de los Estados Financieros de la Sociedad.

1) Riesgo Regulatorio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos liderados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) para la fijación tarifaria en los segmentos de distribución, transmisión y generación de los sistemas medianos, así como licitaciones públicas para el suministro eléctrico destinado a clientes regulados.

En los procesos de fijación tarifaria la Autoridad fija las tarifas en base a normas de calidad de producto y operación, derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios. La CNE 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, mantener y administrar dicho sistema de acuerdo con la normativa vigente, considerando instalaciones y una organización de tamaño eficiente para la prestación de los servicios tarifados. La CNE 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 los riesgos regulatorios:

a) Cambio de la regulación

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

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

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

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

b) Fijación de tarifas de generación y comercialización en el mercado

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 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 Gerencia de Mercados del Coordinador y se denomina costo marginal horario 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, este debe comprar al mercado marginal la energía necesaria para poder satisfacer sus contratos de suministro 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 relacionada Sagesa S.A. vende parte de su energía a la filial SGA quien en definitiva vende su energía a clientes libres (no sometidos a regulación de precios) bajo contratos que tienen cuatro años de vigencia. La energía vendida 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 a valor nuevo de reemplazo en la zona correspondiente y estableciendo un plan de obras de expansión de carácter obligatorio para las empresas operadores que individualiza. Los precios determinados son incorporados a la tarifa total del cliente final.

En marzo 2020 se publicaron tarifas para los sistemas medianos que rigen desde noviembre 2018 hasta octubre 2022 (no existen diferencias relevantes entre las tarifas vigentes al cierre de este ejercicio y las nuevas). 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).

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 (fijada en el decreto 5T/2018) 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 y partir de ese momento, los montos indicados en el decreto 5T/2018 relacionados con ese monto son deducidos de las tarifas a cobrar.

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 la fijación de la tarifa (2/3 estudio CNE + 1/3 Estudio Empresas) por un único Estudio encargado por la CNE, pero sujeto a observaciones y eventuales discrepancias ante el Panel de Expertos. Los cambios introducidos por la Ley Corta deberán ser consideradas en el próximo proceso tarifario que establecerá las tarifas para el período noviembre de 2020 a noviembre de 2024, el cual se encuentra actualmente en curso.

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. Este proceso de fijación está en desarrollo y se espera que el decreto se publique en diciembre de 2021 con efecto retroactivo al 4 de noviembre de 2020.

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 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 Panel de Expertos o presentaciones ante la Contraloría General de la República, según sea el caso.

d) Fijación de tarifas de Transmisión

De acuerdo con la legislación vigente corresponde determinar cada cuatro años el valor anual de los sistemas de Transmisión Zonal y de transmisión Nacional.

La ley 20.936 estableció un nuevo marco regulatorio para el servicio de Transmisión, principalmente Zonal.

La misma Ley establece que la siguiente revisión de la valorización de instalaciones, tanto para las instalaciones calificadas como Zonal como para las instalaciones Nacionales (que no hayan sido licitadas) y Dedicadas de uso de clientes regulados, corresponderá al período 2020-2023, procesos que ya fueron adjudicados a distintos consultores (Synex: Nacional y SIGLA: Zonal y Dedicado usado por regulados) los cuales finalizaron en diciembre 2020. Se espera que la CNE publique su informe técnico preliminar en marzo 2021, enviándose el decreto a toma de razón por parte de contraloría a fines del primer semestre de 2021. Los valores resultantes serán retroactivos a enero 2020.

Por otra parte, producto de la Ley N° 21.185 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 02.11.19, se crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas, en el cual se congelan las tarifas finales de distribución durante todo el año 2020 e indexando solamente por IPC desde el año 2021 en adelante. Lo anterior, implica también el congelamiento de los precios de compra de suministro y los cargos de transmisión considerados en la tarifa. Esto implicará tener provisiones por los saldos no facturados además una mayor carga financiera a las transmisoras que se les congela la tarifa.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de transmisión, tanto nacional como zonal, son monitoreados continuamente, en función de los cambios que la Autoridad introduzca con ocasión de cada nuevo proceso tarifario, con el objeto de proteger los activos de la Sociedad y la rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la Reglamentación vigente, esto es, ante la CNE, el Panel de Expertos o la Contraloría General de la República.

e) Resolución Exenta CNE N°176 /2020 - Giro Exclusivo

Con fecha 9 de junio de 2020, se publicó en el Diario Oficial la Resolución Exenta CNE N°176, modificada mediante Resolución Exenta CNE N°276, en adelante la “Resolución”, que determina el alcance de la obligación de Giro Exclusivo y Contabilidad separada, para la prestación del servicio público de distribución eléctrica en conformidad a lo establecido en la Ley 21.194, en adelante la “Ley”.

