



Reporte Anual 2021

Índice

CARTA DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO	3
VISIÓN CORPORATIVA	5
IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD	6
ANTECEDENTES DE LA SOCIEDAD	7
ESTRUCTURA DE PROPIEDAD	8
PROPIEDAD Y CONTROL	9
GOBIERNO CORPORATIVO	10
RESPONSABILIDAD SOCIAL Y DESARROLLO SOSTENIBLE	14
ADMINISTRACIÓN	18
ESTRUCTURA ORGANIZATIVA	19
MARCHA DE LA EMPRESA	20
ELECTRIFICACIÓN RURAL	29
PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA (PMGD)	29
LÍNEA DE TIEMPO	32
SECTOR DE LA INDUSTRIA	34
ACTIVIDADES DE LA SOCIEDAD	41
FACTORES DE RIESGO	47
GESTIÓN FINANCIERA	52
HECHOS RELEVANTES	56
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	57
ESTADOS FINANCIEROS	58

CARTA DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO

El año 2021 fue un año de reinversión para el Grupo Saesa, y es que como muchas empresas del país y del mundo, debimos seguir adaptándonos al nuevo paradigma provocado por la pandemia, sorteando con éxito los desafíos que el Covid- 19 y los cambios regulatorios trajeron consigo, gracias al compromiso incondicional, flexibilidad y colaboración que nos caracteriza.

Por ese motivo, quisiera volver a destacar y agradecer profundamente el esfuerzo y dedicación de cada uno de nuestros colaboradores que continuaron adaptándose a los nuevos desafíos, realizando su labor con el profesionalismo que los caracteriza, ya sea en modalidad de teletrabajo o en terreno, resguardando siempre su integridad y salud, y poniendo siempre en el centro a nuestros clientes.

Gracias a este esfuerzo, 2021 quedará marcado en la historia de Grupo Saesa por un importante hito que valoramos especialmente: alcanzamos la mejor **calidad de servicio** desde que operamos.

Para responder a las necesidades sociales derivadas de la pandemia, seguimos entregando apoyo a las familias más vulnerables a través de alternativas de pago propias del Grupo Saesa. Asimismo, y de acuerdo con lo establecido por la **Ley de Servicios Básicos**, suspendimos los cortes de suministro por no pago y extendimos las facilidades. Este esfuerzo es parte de nuestro compromiso con las más de 950 mil familias que hoy son nuestros clientes, a quienes también aprovecho de agradecer por adaptarse a este entorno un tanto incierto.

Por ese motivo seguimos fortaleciendo las relaciones con los vecinos de nuestra zona de concesión. Estamos aprovechando la tecnología para llevar adelante nuestros planes de **vinculación con la comunidad**, la que nos permitió llegar a más personas con nuestros programas de educación, emprendimiento femenino, y cuidado del medio ambiente. Además, avanzamos con la conexión de sedes comunitarias a la red eléctrica.

Valoramos especialmente la capacitación que damos en la Academia de Emprendimiento que busca transformar y generar cambios a pequeños negocios de emprendedoras que asisten a nuestro programa **Mujeres con Energía**.

Agradecemos profundamente los **reconocimientos**. Uno de los más gratificantes es la evaluación realizada por los mismos trabajadores y que nos ubicó en el primer lugar del ranking nacional "Great Place To Work" como la mejor empresa para trabajar en Chile de más de mil colaboradores. Esto ratifica que la labor que hacemos de la mano de nuestros trabajadores va en la dirección correcta: Grupo Saesa cuida, acoge y capacita a las personas que lo conforman, buscando el equilibrio entre la vida personal y altos estándares de eficiencia, productividad y compromiso con sus clientes.

Así mismo, por tercer año consecutivo, Grupo Saesa recibió el Reconocimiento FGE (Fundación Generación Empresarial) al Compromiso con la Integridad 2021 por nuestro trabajo permanente de promoción de una cultura de integridad y buenas prácticas corporativas. También fuimos reconocidos por First Job como una de las cinco mejores empresas para realizar la Práctica Profesional en Chile y obtuvimos además el reconocimiento de "Most Innovative Companies" categoría Utilities, en el Ranking Most Innovative Companies 2021.

Junto a lo anterior, el robusto plan de inversiones que iniciamos en 2018, cuando comprometimos US\$ 1.500 millones a cinco años y que permitió el impulso de 3.400 proyectos de mejoramiento en nuestras redes, ya muestra resultados relevantes. En 2021 el tiempo sin suministro eléctrico disminuyó considerablemente en comparación con el año 2017: Frontel avanzó de 58,9 a 26,4 horas; Saesa de 21,0 a 13,4 horas y Edelayen de 34,4 a 13,9 horas. Son cifras muy positivas considerando los desafíos que representan la dispersión geográfica de la población, el paisaje accidentado y las dificultades climáticas propias del sur de nuestro país.

Además, en 2021 invertimos \$190.036 millones en soluciones tecnológicas para sostener en el tiempo la calidad de la energía que entregamos. Desarrollamos alternativas para mantener la continuidad del suministro durante desconexiones programadas, iniciamos un programa piloto de soterramiento de redes en sectores rurales de alta densidad arbórea, instalamos 510 nuevos equipos digitales de maniobras a distancia y 4 sistemas de respaldo para comunas completas, junto con la ampliación de capacidad de 2 centrales que cumplen esta misma labor.

Esto refleja el compromiso y mirada de largo plazo de nuestros accionistas para respaldar el desarrollo eficiente y sustentable de la energía en nuestro país.

En cuanto a los resultados financieros, registramos un **EBITDA** de \$144.460 millones, un 9,9%% superior al obtenido en el 2020. Lo anterior se explica por los negocios en Transmisión.

En 2021 implementamos una reestructuración interna que, en una primera etapa, separó nuestros negocios de distribución y transmisión, y creó la filial Saesa Innova. Durante 2022, continuaremos el proceso con la separación del negocio de generación eléctrica.

Estamos conscientes de los desafíos que presenta el mundo actual y confiamos en que hemos avanzado sosteniblemente para dar respuesta a las exigencias económicas, ambientales y sociales. Porque somos energía que conecta y transforma vidas, continuaremos aportando a la descarbonización de la matriz a través de soluciones energéticas renovables, invirtiendo para mejorar día a día la calidad de servicio y trabajando para llevar energía a los sectores más apartados del sur del país.



Iván Díaz Molina / 14.655.033-9

PRESIDENTE

VISIÓN CORPORATIVA

VISIÓN

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

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

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

MISIÓN

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

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

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

CRECIMIENTO Y VISIÓN 2022

El año 2022 el Grupo Saesa deberá tener un cambio disruptivo en todos los ámbitos de su negocio. La empresa deberá implementar exitosamente sus proyectos de inversión y redefinir su relación con el cliente. Se deberá asegurar un equipo de personas con una cultura de excelencia y ser percibida como la mejor opción para trabajar en la industria. La compañía deberá además asegurar su liderazgo en seguridad laboral y crecer creando valor económico real para sus accionistas.

VALORES CORPORATIVOS

Para alcanzar sus objetivos, la empresa deberá buscar y cultivar altos estándares de trabajo en todos sus colaboradores e internalizar en su quehacer diario estos siete valores fundamentales.

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

IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD

Razón Social

Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

Nombre de Fantasía

Frontel

Rol Único Tributario

76.073.164-1

Domicilio Legal

Isidora Goyenechea 3621 Piso 3, Las Condes, Santiago

Domicilio Comercial

Bulnes 441, Osorno

Fono

+56 22 414 7500

Fax

+56 22 414 7009

Tipo de Entidad

Sociedad Anónima Cerrada

Inscripción Registro de Valores

N°1.073

Correo Electrónico

infoinversionistas@saesa.cl

Sitio Web

www.gruposaes.cl

Fono Atención Inversionista

+56 64 238 5400

DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS

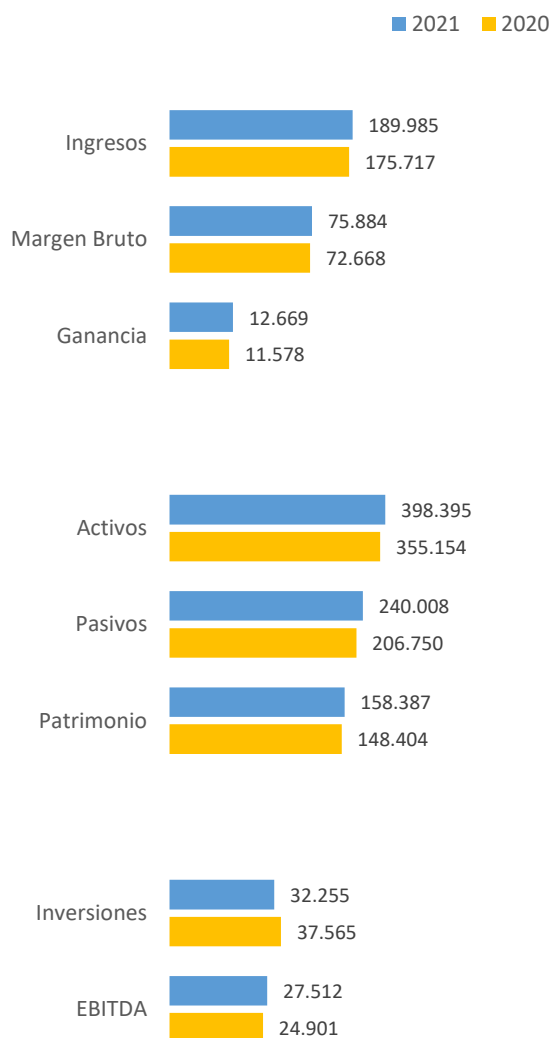
Constituida por escritura pública de fecha 10 de junio de 2008, otorgada en la notaría de Santiago de Don Raúl Undurraga Laso. Extracto autorizado fue inscrito a fojas 26.156 N°17956 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2008 y publicado en el Diario Oficial con Fecha 14 de junio 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 a una sociedad anónima cerrada, Inversiones Eléctricas del Sur S.A. 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.

ANTECEDENTES DE LA SOCIEDAD

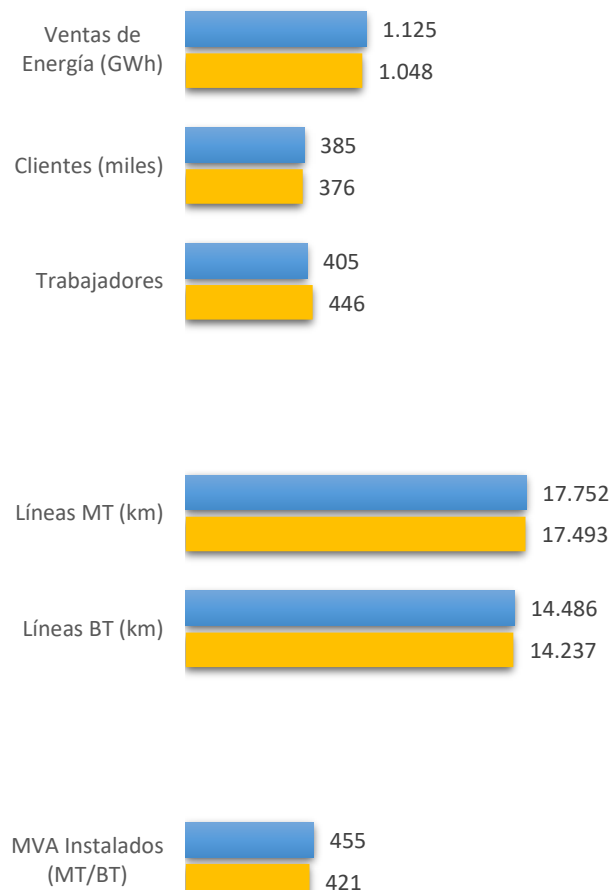
ANTECEDENTES FINANCIEROS

(En MM\$)