De acuerdo con la Ley y la Resolución, las concesionarias de servicio público de distribución que operan en el Sistema Eléctrico Nacional deberán constituirse como sociedades de giro exclusivo de distribución y sólo podrán ejercer actividades económicas destinadas a prestar el servicio público de distribución, en conformidad con las exigencias establecidas en dichos cuerpos normativos. Estas exigencias se aplicarán a

contar del 1 de enero de 2021. Sin perjuicio de lo anterior, aquellas operaciones que por su naturaleza no puedan realizarse con anterioridad a esa fecha, deberán ser informadas justificadamente a la CNE, incluyendo un calendario de planificación, indicando los plazos de cumplimiento de las exigencias respectivas, que en ningún caso podrán exceder del 1 de enero de 2022. Las filiales de Saesa, Frontel, Luz Osorno y Edelayesen presentaron un calendario de planificación en el que describe las fechas en que daría cumplimiento a la Ley. Así, al cierre del ejercicio las filiales Saesa y Frontel traspasaron sus activos de transmisión a Saesa Tx y Frontel Tx, respectivamente (producto de una división que fue aprobada por una Junta Extraordinaria de Accionistas de cada empresa el 21 de diciembre de 2020, y que tuvo efecto el 31 de diciembre de 2020), dando cumplimiento a la primera parte de su planificación. Respecto de los siguientes pasos, la Sociedad y sus filiales de distribución se encuentran evaluando los impactos en el negocio y la forma de abordarlos para disminuirlos y darles cumplimiento.

2) Contratos de suministro clientes regulados

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

Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro como resultado de las últimas licitaciones 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 de energía licitada 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 esa información, más ajustes de la proyección por parte de la Comisión, esta autoridad emite un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó el proceso de licitación 2017/01 (enero 2024 – diciembre 2043), cuya adjudicación se realizó en octubre 2017, por el 100% de la energía licitada. Se estima que el 2026 podría requerirse energía regulada por lo que se espera un nuevo proceso de licitación para 2021 (proceso 2021/01) por alrededor de 2,300 GWh/año, con entrega de ofertas para finales de mayo de 2021 y adjudicación durante junio de 2021.

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.

Además, está en discusión en el Congreso un proyecto de Ley que habilita a todos los clientes a elegir libremente su suministrador, conocido como “Ley de Portabilidad Eléctrica”.

3) Abastecimiento de energía

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

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

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

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

4) Riesgo filial STC

El riesgo al que la filial se ve expuesta está relacionado con el riesgo por atraso de la puesta en marcha de la principal Central a la que da servicios. En ese sentido, con fecha 26 de febrero de 2020 Eléctrica Puntilla comunicó que aplazaba la puesta en marcha de la Central Ñuble para el segundo semestre del año 2023.

Con fecha 4 de octubre de 2019, Hidroeléctrica Ñuble SpA ("Hidroñuble"), suscribió con la filial STC una modificación al contrato de peajes vigente entre ambas empresas por la utilización de las instalaciones de la Línea de Alta Tensión San Fabián-Ancoa, propiedad de STC. La modificación tuvo por objeto ajustar el contrato vigente entre las partes a la situación existente del desarrollo de los proyectos de ambas empresas, incluida la modificación del alcance de ciertas obligaciones, una prórroga del plazo y las condiciones para una eventual terminación anticipada. Esta modificación entró en vigor el 4 de octubre de 2019 e incluyó el pago de peajes desde septiembre 2018.

Con el objeto de garantizar el cumplimiento de las obligaciones de pago que pesan sobre Hidroñuble conforme la modificación a la que se hizo alusión en el párrafo anterior, Eléctrica Puntilla S.A. suscribió con la filial STC un contrato de fianza y codeuda solidaria, limitada a un monto equivalente a US\$13.325.000 (trece millones trescientos veinticinco mil dólares de los Estados Unidos de América), suma que representa parte de los pagos que Hidroñuble debe realizar a STC conforme los términos de la modificación acordada al Contrato de Peajes.

La Sociedad continúa monitoreando la evolución del proyecto de modo de cuantificar razonablemente cualquier antecedente que pueda impactar en su deterioro.

5) Riesgo COVID-19

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. 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, por lo anterior, el 18 de marzo de 2020 fue decretado el Estado de Excepción Constitucional de Catástrofe.

En este contexto, la Sociedad ha implementado diversos planes de acción para enfrentar esta pandemia, los cuales abarcan aspectos de protección de la salud de los colaboradores, aseguramiento de la continuidad operacional y cumplimiento de lo establecido con clientes, seguimiento de morosidad por tipo de deudores y cartera y análisis de futuros requerimientos de capital y liquidez.

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 y contratistas y clientes, ante los posibles efectos del brote de COVID-19, considerando las medidas gubernamentales que se están tomando para reducir su propagación.

- Plan de continuidad operacional: se ha establecido que todos los colaboradores de la Sociedad que puedan realizar trabajo de manera remota desde sus hogares de acuerdo con la naturaleza de sus responsabilidades lo puedan hacer. Al 30 de septiembre de 2020, prácticamente el 100% de los colaboradores en esa condición se encuentran realizando trabajo remoto.
- Protección de salud de los colaboradores: Implementación de protocolos sanitarios para aquellos trabajadores que deban realizar su trabajo en terreno, tanto en actividades de operación y mantenimiento, construcción y atención de público, además de contar con kits de seguridad basados en las recomendaciones de las autoridades sanitarias competentes. Esto ha permitido mantener los estándares de operación del sistema eléctrico (según lo requerido por Ley, ya que como empresa de servicio público no se puede dejar de prestar el servicio), así como evitar retrasos mayores en la construcción de obras que atenderán el crecimiento futuro del consumo.
- Seguimiento de la morosidad por tipo de deudores y cartera: La Sociedad ha establecido un comité corporativo para dar un seguimiento continuo en estos aspectos. Se ha suspendido el corte suministro a clientes residenciales y se otorgarán facilidades de pago en cuotas para aquellos clientes más vulnerables (desde ya la Sociedad ha decidido extender el plazo de pago a 24 meses una vez los clientes formalicen el convenio). El 5 de agosto de 2020, la iniciativa acordada al inicio de la Pandemia entre las empresas eléctricas y el Gobierno de no cortar el suministro y permitir el refinanciamiento en cuotas para aquellos clientes con el 40% de vulnerabilidad, fue extendida al 60% más vulnerable con la emisión de la Ley 21.249, en donde se establece que durante los 90 días siguientes a su publicación, las empresas proveedoras de dichos servicios no podrán cortar el suministro por mora a los usuarios que la propia norma indica, que se consideraron para estos efectos como vulnerables. Antes de la fecha de emisión de estos Estados Financieros, entró en vigor la Ley 21.301 (5 de enero de 2021) que hace extensivos los beneficios de la Ley 21.249, ampliando la fecha de no corte de

suministro hasta el 5 de mayo de 2021 y los meses de prorrateo para el pago de la deuda de energía de clientes vulnerables hasta 36.

Por otra parte, la Sociedad ha reforzado sus canales web (cuyo uso ha aumentado en forma considerable), y está mejorando el proceso de obtención de convenios de pago de los clientes, de modo de aquellas personas, que presentan inconvenientes, puedan realizarlo con facilidad a través de la página web de la empresa o atención presencial en sucursales disponibles.

- Análisis de futuros requerimientos de capital y liquidez: La Sociedad ha estado monitoreando de cerca el mercado de financiamiento en busca de mejores alternativas y ser oportuna en la obtención de nuevos créditos. Así, en junio de 2020 Grupo Saesa Limitada, matriz del grupo, tomó un crédito por M\$ 80.000.000 con Banco Estado, mientras que Inversiones Eléctricas del Sur al cierre de diciembre de 2020 mantiene un crédito por M\$ 30.000.000 con Banco Scotiabank, ambos para asegurar la liquidez, el financiamiento del plan de inversiones y proyectos en ejecución de sus filiales.

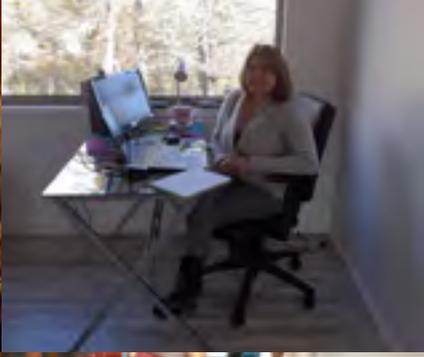
La Sociedad se encuentra evaluando activamente y respondiendo, a los posibles efectos del brote de COVID-19 en nuestros colaboradores, clientes, proveedores, y distintos stakeholders, en conjunto con una evaluación continua de las acciones gubernamentales que se están tomando para reducir su propagación.

Al 31 de diciembre, el principal efecto en el Estado de Resultados Integrales de la Sociedad tiene relación con el aumento de la morosidad y por tanto en la pérdida por deterioro de las cuentas comerciales que presentó un aumento de MM\$5.039, que equivale a un 153% por sobre el mismo período del año anterior. También los beneficios otorgados a los clientes por eliminación de conceptos tarifarios tales como energía de invierno, corte y reposición, entre otros han generado una disminución de los ingresos de MM\$5.359 respecto de 2019.

El grado de incertidumbre generado por COVID-19, como evento muy excepcional, podría afectar las estimaciones realizadas por la Administración con mayores desviaciones a las históricamente presentadas, considerando que en la realidad el escenario ha tenido constantes cambios.



NUESTRO 2020



grupo
SAPSA

**Reporte
Anual**

Inversiones Eléctricas
del Sur S.A.

20
20