ANTECEDENTES OPERACIONALES

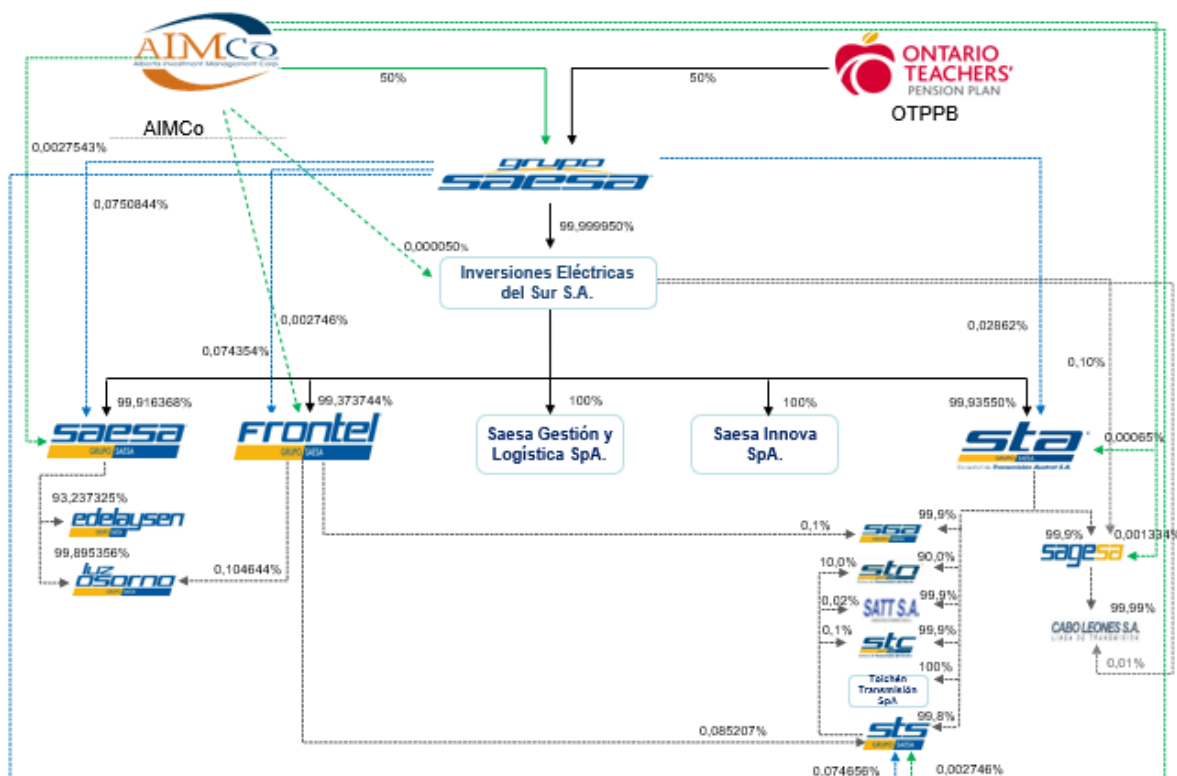
■ 2021 ■ 2020



CLASIFICACIÓN DE RIESGO

Frontel	Bonos	Clasificadoras	
	AA+	ICR RUT: 76.188.980-k	FELLER RUT: 79.844.680-0

La estructura de propiedad al 31 de diciembre de 2021 es la siguiente:



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

PROPIEDAD Y CONTROL

Al 31 de diciembre de 2021, el número de accionistas de Frontel alcanzo los 186, siendo los doce mayores los siguientes:

ACCIONISTAS	ACCIONES SERIE A	ACCIONES SERIE B	TOTAL DE ACCIONES	TOTAL PARTICIPACIÓN
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	305.439.660	7.409.954.230.822	7.410.259.670.482	99,373744%
Villiger Klein, Lidia Blanca	904.922	27.146.711.522	27.147.616.444	0,364057%
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	307.869	5.544.231.314	5.544.539.183	0,074354%
Municipalidad de Nueva Imperial	117.700	3.530.868.250	3.530.985.950	0,047352%
Municipalidad de Freire	93.862	2.815.774.843	2.815.868.705	0,037762%
Instituto de Normalización Previsional	70.580	2.117.322.773	2.117.393.353	0,028395%
Municipalidad de Perquenco	36.519	1.095.544.641	1.095.581.160	0,014692%
Guevara Perez, Carolina	22.508	675.214.710	675.237.218	0,009055%
Fundación Gustavo Mondion Mary	19.071	572.098.931	572.118.002	0,007672%
Municipalidad de los Angeles	18.861	565.805.480	565.824.341	0,007588%
Suc Graciela Pendola Villouta	12.260	367.773.562	367.785.822	0,004932%
Sociedad Inmobiliaria Rahue Ltda.	8.566	256.972.510	256.981.076	0,003446%
Otros Accionistas	204.828.826	1.804.919.481	2.009.748.307	0,026951%
TOTAL	511.881.204	7.456.447.468.839	7.456.959.350.043	100%

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

La Sociedad posee pactos de accionistas, celebrados con fecha 24 de Julio de 2008 entre los accionistas mayoritarios de la Sociedad y contempla limitaciones a la libre disposición de las acciones en la misma.

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. 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.

La Ley N°21.194 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos estableció que las empresas concesionarias de servicio público de distribución eléctrica se sujetarán a las normas sobre operaciones entre partes relacionadas del Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas y, además, deberán tener giro exclusivo de distribución de energía eléctrica.

De conformidad a lo anterior, las distribuidoras de energía eléctrica pertenecientes a Grupo Saesa sólo podrán celebrar operaciones entre partes relacionadas de conformidad a las disposiciones de dicho Título, a partir del 1 de enero de 2021.

Para estos efectos, el Directorio de dicha sociedad adoptó, con fecha 16 de diciembre de 2020, una Política General de Habitualidad, la cual tiene por objeto determinar las operaciones habituales de las distribuidoras que, siendo ordinarias o recurrentes en consideración a su giro social, podrán efectuarse, ejecutarse y/o celebrarse con partes relacionadas sin cumplir con las formalidades y procedimientos establecidos en el artículo 147 de la Ley sobre Sociedades Anónimas.

MODELO DE PREVENCIÓN DE DELITOS Y POLÍTICA DE COMPLIANCE

Las empresas pertenecientes a 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, 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 Anti-delincuencia, que incluyó la receptación en el catálogo de delitos de la Ley N° 20.393, cuestión que derivó en la necesidad de actualizar por primera vez el Modelo.

El 20 de noviembre de 2018 se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 21.121, que aumenta las penas de delitos asociados a la corrupción y modifica de manera 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, del 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 sobre la materia se incorpora en los Reglamentos Internos de las empresas de Grupo Saesa.

Cabe destacar que, dada la envergadura de las modificaciones legales señaladas, 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.

Finalmente, y a raíz de las últimas modificaciones a la Ley N° 20.393 que se relacionan con nuevas exigencias establecidas por la autoridad para hacer frente a la pandemia por COVID 19, y que derivaron entre otras consecuencias, en la incorporación de dos nuevos ilícitos al catálogo de delitos que podrían acarrear la responsabilidad penal de las personas jurídicas, es que fue necesario actualizar nuevamente el Modelo de Prevención de la Sociedad, introduciendo esta vez una mención expresa a los delitos de: a) Inobservancia de medidas sanitarias decretadas por la autoridad y; b) Obtención fraudulenta de prestaciones del seguro de cesantía. Dicha actualización fue publicada con fecha 5 de marzo de 2021.

Sumado a lo anterior se encuentra 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 alto 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 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.

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 fue fuertemente robustecida durante los años 2020 y 2021 dada la situación de pandemia. En dichas capacitaciones se abordan tanto los conceptos generales 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 lo ha sometido a un proceso de revisión desde 2014, renovándose anualmente desde esa fecha. Sin embargo, durante el año 2020 la Sociedad obtuvo, por primera vez, la certificación del Modelo por un periodo de 2 años para todas sus empresas. De esta forma, de cara a una próxima certificación en 2022, durante el primer semestre de 2021 la certificadora Feller Rate realizó un monitoreo del estado del Modelo de Prevención encontrándolo conforme en todos los puntos objeto de la revisión.

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, 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, Grupo Saesa inició 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 adopción 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 revestir carácter de delito.

Para 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, 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 conduzca 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. 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 de 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 Grupo Saesa promueve.

Es importante destacar, que durante el 2021 se realizaron 43 actividades formativas a las que asistieron 8.067 participantes, entre los que se contó con trabajadores propios y personal contratista, y que se traduce en más de 8 mil horas de capacitación efectiva. Las altas tasas de participación y aprobación de los cursos dictados dan cuenta del real compromiso de los trabajadores con la cultura de integridad que inspira a la Sociedad.

Por su parte, en el mes de julio se celebró “La Semana de la Integridad y la Transparencia”, la cual buscó sensibilizar a los colaboradores respecto de la importancia de las buenas prácticas en materia de integridad y cumplimiento, incorporando la vivencia de los valores corporativos como una más de ellas. Entre las actividades que se llevaron a cabo se encuentran el lanzamiento de videos de sensibilización, juegos de dilemas éticos online, cápsulas educativas, infografías con información relevante y entrega de reconocimientos a trabajadores que se destacan día a día por la vivencia de los valores de integridad y transparencia.

En consonancia con lo anterior, este 2021 Grupo Saesa aceptó, una vez más, el desafío de “medir su integridad” aplicando, por quinto año consecutivo, el Barómetro de Valores e Integridad Organizacional (BVIO), que impulsa la 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.

Los excelentes resultados obtenidos en el Barómetro, fruto del trabajo diario y mancomunado en la gestión de la ética corporativa, sumado a la entrega de la evidencia solicitada, hicieron a Grupo Saesa merecedor de la distinción máxima otorgada, al recibir por tercer año consecutivo, el “Reconocimiento Generación Empresarial al Compromiso con la Integridad 2021”. Esta vez la Sociedad fue la única empresa en ser destacada en la categoría “Trayectoria” entre las 63 empresas y entidades no empresariales que se sometieron a la evaluación. Cabe subrayar, que Grupo Saesa es hoy la única empresa en Chile que ha recibido este reconocimiento durante tres años consecutivos, lo que ha sido catalogado por la propia organización del evento como “todo un logro”. 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 EN EL 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	1	1	2
Entre 3 y 6 años	-	-	-
Entre 6 y 9 años	1	-	1
Entre 9 y 12 años	3	-	3
Mayor a 12 años	1	1	2
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	3	-	3
EXTRANJERA	3	2	5

DIVERSIDAD EN LA GERENCIA GENERAL Y DEMÁS GERENCIAS

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

DIVERSIDAD EN LA ORGANIZACIÓN

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 30 años	38	2	40
Entre 30 y 40 años	126	32	158
Entre 41 y 50 años	113	30	143
Entre 51 y 60 años	36	12	48
Entre 61 y 70 años	5	1	6
Mayor a 70 años	-	1	1
ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3 años	61	8	69
Entre 3 y 6 años	65	11	76
Entre 6 y 9 años	35	8	43
Entre 9 y 12 años	55	8	63
Mayor a 12 años	102	43	145
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	315	77	392
EXTRANJERA	3	1	4

RESUMEN DIVERSIDAD DEL DIRECTORIO, GERENCIA Y ORGANIZACIÓN

DIVERSIDAD	DIRECTORIO		GERENCIAS		ORGANIZACIÓN		TOTAL		REPRESENTATIVIDAD	
RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menor a 30 años	-	-	-	-	38	2	38	2	9,2%	0,5%
Entre 30 y 40 años	1	1	2	-	126	32	129	33	31,2%	8,0%
Entre 41 y 50 años	1	1	3	1	113	30	117	32	28,3%	7,7%
Entre 51 y 60 años	2	-	2	-	36	12	40	12	9,7%	2,9%
Entre 61 y 70 años	1	-	1	-	5	1	7	1	1,7%	0,2%
Mayor a 70 años	1	-	-	-	-	1	1	1	0,2%	0,2%
ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menor a 3 años	1	1	-	-	61	8	62	9	15,0%	2,2%
Entre 3 y 6 años	-	-	-	-	65	11	65	11	15,7%	2,7%
Entre 6 y 9 años	1	-	1	-	35	8	37	8	9,0%	1,9%
Entre 9 y 12 años	3	-	-	1	55	8	58	9	14,0%	2,2%
Mayor a 12 años	1	1	7	-	102	43	110	44	26,6%	10,7%
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
CHILENA	3	-	8	1	315	77	326	78	78,9%	18,9%
EXTRANJERA	3	2	-	-	3	1	6	3	1,5%	0,7%
							80,4%	19,6%		
							413			

*Incluye Directorio

BRECHA SALARIAL POR GÉNERO

PROMEDIO TOTAL REMUNERACIONES (HABERES FIJOS + BONOS)

FAMILIA DE CARGO	G. FEMENINO	G. MASCULINO	DIFERENCIA
Administrativos	87%	100%	13%
Enc. Unidad	106%	100%	-6%
Jefes de Área	100%	100%	0%
Linieros	N.A.	100%	100%
Profesionales	92%	100%	8%
Supervisores	N.A.	100%	100%
Técnicos	86%	100%	14%

DIRECTORIO

En el año 2021 el Directorio de Inversiones Eléctricas del Sur S.A y sus empresas Filiales se compone de 8 integrantes, sin contemplar la existencia de miembros suplentes. La duración en sus cargos corresponde a un periodo de dos años, pudiendo ser reelegidos.

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



PRESIDENTE

Iván Díaz-Molina
Ingeniero Civil
Rut 14.655.033-9
Fecha último nombramiento:
30-04-2021



VICEPRESIDENTE

Jorge Lesser García- Huidobro
Ingeniero Civil
Rut 6.443.633-3
Fecha último nombramiento:
30-04-2021



DIRECTOR TITULAR

Juan Ignacio Parot
Ingeniero Civil Industrial
Rut 7.011.905-6
Fecha último nombramiento:
30-04-2021



DIRECTOR TITULAR

Waldo Fortín
Abogado
Rut 4.556.889-K
Fecha último nombramiento:
30-04-2021



DIRECTOR TITULAR

Jonathan Reay
Administrador de Inversiones
Extranjero
Fecha último nombramiento:
30-04-2021



DIRECTOR TITULAR

Stacey Purcell
Ingeniero Comercial
Extranjero
Fecha último nombramiento:
30-04-2021



DIRECTOR TITULAR

Christopher Powell
Ingeniero Bachiller
en Ciencias
Extranjero
Fecha último nombramiento:
30-04-2021



DIRECTOR TITULAR

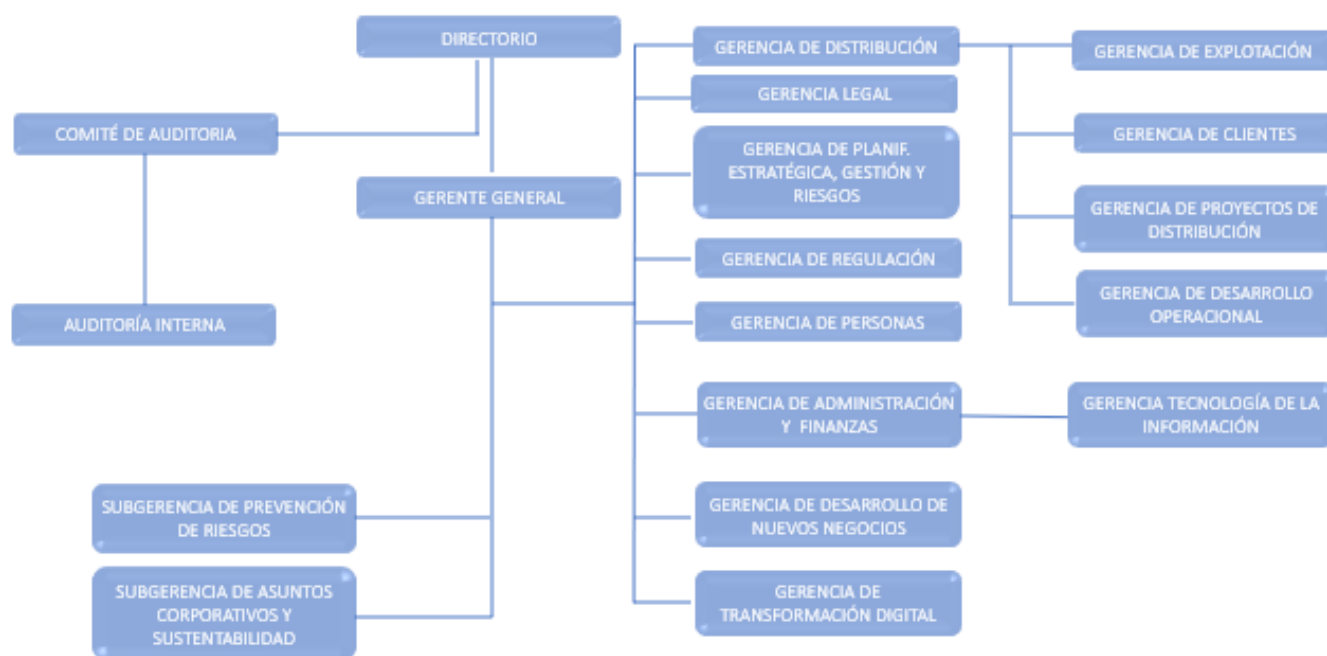
Ashley Munroe
Ingeniero Civil
Extranjero
Fecha último nombramiento:
30-04-2021

ADMINISTRACIÓN

Gerente General	Francisco Alliende Arriagada / Ingeniero Comercial / RUT 6.379.874-6 Fecha nombramiento 1 de febrero de 2012
Gerente de Administración y Finanzas	Víctor Vidal Villa / Ingeniero Civil Industrial / RUT 9.987.057-5 Fecha nombramiento 11 de abril de 2012
Gerente Legal	Sebastián Sáez Rees / Abogado / RUT 8.955.392-K Fecha nombramiento 1 de octubre de 2007
Gerente de Comercialización	Marcelo Bobadilla Morales / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 10.151.086-7 Fecha nombramiento 1 de septiembre de 2009
Gerente de Proyectos de Distribución	Paolo Rodríguez Pinochet / Ingeniero Eléctrico / RUT 13.199.851-1 Fecha nombramiento 1 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 / 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 Distribución	Leonel Martínez Martínez / Ingeniero Eléctrico / RUT 14.556.330-5 Fecha nombramiento 1 de septiembre 2021
Subgerente de Prevención de Riesgos	Patricio Velásquez Soto / Ingeniero en Prevención de Riesgos / RUT 12.540.271-2 Fecha nombramiento 30 de octubre de 2013
Director de Auditoría Interna	Jorge Castillo Quiroz / Contador Auditor / RUT 7.759.917-7 Fecha nombramiento 1 de octubre de 2013
Subgerente de Regulación	Jorge Muñoz Sepúlveda / Ingeniero Civil Electricista / RUT 11.694.983-0 Fecha nombramiento 1 de septiembre de 2009
Gerente de Clientes	Barbara Boekemeyer Slater / Ingeniero Civil Industrial / RUT 12.747.160-6 Fecha nombramiento 1 de abril de 2018
Gerente de Explotación	Diego Moenne-Loccoz / Contador Público y Auditor / RUT 12.708.537-4 Fecha nombramiento 1 de enero de 2018
Subgerente de Asuntos Corporativos y Sustentabilidad	Alondra Leal Maldonado / Ingeniero Comercial / RUT 12.421.730-k Fecha nombramiento 1 de abril de 2016
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 de 2020

ESTRUCTURA ORGANIZATIVA

El Directorio, el Gerente General y el Comité Ejecutivo, desempeñan los mismos cargos y funciones tanto en la matriz Inversiones Eléctricas del Sur S.A como en sus filiales, con la sola excepción de Línea de Transmisión Cabo Leones S.A., cuyo directorio está compuesto por 3 integrantes y las sociedades recientemente constituidas Saesa Innova SpA. y Saesa Gestión y Logística SpA., que son sociedades por acciones cuyos estatutos no contemplan la existencia de Directorio.



MARCHA DE LA EMPRESA

Durante el año 2021 Frontel presentó una notable mejora en los índices de calidad de servicio. Aun cuando el invierno y comienzo de primavera se presentaron particularmente agresivos, con cuatro temporales fuertes y de larga duración, las inversiones y los planes de mantenimiento en la red, junto a una eficiente gestión en tecnología y equipos en terreno, permitieron buenos resultados.

Los parámetros de evaluación de calidad de servicio se refieren al promedio de horas en las que un cliente permanece sin suministro durante un año por causas de responsabilidad de su distribuidora. No considera, por ejemplo, choques a postes o fallas masivas de la empresa transmisora. Con el robusto plan de inversión y mantenimiento que comenzó a ejecutarse el año 2018, el tiempo sin suministro ha disminuido considerablemente a la fecha: Frontel se desplazó de 58,9 hrs. en 2017 a 26,4 hrs. en 2021.

El plan de inversión del último año se enfocó en implementar equipos de maniobra automática y comando a distancia en las redes de media y baja tensión. Se busca habilitar una red inteligente y flexible, que disminuya la cantidad de clientes afectados por una interrupción y el tiempo de ésta, mediante transferencia de consumos. En los dos años recientes, Grupo Saesa ha construido y renovado más de 2.000 kilómetros de redes de media tensión y ha realizado el recambio de más de 8.000 transformadores de distribución, con el objetivo de ampliar su capacidad, lo que representa un 15% de estos equipos en la compañía.

Para asegurar continuidad de servicio a todos sus clientes, en sectores de extrema ruralidad se ha optado por construir interconexiones con otras distribuidoras. Este es el caso de la comuna de Pinto, donde Frontel se conectó con la cooperativa Coelcha, logrando así un respaldo adicional ante cortes.

En la red de Grupo Saesa; la cual supera los 65.000 kilómetros de extensión; en el año 2010 existían sólo 500 equipos de maniobra automática, equivalente a un 22% del total de equipamiento. Actualmente, la red cuenta con más de 5.600 equipos instalados, lo que aumenta notablemente la confiabilidad y holgura del sistema eléctrico. Adicionalmente se ha robustecido la red incorporando equipos indicadores de fallas, los que ayudan a una más rápida detección y localización de éstas, disminuyendo así los tiempos de interrupción.

Para hacer frente a las fallas que afectan al sistema de transmisión, que dejan sin suministro a las distribuidoras y en consecuencia a los clientes finales, Grupo Saesa implementó generación de respaldo local, que permite restituir el servicio a una comuna afectada. Estos proyectos se han implementado en 46 comunas, en las cuales un corte de suministro que podría haber durado varias horas, no tarda más de 20 minutos en ser solucionado.

Pese al aumento en la cantidad de interrupciones por causa externa en 2021, la flexibilidad operacional en Grupo Saesa se mantiene en un acumulado de 82% en 12 meses. Este indicador representa la cantidad de clientes con suministro repuesto antes de media hora, en fallas que afectan a más de 1.000 clientes.

La búsqueda e implementación de soluciones tecnológicas e innovación que permitan mejorar la calidad de servicio es permanente. En 2021 trabajamos en diversas iniciativas de innovación, como el uso de by pass con cable tipo minero, para usar en desconexiones programadas, permitiendo interconectar sectores y disminuir la cantidad de clientes que deben verse interrumpidos por faenas de mejoramiento o reparaciones.

Asimismo, iniciamos un programa piloto para la construcción de redes soterradas en sectores rurales de alta densidad arbórea. Los árboles siguen siendo la causa principal de interrupciones de suministro y, por lo mismo, estamos revisando la viabilidad constructiva y los resultados operativos de este tipo de proyectos de manera de extenderlos hacia otras zonas.

SUSTENTABILIDAD

SEGUNDO REPORTE DE SUSTENTABILIDAD DEL GRUPO SAESA

Continuando con el compromiso de analizar cada una de las actividades de Grupo Saesa para lograr llevarlas de un modo sustentable, es que nos mantenemos en línea con el desafío de entregar un reporte que dé cuenta de todas y cada una de las iniciativas que la empresa realiza con miras a un futuro mejor para las comunidades, sus trabajadores y el medioambiente.

De este modo, cumpliendo con estándares y parámetros de nivel mundial, durante el año 2021 Grupo Saesa emitió su segundo reporte de sustentabilidad, elaborado bajo la metodología GRI (Global Reporting Initiative).

Diseñado con una estructura amigable y cercana, este documento engloba las cifras en torno al impacto de la empresa en las comunidades donde está inserta, promoviendo nuevamente que la sustentabilidad se integre transversalmente en toda la organización. En él se incluye información sobre actividades, objetivos y resultados en materia social, ambiental y económica.

La estrategia de Grupo Saesa 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

El presente año, trajo consigo un gran salto en materia de programas de vinculación con la comunidad, uniéndose a los ya existentes, este año se implementó Mujeres con Energía, Conecta tu Energía y Barrios con Energía.

El propósito de estos programas es conectar tanto con, las preocupaciones y anhelos de las personas que conforman la comunidad de la cual somos parte, de manera de contribuir de la mejor forma posible, así como aportar con soluciones innovadoras, cercanas y reales que vayan más allá del rol principal que tiene la compañía, que es llegar con energía continua y segura a sus clientes.

Mujeres con Energía, en esta primera versión se reconoció y capacitó a 63 mujeres emprendedoras, desde Ñuble a Aysén, que sacaron adelante sus ideas de negocio pese a las dificultades que ha traído consigo la pandemia.

Las seleccionadas participaron de una Academia de Emprendimiento a cargo del instituto profesional AIEP, donde fortalecieron sus competencias y capacidades. Además, lograron potenciar su crecimiento y acceso a nuevos negocios, ya que adicionalmente, se implementó una vitrina virtual para que puedan difundir su emprendimiento.

Las ganadoras, que fueron escogidas según su desempeño en el curso, obtuvieron un premio de \$1.000.000 de libre disposición.

Por su parte, **Conecta tu Energía**, es un programa que apoya a quienes deben permanecer en salas de espera de centros de salud, a través de la instalación de cargadores gratuitos para celulares. En 2021, se pusieron en servicio, tres de estos tótems de carga en el Hospital de Puerto Montt y CESFAM de Purranque en la región de Los Lagos, y en el Hospital de Corral, en Los Ríos.

Barrios con Energía, es una iniciativa busca dotar de iluminación espacios públicos que nunca hayan contado con luz o modernizar sistemas ya instalados, para que, de este modo, la comunidad pueda ampliar sus posibilidades de uso, mejorar la seguridad y generar espacios de reencuentro post pandemia. Durante el año 2021, se iniciaron trabajos que buscan renovar la Plaza Fermín Vivaceta en Osorno y el parque Las Lumas en la ciudad de Coyhaique.

En resumen, durante 2021, Grupo Saesa benefició a más de 7 mil personas a través de sus diversas iniciativas:

Premió a 3 escuelas ganadoras de la competencia de eficiencia energética en el marco del programa Escuelas con Energía, donando a los establecimientos sistemas fotovoltaicos y entregando energía a más de 150 niños y profesores.

Conectó 30 sedes sociales a la red eléctrica, dando un nuevo aire a los espacios de encuentro comunitario a más de 3 mil personas.

Desarrolló actividades de capacitación para más de 100 alumnos estudiantes de electricidad pertenecientes a 3 establecimientos gracias al programa Liceos Eléctricos.

Logró reunir 10 toneladas de pilas en desuso recuperadas para ser acopiadas y trasladadas a un lugar seguro para su disposición final.

Se mantuvo conectada con la comunidad a través del programa Somos Vecinos Radio, llegando con información relevante y útil a un gran número de hogares en los 306 programas realizados en más de 100 emisoras distintas, sumando más de 6.100 minutos al aire.

MEDIOAMBIENTE

Grupo Saesa buscando su permanente amplificación energética ha ido desarrollando y fomentando proyectos vinculados con energías renovables, generando así soluciones eólicas y fotovoltaicas.

Es así como al año 2021 aumentó su capacidad de generación a través de este tipo de energías, superando 1 MW a través de proyectos eólicos y fotovoltaicos. Durante este año, se adjudicó 122.4 kW en soluciones off grid. Estas soluciones generaron un impacto beneficioso en la calidad de vida de 51 familias, fomentando el desarrollo de estas.

Por otro lado, durante el año 2021 Grupo Saesa adjudicó y construyó 507 kWp en proyectos fotovoltaicos “On Grid”, que están relacionados a generación distribuida, lo que representa un incremento 284% respecto al año 2020, entre estos:

- Proyecto On Grid, comuna Purranque, 294 kW instalados en techo
- Proyecto On Grid, comuna Los Muermos, 165.2 kW instalados en suelo
- Proyecto On Grid, comuna Osorno, 42,1 kW instalados en techo
- Proyecto On Grid, comuna Osorno, 1.5 kW instalados en techo
- Proyecto On Grid, comuna Coyhaique, 5 kW instalados en techo

En la filial Saesa Innova, adjudicamos proyectos fotovoltaicos de autoconsumo para la gran industria (clientes libres), cuyas características y potencias son las siguientes:

- Proyecto de autoconsumo, comuna de Panguipulli, 2.91 MW instalados en suelo y con tracker a 1 eje
- Proyecto de autoconsumo, comuna de Lautaro, 0.91 MW instalados en suelo

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 (Seremi MA) 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 principios del año 2020, 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 establecer restricciones. Sin perjuicio de aquello, Frontel, Saesa y Edelayesen de todas formas quisieron estar presentes, logrando con sus campañas la recolección de 2.500 (23,9%), 7.210 (68,8%) y 767 (7,3%) kilogramos respectivamente, y superando así las diez toneladas a nivel compañía. Lo anterior representa un aumento de 1000% respecto de la última campaña realizada en el año 2020.

Dentro de otros aspectos de la gestión ambiental responsable de la compañía, durante el año 2021 se gestionaron 44,3 toneladas entre; equipos eléctricos asociados a transformadores, reguladores, computadores y medidores en desuso, los cuales se reparten en las siguientes proporciones; 35.000 Kg (79%) corresponden a transformadores y reguladores; 1.225 Kg (2,8%) a computadores dados de baja y 8.100 Kg (18,2%) a medidores en desuso. Del total de toneladas gestionadas; 37,8% corresponden a FRONTEL, 53,3% a SAESA y 8,9% a EDELAYSEN.

Durante el año 2021, el teletrabajo predominó entre los colaboradores de la compañía, con ello se privilegió la gestión de residuos reciclables a domicilio. En dicho contexto, y considerando que este plan piloto está circunscrito a la ciudad de Osorno, entre enero y diciembre se logró reincorporar a la cadena de valor un total de 8,4 toneladas de residuos reciclables, una cifra que muestra un aumento aproximado de 227% respecto del año anterior. Durante este periodo ingresaron al proceso de economía circular 8.350 Kg de residuos que se distribuyeron de la siguiente forma; papel 164 kg (2%), cartón 2.478 kg (30%), plástico 697 kg (8%), aluminio 179 kg (2%), residuos orgánicos 2.315 kg (28%) y vidrio 2.517 kg (30%).

Otro tipo de residuos que pasaron por un proceso de revalorización durante el año 2021, 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 64 toneladas de madera (3%), 123 toneladas de cable de aluminio (6%), 115 toneladas de acero galvanizado (5%) y 1.861 toneladas de hormigón (86%).

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 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 2021 Grupo Saesa reforestó un poco más de 24 hectáreas de bosque nativo dentro de su zona de concesión, las cuales se distribuyen de la siguiente manera por empresa; SAESA 7,23 hectáreas (30,1%), STS 16,47 hectáreas (68,5%) y SAGESA 0,34 hectáreas (1,4%).

PERSONAS, EL VALOR DE LA EMPRESA

Lo más importante para Grupo Saesa son las personas, a la fecha la dotación asciende a 5.893 colaboradores de los cuales 1.665 pertenecen a las empresas del Grupo y 4.228 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 durante el 2021.

Sin duda la **Flexibilidad, Agilidad, Innovación y Colaboración**, son comportamientos que se han internalizado y que hoy juegan un rol fundamental. En el segundo año de pandemia se sostuvieron los esfuerzos en un escenario nada fácil ni para la empresa ni para los clientes.

SEGUIMOS CUIDANDO A LOS NUESTROS

Nos ocupamos de entregar las mayores condiciones de seguridad a los trabajadores. Un intransable que adquirió más sentido que nunca en la actualidad, cuando no solo los resguardos físicos y sanitarios fueron necesarios; sino también resguardar la salud mental afectada por el encierro, la sensación de inseguridad permanente y la pérdida de seres queridos o conocidos.

Por segundo año consecutivo el Comité de Crisis tuvo la misión de evaluar la contingencia y necesidades que se presentan en nuestra compañía, para luego ir tomando las decisiones que permitieran seguir adelante en las condiciones más adecuadas. Este comité se asegura de la continuidad de la operación, el resguardo y habilitación de condiciones sanitarias para que los trabajadores que continuaron decididamente en terreno desde el primer día.

Conversaciones, encuestas y estudios permitieron crear programas de apoyo y contención al trabajo en pandemia, tanto presencial y teletrabajo.

Se continuó con el programa de contención este 2021 denominándolo **Recarga tu Energía-Préndete**, cuyo plan de trabajo consistió en acompañar a través de múltiples iniciativas a los trabajadores durante esta pandemia, orientadas hacia toda la compañía y a las áreas críticas, identificadas en función de la exigencia de operación y lugares de desempeño de tareas. Para los colaboradores que han debido mantenerse en las oficinas o en terreno, de cara al cliente, se generaron prácticas y apoyos especiales, que responden a estas necesidades.

Por ejemplo; a nivel de Grupo Saesa; para el 90% de quienes se desempeñan en atención a clientes, se realizaron talleres especiales con herramientas y mecanismos para manejar sus emociones, en distintos escenarios y roles dada la compleja época que estamos viviendo, es importante la contención emocional y que la compañía contribuya a mantener una calidad de vida con un equilibrio entre lo laboral y lo personal.

Grupo Saesa cuenta con el apoyo profesional permanente de una psicóloga, la que ha entregado asistencia a trabajadores, contratistas y familia. Desde junio de 2020 a la fecha, la profesional ha atendido a 104 personas, incluido niños, con un total de 335 sesiones.

En el caso de los equipos de proyectos de alta intensidad, como por ejemplo quienes llevaron a cabo la implementación del nuevo sistema comercial durante la crisis sanitaria, se pusieron a su disposición talleres, actividades recreativas e incentivos de tiempo libre adicional.

Todo ello levantado mediante encuestas y entrevistas que permitieron identificar las necesidades reales, alertas y recomendaciones para poder hacerse cargo. El sello de cuidar a los trabajadores y a sus familias se ha

manifestado a través de declaraciones relativas a la empatía y escucha atenta que como líderes se necesita tener con los equipos.

En este sentido se motivó de manera permanente la conversación y la búsqueda de espacios para dialogar. La definición de una jornada más flexible, la disminución en la extensión y cantidad de reuniones y el respeto por el horario de la jornada laboral, fue una declaración que se difundió ampliamente a través de videos y decálogo de buenas prácticas, los que hoy forman parte de esta nueva forma de trabajar. Fomentando diariamente el respeto por los tiempos personales y familiares.

En esta misma línea se difundió un decálogo de corresponsabilidad parental, con prácticas a incorporar para un mejor uso del tiempo y calidad de vida, que fue creado ante la necesidad de dedicar más y mejor tiempo junto a las familias, lo que sin duda puede ser todo un desafío en términos de organización y tolerancia.

La mantención permanente del horario de verano, finalizando la jornada laboral semanal los viernes a las 14:30 horas, ha sido una de las medidas más agradecidas por el personal. Junto con ello y también en el afán de cuidar la salud de todos y todas, es la asignación de un día libre adicional, para la realización de un examen preventivo de salud y la ejecución de un plan de vacunación gratuito contra la influenza para más de 2.000 colaboradores, contratistas y empleados en las dependencias de la empresa, resguardando la seguridad con protocolos de autocuidado.

Somos Formadores

- Durante el año 2021, Grupo Saesa dio continuidad al **Plan de Capacitación Corporativa** con la modalidad en cursos online (86%), la aplicación de la tecnología y la medición de los datos redundan directamente en modelos cada vez más personalizados para los colaboradores. De igual forma se continua con la modalidad presencial (14%) para ciertos cursos Técnicos, Roce, Modelo Cortez y Escuela de Linieros.
- Se ejecutaron 103.218 horas, orientadas al desarrollo profesional de los trabajadores, 2.148 colaboradores de empresas contratistas fueron capacitados con un total de 32.114 horas de formación, en cuanto a personal propio 1.482 colaboradores capacitados con 71.104 horas de formación.
- A través del Programa Crece estudiaron 47 colaboradores, cuyo programa de desarrollo contempló 37 mil horas.
- 41 jóvenes egresaron en el año 2021 de la **Escuela de Linieros** N°13 - N°14 y N°15 (Obras y Mantenimiento) efectuando un total de 9.200 horas de formación, lo que consolida a 248 alumnos egresados de las diferentes Escuelas de la Linieros.
- En cuanto a **Responsabilidad social empresarial**, este año se capacitaron 177 personas registrando un total de 8.472 horas en distintos cursos, con una inversión total de MM\$48:

Nombre del Curso	Horas de Capacitación	N° Participantes
Aplicación De Técnicas Básicas De Circuitos Eléctricos De Baja Tensión	612	17
Formación De Guardias De Seguridad	720	8
Fundamentos Para La Instalación Eléctrica Domiciliaria	1.260	14
Técnicas De Elaboración De Productos De Pastelería Y Repostería	2.520	63
Técnicas De Operación De Grúa Horquilla	360	15
Técnicas Para La Aplicación De Capacidad Sociolaborales E Inserción Laboral (Precontrato)	3.000	60
Total General	8.472	177

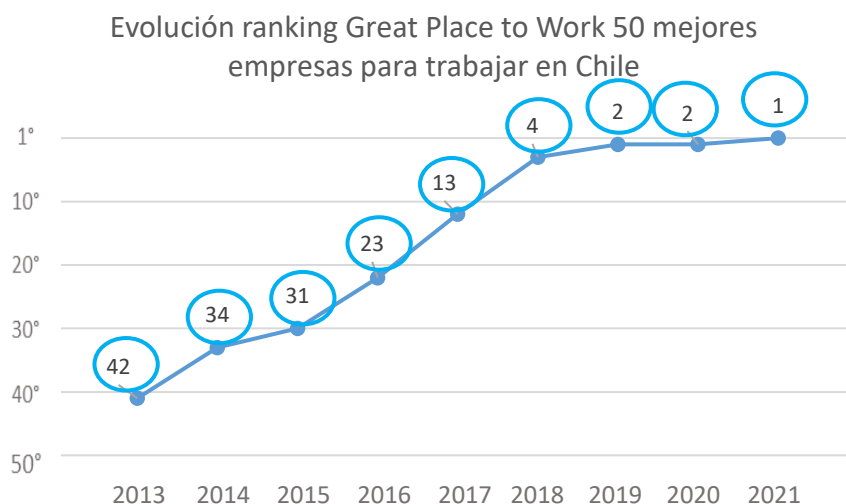
- Con Foco en el cliente se dio curso al Programa “Fidelizando al cliente” y “Lectura y Reparto” donde se han formado 181 colaboradores.
- Por segundo año consecutivo se continúa potenciando a Formadores Internos, se capacitaron 25 nuevos colaboradores como formadores internos quienes a su vez capacitaron en diferentes cursos a 517 personas.
- Se continúa con las Inducciones de Cultura y Seguridad, Foco Crítico; el objetivo de poner en conciencia con diversas metodologías asociadas a la seguridad, foco en el cliente y conocer la Compañía, produciendo de esta forma una aceleración en los procesos adaptativos e incorporación de una conducta segura y alineada a la cultura de seguridad de la Compañía. Personas capacitadas 459.
- En agosto de este año se inició la malla de especialistas cuyo objetivo es permitir potenciar el talento a nivel de especialistas y de este modo asegurar que la Compañía cuente con las capacidades técnicas como de gestión necesarias para el desarrollo actual y futuro del negocio. Participaron 26 colaboradores del área de protecciones de distribuciones, área de control y protecciones, área de ing. de transmisión, área scada, área sistema de transmisión del norte.
- Brigadas de Elite; El objetivo de este programa es aumentar el nivel de competencia de las brigadas de operaciones en temas Técnicos y Blandos, generando un desplazamiento en las brigadas por medio de la mentoría, este año se trabajó con un piloto de 5 mentores y 14 linieros en la Zonal de Bio Bío.
- 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 on-line.
- Se continuó avanzando en la gestión de **diversidad e inclusión** en Grupo Saesa, en materia de inclusión laboral dando cumplimiento a la ley 21.015 para las empresas Saesa, Frontel, Edelayesen, STS y STN. De acuerdo con el 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 logró 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

- Grupo Saesa logra ser reconocida como la **primera mejor empresa para trabajar en Chile**, según el ranking **Great Place to Work**. La compañía ha construido una cultura única y diferenciadora **#SOMOSPUROORGULLO**, avanzando notoriamente en su lugar en el ranking desde el 2013 a la fecha.



El 2021 además obtuvimos los siguientes reconocimientos:

- ✓ 5 to Mejor Lugar para hacer prácticas en Chile según FirstJob, Plataforma de Prácticas y Primeros Trabajos
 - ✓ 5 to Mejor lugar para trabajar en Chile para Mujeres, GPTW
 - ✓ Most Innovative Companies categoría Utilities, en el Ranking Most Innovative Companies 2021.
- El **clima laboral** es uno de los puntos más relevantes dentro del Grupo Saesa, el 2021 la encuesta de clima reflejó que un 92% de los trabajadores se encuentra satisfecho de trabajar en la compañía, siendo el mejor resultado que hemos obtenido.
 - Las dimensiones más valoradas son 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

A casi dos años del inicio de la pandemia, Grupo Saesa ha trabajado fuertemente en fortalecer sus comportamientos de flexibilidad, excelencia y compromiso con la seguridad, siendo el 2021 un año de aprendizaje, abordando cada uno de sus procesos técnicos y comerciales, sin perder de vista la seguridad como un "Intransable" en cada tarea emprendida.

Las dificultades enfrentadas en el contexto actual, han permitido innovar en sus procesos y construir diferentes formas de trabajo para el desarrollo exitoso de sus actividades, principalmente las que se encuentran asociadas a las operaciones técnicas y comerciales, la incorporación de procedimientos y protocolos que permitan garantizar la salud de sus colaboradores; Todo lo anterior ha estado siempre en el centro de las decisiones, sin descuidar el mandato prioritario de atención a sus clientes con la mayor dedicación, ofreciendo soluciones oportunas, concretas y de alto valor para sus trabajadores

A raíz de lo anterior, se han impulsado iniciativas, protocolos y acciones en materia de seguridad y salud ocupacional, las que se han materializado en:

- Primera jornada de sensibilización virtual: A través de una emisión en directo vía *streaming* se dio lugar a la jornada de seguridad, con el objetivo de sensibilizar a los trabajadores de diferentes ámbitos de la Compañía y Empresas Contratistas respecto a las consecuencias de sus actos, ya sea en su entorno laboral o familiar, haciendo hincapié en que la Seguridad es un "Intransable". Esta jornada se centró en el foco Vehicular y se contó con la participación de 1.500 dispositivos conectados de manera simultánea, además de alcanzar 8.000 visualizaciones durante el año.
- Programa de Gestión Preventiva: El Método de Aseguramiento para el Control de los Riesgos Operacionales (MACRO) permitió dedicar esfuerzos específicos en materia de prevención de accidentes graves y fatales, pero también dedicados a controlar el avance de la pandemia con el surgimiento del Covid-19, sumando más de 280.000 acciones preventivas anuales en toda la organización, distribuyendo de forma transversal las responsabilidades por unidad de negocio, área y empresa contratista.
- Plan de Retorno Seguro y Flexible: Para un retorno gradual y seguro al trabajo en el marco de la alerta sanitaria ocasionada por el Covid-19, se puso a disposición una guía resumen de las medidas, recomendaciones y acciones de gestión preventiva dirigidas a evitar el contagio de COVID-19 en los lugares de trabajo, estableciendo procedimientos y medidas específicas que permitan brindar protección y tranquilidad a todos los colaboradores de la Compañía.

Durante los últimos años, en el camino a la excelencia en el cuidado de las personas, se ha avanzado de forma significativa, incorporando fuertemente a las empresas contratistas y liderando la seguridad a nivel industria, donde se han implementado un sin número de planes y acciones, siendo la prioridad asegurar el riesgo estratégico para la seguridad de las personas, garantizando un desempeño de alto nivel y un lugar libre de accidentes graves y fatales en la operación de la Compañía.

ELECTRIFICACIÓN RURAL

El compromiso de Frontel 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 en conjunto 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 en el sur de Chile.

Durante el año 2021 se pusieron en servicio 19 proyectos de Electrificación Rural, ubicados en sectores rurales pertenecientes a 13 comunas dentro de las regiones del Bío Bío y la Araucanía.

La finalización y puesta en servicio de estos proyectos cumplen con el objetivo de haber brindado suministro eléctrico a 361 familias de sectores rurales, considerando obras que abarcan una extensión de redes de 67 km de línea de media tensión, 66 km de línea de baja tensión en postación individual, 12 km de línea de baja tensión en postación común y 213 transformadores de distribución entre 5 y 15 kVA.

A nivel de Grupo, se pusieron en servicio 50 proyectos de Electrificación Rural, lo que conlleva a la finalización de las obras de distribución e instalaciones interiores de dichos proyectos ubicados en sectores rurales pertenecientes a 28 comunas dentro las regiones del Bío Bío, La Araucanía, Los Ríos y Los Lagos, y se firmaron 47 nuevos proyectos para 25 comunas ubicadas entre las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos, Los Lagos y Aysén, actualmente en etapas de ingeniería y permisos.

PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA (PMGD)

Desde la perspectiva de la generación distribuida y al igual que en todos los procesos conocidos, el periodo 2021 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.

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 2021 dejó grandes hitos entre los que se destacan:

1. La participación del Comité Consultivo que dirige el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), cuyo objetivo es discutir los puntos a modificar de la Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO) PMGD a partir de la publicación y entrada en vigencia del Decreto Supremo 88.
2. La adaptabilidad y transformación de los procesos internos a raíz de las entradas en vigencia de las nuevas normativas PMGD y EG (Decreto Supremo 88 y Decreto Supremo 57 respectivamente).
3. Como nunca antes en la historia, se lograron avances en la firma de contratos de Obras Adicionales con los generadores PMGD que logró la firma de 71 contratos, lo que genera la necesidad de administrar de manera eficiente y eficaz el cumplimiento de esos contratos.

A la fecha Frontel alcanza un total de 45 centrales conectadas en calidad de PMGD con una potencia total de 150,786 [MW], entre las regiones de la Araucanía y Bio Bio.

GESTIÓN COMERCIAL

GESTIÓN DE CLIENTES 2021

El cliente, centro del actuar estratégico de la compañía, continuó incrementándose durante 2021, con la exitosa implementación del sistema SAP para la atención de nuestros usuarios, culminada durante agosto.

Demostrando un espíritu colaborativo y 100% comprometido, se logró cerrar con una impecable salida en vivo de todas las distribuidoras operando bajo este nuevo sistema de atención comercial, que ha permitido tener una mirada 360° hacia el cliente, como nunca antes en la historia de la compañía, permitiendo tener una base necesaria para mejorar la experiencia en la atención. Esta implementación generó cambios importantes en los procesos comerciales de terreno y facturación, aumentando los controles de la operación y así asegurar la calidad de éstos. Para asegurar la continuidad de la solución técnica y la optimización constante de los procesos se generó un Centro de Competencias conformado por los principales líderes del proceso de implementación.

En Satisfacción y Experiencia se registró un alza constante de los indicadores, cerrando muy cercanos a la meta (30,8% y 51,2% respectivamente), efecto generado por la mejora en la calidad de servicio en las distintas comunas de la zona de concesión y las mejoras de procesos operativos y comerciales de cara al cliente, impulsado por la Planificación Estratégica.

El asegurar una cultura en la compañía basada en los clientes es un pilar fundamental, por eso en el 2021 se lanzó el propósito de Grupo Saesa “Somos energía que conecta y transforma vidas”, y se han generado distintas acciones para lograr poner en el centro de la organización al cliente, basado en esta guía estratégica.

Impulso 1 Planificación Estratégica 2021:

El impulso 1 de la Planificación Estratégica se compone de 10 planes de acción específicos y más de 110 tareas y actividades enmarcadas en “Reinventar la relación con el cliente”.

Durante el año 2021 se cerró con un cumplimiento del 98%, donde se abordó y avanzó en las siguientes líneas de trabajo:

Mejorar la Experiencia de los clientes:

Inspira

En el 2021 se logró finalizar la primera fase del programa, implementando las iniciativas con las metodologías ágiles y tradicionales a través de la modalidad “piloto”.

Gracias a la formación de distintas tribus de trabajo se logró convocar a más de 50 personas para trabajar en torno al cliente, coordinadas por la oficina de Transformación. Se iniciaron 11 iniciativas de impacto al cliente que avanzaron principalmente en etapa de desarrollo y pilotos.

Tener la información de los clientes y la capacidad de estar conectados con ellos es vital, por lo que se redefine el modelo de mediciones de la compañía, basado en los pilares de la oferta de valor, optimizando la forma de lograr el feedback de los clientes logrando digitalizar estas encuestas.

Junto a lo anterior, se amplió la gestión asociada a este proceso, incorporando la recuperación de clientes a través del “Close The Loop”. Se inicio en la zonal de Temuco, donde se abordaron problemáticas técnicas de estos clientes y así revertir una mala experiencia. Se espera expandir al resto de la compañía en el 2022.

Respecto a las capacidades del personal en contacto se realizaron distintas iniciativas para prepararlos, tales como capacitaciones y preparación del Modelo Conductual CORTEZ en los despachos y Contact Center, además de capacitaciones técnicas a través de la Escuela de Experiencia con el fin de entregar herramientas para atender mejor a nuestros clientes.

Hoy el lograr digitalizar las transacciones permite efficientar y acercar la compañía hacia el cliente. Para lograr una experiencia digital, se definió partir por fortalecer las plataformas digitales, en la web se migró a la plataforma de administración de contenidos a Liferay, lo que da robustez y agiliza los desarrollos.

El contacto remoto cada vez es más valorado, por lo que se continuó robusteciendo el canal WhatsApp para consultas de facturación y otros servicios de post venta. Extendiendo el servicio hacia donde el cliente lo necesita, se implementó un sistema de agendamientos de citas a través de video conferencias, llamado internamente como “Booking”.

Se sigue avanzando con distintos pilotos que son claves para una comunicación constante con los clientes. En este sentido, se partió con iniciativas de notificaciones, llegando a usuarios finales a través de pilotos asociados al envío de información de Cortes Programados.

En general el proyecto cerró con un cumplimiento del 98% de la planificación 2021. Avance que se alcanza con la ejecución e implementación de pilotos para las distintas iniciativas como las Notificaciones proactivas corte programado, **Notificaciones proactivas de cortes no programados y Especialistas Contact Center, por mencionar algunas**

Giro Exclusivo

Generar y propiciar una experiencia diferenciadora fue todo un desafío, considerando los cambios regulatorios asociados al giro exclusivo, reconversión energética y potenciamiento de soluciones como Netbilling. Se separaron los negocios no regulados, generando nuevos canales de atención con información continua hacia los clientes.

Ley de Servicios Básicos

Este año también estuvo afectado por los impactos de las actualizaciones de la ley de Servicios Básicos, gestionando la deuda de los clientes con el fin de no impactarlos de manera significativa.

Sin duda, el 2021 fue un año relevante respecto a generar capacidades que permitan a la compañía mejorar la experiencia de los clientes, así como orientar a construir el propósito de ser energía que conecta y transforma vidas.

LÍNEA DE TIEMPO

1956

Frontel inicia actividades de distribución eléctrica como filial de Endesa. Inicialmente sirve a ciudades y pueblos de las provincias de Concepción, Ñuble, Arauco, Biobío, Malleco y Cautín.

1981

En licitación pública, Compañía de Petróleos de Chile S.A., Copec, se adjudica la participación accionaria de Endesa en Frontel.

1989

Frontel comienza a desarrollar actividades de transmisión, con líneas de 66 kV y subestaciones 66/23 kV.

1999

Con una participación de 0,1%, Frontel constituye, junto con la matriz Saesa, la sociedad Saesa Ltda., que adquiere el 99,9% de las acciones de Compañía Eléctrica Osorno S.A., Creo.

2001

En agosto Inversiones PSEG Chile I Ltda., adquiere el 13,71% de las acciones de Frontel, propiedad de Copec, así como el 93,88% de las acciones de Saesa..

2003

Frontel continúa desarrollando su compromiso con las zonas más apartadas, firmando durante el año 2003 convenios de electrificación rural por un total de \$2.900 millones, los que beneficiaron a 1.951 familias.

2005

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

1950

-

1980

1957

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

1982

Sociedad Austral de Electricidad S.A., Saesa, compra a Copec el 70% de las acciones de Frontel. Esta se convierte en una filial de Saesa, quedando ambas bajo una misma administración.

1981

-

1990

1996

Frontel adquiere el 0,1% de las acciones de Sistema de Transmisión del Sur.

1991

-

2000

2000

Frontel compra a Saesa su 0,1% de participación en Creo y vende a Saesa su participación en Saesa Ltda.

2002

Se divide PSEG Chile Holding I S.A., en PSEG Chile Holding S.A. I y II, sociedades a las que se transfieren los derechos sociales de Inversiones PSEG Chile II Ltda., pasando a ser matriz indirecta de Saesa II y Frontel.

La Junta General Extraordinaria de Accionistas de PSEG Chile Holding II S.A., aprueba la fusión por incorporación de Frontel, Saesa II e Inversiones PSEG Chile II Limitada, en PSEG Chile Holding II S.A., y se establecieron los estatutos de la sociedad que pasaría a llamarse Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

2001

-

2006

2004

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

2006

Tras completar una inversión en mejoramiento, Frontel eleva sus índices de calidad de servicio, culminando el año con todos los indicadores exigidos por la autoridad dentro de los rangos permitidos.

2007

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

2009

Continúa en desarrollo el agresivo plan de inversiones, orientado a proyectos de transmisión, generación, distribución, nuevos negocios, tecnologías de información y otros, invirtiendo durante el año \$5.900 millones.

2011

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

2014

En el mes de junio y noviembre se realizaron históricas colocaciones de bonos en el mercado local por MUF 2.500 principalmente para inversiones y refinanciamiento de pasivos.

2016

Durante el año, se realizaron inversiones por un monto de MM\$11.769.-

2018

Las distribuidoras logran importantes mejoras en los indicadores SAIDI y SAIFI (duración y frecuencia de las interrupciones del servicio) Se realizan inversiones por MM\$28.243.-

2020

En el marco del cumplimiento de la ley N°21.194 (giro exclusivo) Frontel se divide en dos sociedades, manteniéndose la sociedad como continuadora y creándose una nueva sociedad denominada "Frontel Transmisión S.A" a la cual se traspasan los activos de transmisión, esta división tuvo efecto y vigencia a contar del 31 de diciembre de 2020.

2008

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

2010

Durante el mes de febrero un fuerte terremoto afectó al país por lo que la Sociedad y sus filiales tuvieron que enfrentar un periodo de trabajo intenso y continuo para devolver el suministro eléctrico a los clientes desde Biobío hasta Chiloé, con especial dedicación a las zonas más afectadas de las provincias de Arauco y Concepción. Frontel supera los 300 mil clientes. Por otra parte, continúa el ambicioso plan de inversiones que busca principalmente ampliar redes de operación y mejorar diariamente el servicio proporcionado a los clientes.

2013

Se mejoran los índices de calidad de servicio, gracias a los esfuerzos y planes de inversión ejecutados. Se conecta el proyecto Angol- Los Sauces y Picoltué – Mulchén.

2015

Durante el año se han realizado inversiones por MM\$ 11.643.

2017

Para la mejora de la calidad de servicio durante el año se realizaron inversiones por un monto de MM\$ 11.294.-

2019

En relación al plan de inversiones, se registró un aumento de 94% respecto del año anterior, alcanzando los MM\$54.911.-

2021

Durante el año se ejecutaron diversos planes de inversión y mantenimiento, lo que contribuyó en la disminución considerable del tiempo en suministro en comparación al año 2017; Frontel se desplazó en 58,9 a 26,4 horas en 2021.

SECTOR DE LA INDUSTRIA

Frontel participa principalmente en el negocio de distribución, junto a las empresas relacionadas, Saesa, Luz Osorno y Edelayesen, en conjunto el Grupo es considerado 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).

En el cuadro siguiente se presenta el detalle por cada una de las empresas distribuidoras del Grupo, donde Frontel alcanza un total de 385 mil clientes atendidos.

	ZONA DE DISTRIBUCIÓN	CLIENTES (miles)	VENTAS (GWh)
SAESA	Regiones de La Araucanía, Los Lagos y Los Ríos	483	2.503
FRONTEL	Regiones del Bío Bío, La Araucanía y Ñuble	385	1.125
EDELAYSEN	Regiones de Los Lagos y Aysén	52	169
LUZ OSORNO	Regiones de Los Lagos y Los Ríos	26	189

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).

DISTRIBUCIÓN

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

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

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

a) Clientes Regulados

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

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

La tarifa que corresponde a cada empresa de distribución es fijada por la CNE, en base a un proceso de clasificación de cada una de ellas en áreas típicas, para lo cual se toman en cuenta criterios económicos, tales como densidad de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simulan varias empresas modelo, una en cada área típica, considerando fundamentalmente estándares constructivos y operacionales que permitan el abastecimiento de la demanda de una empresa real, según sus características de distribución, 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° 21.1949 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 por ciento antes de impuestos, por una tasa de mercado que se fija para cada proceso tarifario, cuyo valor tiene un piso de 6% y un techo de un 8% después de impuestos. Para el próximo proceso tarifario la tasa se fijó en un 6% después de impuestos.
- Para reflejar mejor la realidad de las cooperativas eléctricas, en cada proceso tarifario se deberá determinar al menos 4 áreas típicas para representarlas. Para el próximo proceso se determinaron 6 áreas para las cooperativas.
- Bases técnicas del proceso de tarificación podrán ser observadas y discrepadas 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 es 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 pago 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, 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**

Publicada en el Diario Oficial el 20 de diciembre de 2019, 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, con modificaciones posteriores.**

Publicada en el Diario Oficial con fecha 8 de agosto de 2020, 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 hasta el 31 de diciembre de 2021, se prorratearán en 48 cuotas, y no podrán incorporar multas, intereses ni gastos asociados. 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°21.304 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.

MARCO REGULATORIO

ASPECTOS GENERALES

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

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

A continuación, se describen las normas más importantes emitidas:

Ley Tokman

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

Ley Net Metering

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

Ley de Concesiones

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

Ley de Licitación de ERNC

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

Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos

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

Ley de Transmisión

El 20 de julio del 2016 se aprobó 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.

Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local

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

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

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

Ley de Generación Residencial

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

Norma Técnica de Distribución

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

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

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

Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica

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

Los principales cambios propuestos son:

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

b) Para reflejar mejor la realidad de las cooperativas eléctricas, en cada proceso tarifario se deberá determinar al menos 4 áreas típicas para representarlas. Para el próximo proceso se determinaron *6 áreas para las cooperativas*.

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.

ACTIVIDADES DE LA SOCIEDAD

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, también 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, Luz del Norte, Cabo Leones I, Cabo Leones II, Cabo Leones III, Grupo Mainstream, Grupo WPD, Acciona, María Elena Solar, Cox Energy y OPDE.

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, se perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico, donde la CNE presenta un papel relevante en el diseño, coordinación y dirección de estos procesos de licitación.

En el corto plazo serán incorporados más empresas generadoras por adjudicación en la Licitación 2017-01 y Licitación 2021-01, que comienzan su suministro el año 2024 y el año 2026, respectivamente. Próximamente, se encuentra en proceso de publicación de sus Bases preliminares la Licitación 2022-01.

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. Sin perjuicio de lo anterior, en el Decreto N°106 que corresponde al actual Reglamento de Licitaciones, se establece un mecanismo que permite el traspaso de excedentes entre empresas Distribuidoras. Esto significa que, si una empresa Distribuidora presenta holguras entre la energía adjudicada de los procesos de Licitación y la energía efectivamente demandada, puede traspasar esa energía a otra Distribuidora que se encuentre deficitaria en el sistema.

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.

Con fecha 01 de diciembre 2021, surtió sus efectos la fusión de Sistemas de Transmisión del Sur S.A. y Frontel Transmisión S.A. en Saesa Transmisión S.A., adquiriendo Saesa Transmisión S.A todos los activos y pasivos de Sistemas de Transmisión del Sur S.A y Frontel Transmisión S.A., y sucediéndolas en todos sus derechos y obligaciones.

Las inversiones realizadas por Frontel durante el año 2021 alcanzaron los MM\$32.255.-

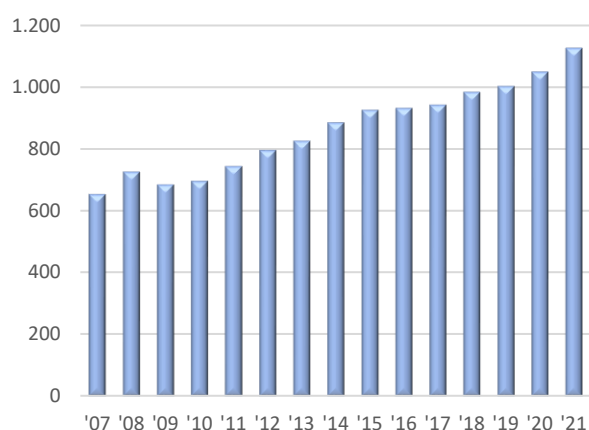
Frontel representa un 12,37% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña directa)

TRANSACCIONES CON LAS 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.

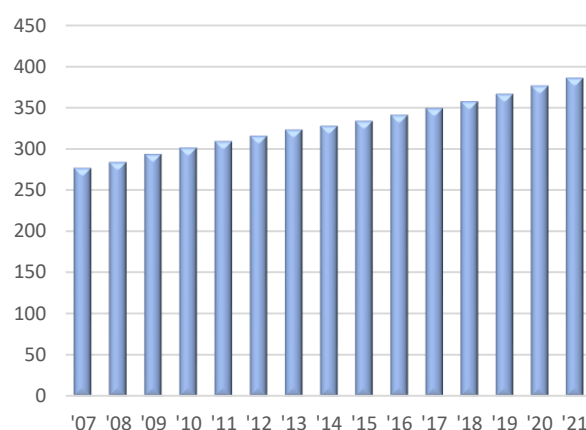
Por otro lado, están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos entre compañías relacionadas que se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado, que se calculan 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 en GWh



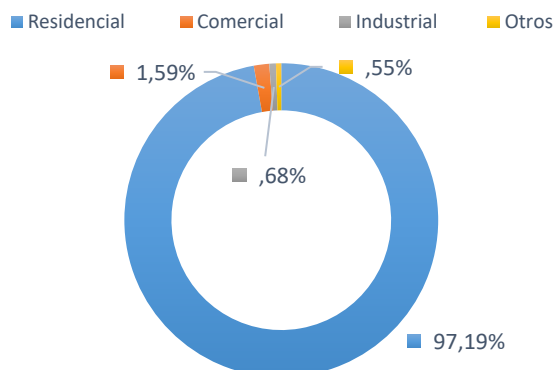
Las ventas de energía durante el 2021 alcanzaron 1.125 GWh.

• CLIENTES ATENDIDOS en miles



Frontel al cierre del ejercicio 2021 atendía a más de 385 mil clientes, lo que representa un aumento de 2,52% respecto al año 2021.

• COMPOSICIÓN DE CLIENTES



CONCESIONES

Para el desarrollo de sus actividades, las empresas del Grupo Saesa cuentan con concesiones de distribución de energía eléctrica, las que son otorgadas mediante Decreto Supremo del Ministerio de Energía, por orden del presidente de la República.

La titularidad de concesiones de distribución da al concesionario el derecho a establecer, operar y explotar, dentro de la zona de concesión fijada en el decreto respectivo, instalaciones de distribución de energía eléctrica aéreas y subterráneas, y a prestar, a través de ellas, el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales que se ubiquen dentro de la citada zona, o bien, a aquéllos que, ubicados fuera de dicha zona, se conecten a las instalaciones del concesionario mediante líneas propias o de terceros. Para el tendido de sus líneas de distribución en la zona de concesión, las empresas tienen el derecho a utilizar y cruzar los bienes nacionales de uso público, así como a ocupar y hacer uso del suelo ajeno, mediante servidumbres voluntarias o la imposición de servidumbres legales. En este último caso, sobre el dueño del predio sirviente recae la obligación de no efectuar plantaciones, construcciones ni obras de otra naturaleza que perturben el libre ejercicio de la servidumbre constituida sobre sus terrenos, además de permitir la entrada de personal de la empresa concesionaria, para que efectúe trabajos de mantenimiento, reparación y otros, en las instalaciones de distribución emplazadas dentro de su propiedad.

Por otro lado, la concesión impone a su titular la obligación de dar servicio eléctrico a quien lo solicite dentro de su zona de concesión, bajo las condiciones establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos y su Reglamento. La calidad del servicio eléctrico que debe prestar el concesionario corresponde a los estándares normales establecidos en la ley, su reglamento y normas técnicas pertinentes, acorde con las tarifas que el concesionario tiene derecho a cobrar por este servicio, las que son fijadas cada cuatro años por decreto del Ministerio de Energía, mediante fórmulas que representan el costo de los recursos utilizados por los usuarios a nivel de generación - transporte y distribución.

Las concesiones de que es titular Frontel, han sido otorgadas por la autoridad competente, con el carácter de indefinidas.

Al 31 de diciembre de 2021 Frontel tiene 132 decretos y 24.715 km² de superficie asociadas a su zona de concesión.

PROVEDORES Y CLIENTES PRINCIPALES

Durante el ejercicio 2021, los proveedores Engie, El Campesino y Enel constituyen el 50% del suministro distribuido (compras de electricidad y peajes de transmisión zonal).

En el caso de Frontel, ningún cliente concentra por sí solo al menos el 10% total de los ingresos de la compañía.

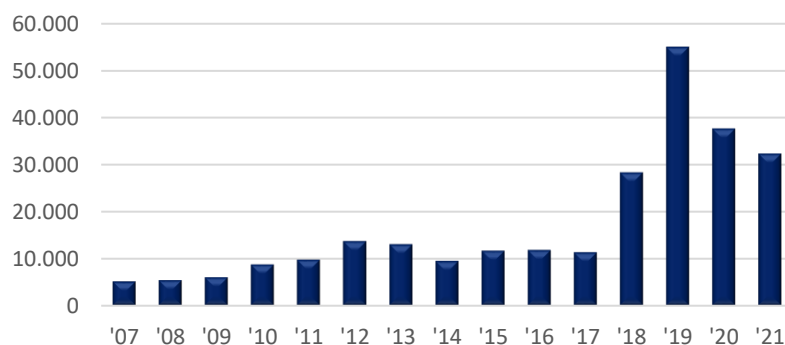
Adicionalmente, en el caso de la comercialización, sus ingresos provienen de un grupo de aproximadamente 226 clientes libres, de los cuales, ninguno concentra más de un 10% del total de ingresos. Y en el caso de las compras de energía para éstas, Enel Generación constituye el 85%

INVERSIONES

Frontel realiza un plan quinquenal de inversiones, participando principalmente en Distribución.

El plan contempla, por una parte, “inversiones base”, que consideran los proyectos necesarios para satisfacer la demanda y crecimiento normal del negocio y por otra, proyectos de rentabilidad. El monto anual aproximado del plan de inversiones para Frontel bordea los MM\$ 16.000, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa.

La inversión total del año 2021 en Frontel, fue de \$32.255 millones.



Nota: Durante el año 2020, Frontel separó su negocio con motivo de la Ley N°21.194, pasando todo el segmento de Transmisión a informarse en la nueva empresa "Frontel Transmisión S.A."

PROPIEDADES E INSTALACIONES

A continuación, se indican las principales propiedades de la Sociedad, de las cuales es titular del dominio y no se encuentran bajo leasing financiero u operativo:

EMPRESA	PRINCIPALES PROPIEDADES	UBICACIÓN	CARACTERÍSTICAS	
Frontel	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores	Localidades de las Provincias de Arauco, Concepción, Biobío, Ñuble, Cautín y Malleco.	17.752	Líneas MT (km)
			14.486	Líneas BT (km)
			455	MVA (MT/BT)

CALIDAD DEL SERVICIO

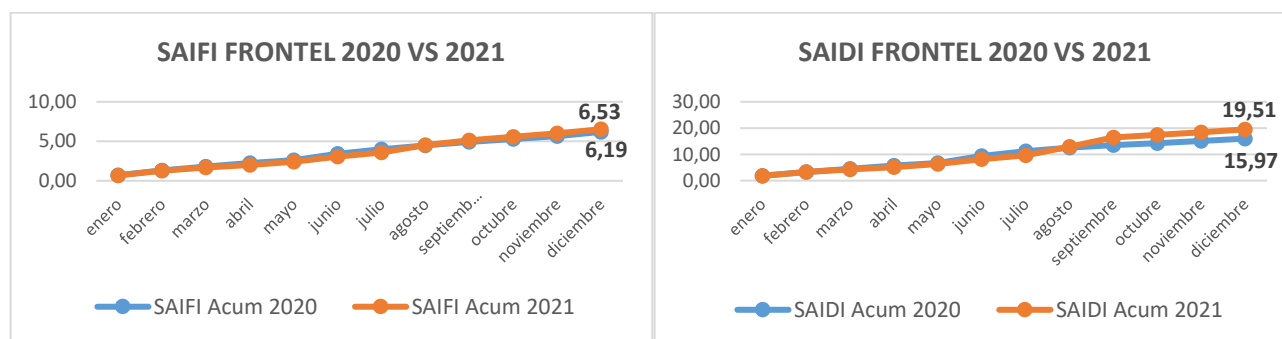
En el año 2021 la Calidad de Suministro se continúa midiendo de acuerdo a lo descrito en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, vigente desde septiembre de 2018. Esto significa que la unidad de medición para los indicadores corresponde a SAIFI y SAIDI de pares empresa-comuna.

En el gráfico siguiente, correspondiente a Frontel, se observa el comportamiento de las comunas fuera de estándar para el 2021, Frontel cubre 65 comunas que suman 385.000 clientes aproximadamente.



Comparativa 2019 vs 2020 de SAIFI y SAIDI a nivel de empresa Frontel considerando la Distribución, es decir, interrupciones Internas + Fuerza Mayor y sin Desconexiones Programadas:

Aumento de SAIFI de 6,19 a 6,53 es decir un 5% de alza. Disminución de SAIDI de 15,97 a 19,51, es decir, un 22% de alza.



INVERSIONES PRODUCTIVAS

La eficiente política de inversiones de Frontel se traduce en una continua expansión de sus instalaciones, para así satisfacer adecuada y oportunamente el crecimiento en su zona de influencia y entregar un servicio cada vez mejor.

Las instalaciones de Frontel son las siguientes:

	2021	2020
Líneas AT (km)	-	-
Líneas MT (km)	17.752	17.493
Líneas BT (Km)	14.486	14.237
MVA Instalados (AT/MT)	-	-
MVA Instalados (MT/BT)	455	421

Nota: Durante el año 2020, Frontel separó su negocio con motivo de la Ley N°21.194, pasando todo el segmento de Transmisión a informarse en la nueva empresa "Frontel Transmisión S.A." [Líneas AT y MVA AT/MT]

SISTEMAS AISLADOS

Frontel cuenta con un sistema aislado de generación en la Isla Santa María, ubicada en la provincia de Concepción, y que registra la siguiente información al cierre del año 2021:

SISTEMAS AISLADOS	VENTAS ENERGÍA (MWh)	CLIENTES
Santa María	1.203	628

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 Edelayen 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 3.3 Marco Regulatorio de los Estados Financieros).

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

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

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 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 observadas y discrepadas 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 2021, 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 febrero 2022, el informe técnico de la Comisión Nacional de Energía se conozca en junio 2022, para luego esperar la publicación del decreto respectivo a fines del 2022.

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 1 de enero de 2021 pudiendo las empresas solicitar extensión del plazo hasta el 1 de enero de 2022.

Adicionalmente, con fecha 2 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.

En los últimos años 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.

RIESGO CONTRATO DE SUMINISTRO Y ABASTECIMIENTO

A) CONTRATOS DE SUMINISTRO A CLIENTES REGULADOS

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben contar 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 contratos resultantes 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 2022/01 (suministro enero 2027 – diciembre 2046), cuya adjudicación está contemplada para junio 2022.

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, el cual no tuvo avances en el congreso durante el año 2021.

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 y/o problemas con el suministro de gas y/o problemas de sequía o limitaciones en la transmisión de energía o retraso de construcción de proyectos de generación.

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

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

Producto del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica considerado en la Ley N°21.185-19 del Ministerio de Energía, se puede apreciar un mayor riesgo de insolvencia para las generadoras con contratos de suministro, debido a que ellas asumirán el saldo entre el precio estabilizado y el precio que debió cobrarse con una indexación normal. Los costos marginales se esperan bajos, pero atrasos de los proyectos de

transmisión podrían generar desacoples de costos marginales en ciertas zonas, y los montos que recibirían las generadoras dado los precios estabilizados, podrían no cubrir los costos marginales desacoplados.

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

RIESGO FINANCIERO

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

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

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

GESTIÓN FINANCIERA

UTILIDAD LIQUIDA DISTRIBUIBLE

La sociedad no aplica ajustes al ítem “Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora” 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 2021 asciende a M\$ 12.669.021.-

DIVIDENDOS

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

DIVIDENDO	FECHA DE PAGO	\$ POR ACCIÓN MONEDA HISTÓRICA	IMPUTADO EJERCICIO
Final N°13	26-05-2019	0,0003448489	2018
Final N°14	24-05-2020	0,0004402815	2019
Final N°15	28-05-2021	0,0004658025	2020

DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES

El Directorio de la sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo N°16 de \$0,000849476308 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021. Este dividendo representa un 50% de la utilidad y significa un pago total de M\$ 6.334.510.-

CAPITAL SOCIAL

Al 31 de diciembre de 2021 el capital social de Frontel asciende a M\$ 125.811.171 El capital está representado por 511.881.204 acciones serie A y 7.456.447.468.839 acciones serie B, totalmente suscritas y pagadas.

En caso de que la Junta Ordinaria de Accionistas apruebe la distribución de utilidades propuesta, la composición de los fondos sociales, en específico la cuenta de ganancias acumuladas al 31 de diciembre de 2021 se vería reducida en M\$ 2.533.804.-

REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO Y EJECUTIVOS PRINCIPALES

DIRECTORIO

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

Los Directores señores Waldo Fortín Cabezas, Jonathan 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:

REMUNERACIONES DIRECTORES (M\$)

	2021	2020
Ivan Diaz Molina	32.008	28.517
Jorge Lesser Garcia Huidobro	29.472	28.507
TOTAL	61.480	57.024

Durante el año 2021, la Sociedad no ha realizado pagos a empresas relacionadas con Directores.

En 2021 no existen gastos en asesorías ni otros servicios relevantes contratados por el Directorio, o incentivos, tales como bonos, compensaciones en acciones, opciones de acciones u otros.

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

EJECUTIVOS PRINCIPALES

Las siguientes remuneraciones e incentivos totales han sido percibidas por los principales ejecutivos de la Sociedad y sus filiales durante el ejercicio 2021:

REMUNERACIONES COMITÉ EJECUTIVO (MM\$)

MM\$	2021	2020
REMUNERACIONES FIJAS	547	448
INCENTIVOS VARIABLES	232	189
Total	779	637

En tanto el año 2021 no se registraron pagos por concepto de indemnización por años de servicios.

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

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

DOTACIÓN DE PERSONAL

Al 31 de diciembre de 2021 la Sociedad cuenta con la siguiente dotación de personal:

	2021
GERENCIA Y EJECUTIVOS PRINCIPALES	9
PROFESIONALES Y TÉCNICOS	272
ADMINISTRATIVOS Y ELECTRICISTAS	124
TOTAL	405

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.

POLÍTICA DE DIVIDENDOS

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

PROPIEDADES Y SEGUROS

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

HECHOS RELEVANTES

Renovación Directorio

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 30 de abril de 2021, se efectuó la renovación del Directorio de la Sociedad, eligiéndose como integrantes del mismo a los señores Iván Díaz-Molina, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Walker, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Ashley Munroe, Christopher Powell y Jonathan Reay.

Distribución de Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 30 de abril de 2021, el Directorio de la sociedad aprobó el pago de un dividendo final de \$0,000465802504.-por acción para Frontel, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020.

Los dividendos señalados, se pagaron a partir del día 28 de mayo de 2021, 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 7.456.959.350.043 para Frontel, lo que significa un pago total de MM\$3.473.- para Frontel.

Elección Presidente y Vicepresidente

En Sesión de Directorio, celebrada con fecha 12 de mayo de 2021, el Directorio de la Sociedad designó director al señor Iván Díaz-Molina en calidad de Presidente del Directorio y de la Sociedad y al director señor Jorge Lesser García-Huidobro en calidad de Vicepresidente.

Nuevas Exigencias Legales

En el contexto de las nuevas exigencias legales impuestas por la Ley N°21.194, la cual estableció que las empresas concesionarias de servicio público de distribución deben tener como giro exclusivo la distribución de energía eléctrica, mediante juntas extraordinarias de accionistas celebradas con fecha 30 de septiembre de 2021, los accionistas de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (FRONTEL) aprobaron ciertas operaciones con partes relacionadas destinadas a enajenar ciertos activos inmobiliarios, equipos e inventario a sociedades relacionadas del grupo.

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Los firmantes, en su calidad de Gerente General y Directores de la Sociedad, respectivamente, dando cumplimiento a lo dispuesto en la Norma de Carácter General N°30 de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF) y sus modificaciones, declaran bajo juramento que se hacen responsables de la veracidad de toda la información proporcionada en la presente Memoria Anual.



Iván Díaz Molina / 14.655.033-9

PRESIDENTE



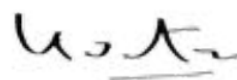
Jorge Lesser García-Huidobro / 6.443.633-3

VICEPRESIDENTE



Juan Ignacio Parot B. / 7.011.905-6

DIRECTOR TITULAR



Waldo Fortín C. / 4.556.889-K

DIRECTOR TITULAR



Stacey Purcell / Extranjera

DIRECTOR TITULAR



Christopher Powell / Extranjero

DIRECTOR TITULAR



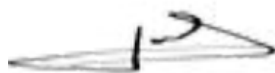
Ashley Munroe / Extranjero

DIRECTOR TITULAR



Jonathan Reay / Extranjero

DIRECTOR TITULAR



Francisco Alliende Arriagada / 6.379.874-6

GERENTE GENERAL

ESTADOS FINANCIEROS

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Estados financieros por los años terminados
al 31 de diciembre de 2021 y 2020
e informe del auditor independiente

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los señores Accionistas y Directores de
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (en adelante “la Sociedad”) que comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”). Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros a base de nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con las normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad de que los estados financieros están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros de la Sociedad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la Sociedad. En consecuencia, no expresamos tal opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.

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

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros mencionados en el primer párrafo, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB").



Marzo 30, 2022

Santiago, Chile



María Ester Pinto U.

RUT: 10.269.053-2

Estados Financieros Clasificados

**Correspondientes a los años terminados al 31 de
diciembre de 2021 y 2020**

EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.

En miles de pesos chilenos – M\$

EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Estados de Situación Financiera, Clasificados
 Al 31 de diciembre de 2021 y 2020
 (En miles de pesos chilenos-M\$)

ACTIVOS	Nota	31/12/2021 M\$	31/12/2020 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	3.626.054	3.864.885
Otros activos no financieros corrientes	-	448.051	356.762
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	7	70.056.219	56.015.119
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	8	4.950.005	369.113
Inventarios corrientes	9	14.138.400	14.379.656
Activos por impuestos corrientes, corrientes	10	2.003.632	3.813.720
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		95.222.361	78.799.255
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		95.222.361	78.799.255
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Cuentas por cobrar no corrientes	7	8.583.882	4.950.402
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	8	122.328	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	35	244.329	174.388
Activos intangibles distintos de la plusvalía	11	3.997.211	3.965.973
Plusvalía	12	47.419.932	47.419.932
Propiedades, planta y equipo	13	238.389.741	215.798.314
Activos por derecho de uso	14	717.409	912.924
Activos por impuestos diferidos	15	3.697.828	3.132.799
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		303.172.660	276.354.732
TOTAL ACTIVOS		398.395.021	355.153.987

EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Estados de Situación Financiera, Clasificados
 Al 31 de diciembre de 2021 y 2020
 (En miles de pesos chilenos-M\$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/12/2021 M\$	31/12/2020 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	16	458.763	5.881.485
Pasivos por arrendamientos corrientes	14	218.212	243.295
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	17	59.655.752	42.310.421
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	8	9.405.511	6.239.796
Otras provisiones corrientes	19	3.885.773	4.458.135
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	10	2.170.010	27.494
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	19	2.684.757	2.673.018
Otros pasivos no financieros corrientes	21	18.651.797	15.260.707
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		97.130.575	77.094.351
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		97.130.575	77.094.351
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	16	70.815.212	58.882.233
Pasivos por arrendamientos no corrientes	14	513.026	673.102
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	8	54.850.512	54.570.011
Pasivo por impuestos diferidos	15	12.392.427	10.650.500
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	19	4.007.136	4.853.865
Otros pasivos no financieros no corrientes	21	298.929	26.301
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		142.877.242	129.656.012
TOTAL PASIVOS		240.007.817	206.750.363
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	22	125.811.171	125.811.171
Ganancias (pérdidas) acumuladas	22	22.258.444	13.390.129
Otras reservas	22	10.317.589	9.202.324
Patrimonio		158.387.204	148.403.624
PATRIMONIO TOTAL		158.387.204	148.403.624
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		398.395.021	355.153.987

EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Estados de Resultados Integrales, por Naturaleza

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020

(En miles de pesos chilenos-M\$)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	01/01/2021 31/12/2021 M\$	01/01/2020 31/12/2020 M\$
Ganancia (pérdida)			
Ingresos de actividades ordinarias	23	167.211.362	154.075.699
Otros ingresos	23	22.773.386	21.641.346
Materias primas y consumibles utilizados	24	(114.100.518)	(103.048.937)
Gastos por beneficios a los empleados	25	(13.803.504)	(11.292.805)
Gasto por depreciación y amortización	26	(9.559.421)	(9.531.097)
Otros gastos, por naturaleza	28	(30.779.910)	(33.478.067)
Otras ganancias (pérdidas)	-	1.734.398	71.855
Ingresos financieros	29	32.606	41.473
Costos financieros	29	(2.150.218)	(2.397.571)
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con la NIIF 9	27	(3.788.680)	(2.995.889)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	35	18.799	20.092
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	29	16.441	180.227
Resultados por unidades de reajuste	29	(2.300.166)	(986.041)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos		15.304.575	12.300.285
Ingreso (gasto) por impuestos, operaciones continuadas	15	(2.635.554)	(3.144.714)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		12.669.021	9.155.571
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-	-	2.422.663
Ganancia (pérdida)		12.669.021	11.578.234

EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Estados de Otros Resultados Integrales

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020

(En miles de pesos chilenos-M\$)

	Nota	01/01/2021 31/12/2021 M\$	01/01/2020 31/12/2020 M\$
Ganancia (pérdida)		12.669.021	11.578.234
Otro resultado integral			
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	19	1.204.497	(184.995)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que no se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos		268	(64)
Otro resultado integral que no se reclasificará al resultado de periodo, antes de impuestos		1.204.765	(185.059)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	22	1.725	(1.756)
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencias de cambio por conversión		1.725	(1.756)
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		(146.837)	-
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		(146.837)	-
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado de periodo, antes de impuestos		(145.112)	(1.756)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		1.059.653	(186.815)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo			
Impuesto a las ganancias relativo a nuevas mediciones de planes de beneficios definidos de otro resultado integral	15	(325.214)	49.948
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo		(325.214)	49.948
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	15	39.646	-
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo		39.646	-
Otro resultado integral		774.085	(136.867)
Resultado integral		13.443.106	11.441.367

EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020

(En miles de pesos chilenos-M\$)

Estado de Cambio en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Reserva de diferencias de cambio en conversiones	Reserva de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio inicial al 01/01/2021	125.811.171	2.223	-	(802.685)	10.002.786	9.202.324	13.390.129	148.403.624
Incremento (disminución) del patrimonio por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial reexpresado al 01/01/2021	125.811.171	2.223	-	(802.685)	10.002.786	9.202.324	13.390.129	148.403.624
Cambios en el patrimonio								
Resultado integral								
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	12.669.021	12.669.021
Otro resultado integral	-	1.725	(107.191)	879.551	-	774.085	-	774.085
Total Resultado integral	-	1.725	(107.191)	879.551	-	774.085	12.669.021	13.443.106
Emisión de patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	(3.800.706)	(3.800.706)
Incrementos (disminuciones) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	341.180	341.180	-	341.180
Otros Incrementos (disminuciones)	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Cambios en el patrimonio	-	1.725	(107.191)	879.551	341.180	1.115.265	8.868.315	9.983.580
Patrimonio final al 31/12/2021	125.811.171	3.948	(107.191)	76.866	10.343.966	10.317.589	22.258.444	158.387.204

Estado de Cambio en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Reserva de diferencias de cambio en conversiones	Reserva de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio inicial al 01/01/2020	133.737.399	3.979	-	(667.574)	12.588.470	11.924.875	9.047.742	154.710.016
Incremento (disminución) del patrimonio por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial reexpresado al 01/01/2020	133.737.399	3.979	-	(667.574)	12.588.470	11.924.875	9.047.742	154.710.016
Cambios en el patrimonio								
Resultado integral								
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	11.578.234	11.578.234
Otro resultado integral	-	(1.756)	-	(135.111)	-	(136.867)	-	(136.867)
Total Resultado integral	-	(1.756)	-	(135.111)	-	(136.867)	11.578.234	11.441.367
Emisión de patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	(3.473.469)	(3.473.469)
Incrementos (disminuciones) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	(7.926.228)	-	-	-	(2.585.684)	(2.585.684)	(3.762.378)	(14.274.290)
Otros Incrementos (disminuciones)	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Cambios en el patrimonio	(7.926.228)	(1.756)	-	(135.111)	(2.585.684)	(2.722.551)	4.342.387	(6.306.392)
Patrimonio final al 31/12/2020	125.811.171	2.223	-	(802.685)	10.002.786	9.202.324	13.390.129	148.403.624

EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Estados de Flujos de Efectivo Método Directo
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020
 (En miles de pesos chilenos-M\$)

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	Nota	31/12/2021 M\$	31/12/2020 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		227.944.222	215.654.864
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		15.212	40.941
Otros cobros por actividades de operación		289.282	53.913
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(180.786.544)	(180.318.295)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(14.115.540)	(10.809.371)
Otros pagos por actividades de operación		(1.088.504)	(92.848)
Flujos de efectivo procedentes operaciones		32.258.128	24.529.204
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(1.639.016)	(2.585.448)
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación		30.619.112	21.943.756
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		(200.717)	(8.070.784)
Importes procedentes de ventas de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		48.441	25.011
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(28.773.325)	(52.202.004)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera, clasificados como actividades de inversión		(603.997)	-
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera, clasificados como actividades de inversión		68.373	-
Cobros a entidades relacionadas		82.436	8.320.784
Dividendos recibidos, clasificados como actividades de inversión		19.061	18.885
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		32.225	41.473
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión		(29.327.503)	(51.866.635)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos, clasificados como actividades de financiación		10.000.000	124.000.000
Importes procedentes de préstamos de largo plazo	6	10.000.000	30.000.000
Importes procedentes de préstamos de corto plazo	6	-	94.000.000
Préstamos de entidades relacionadas	6	69.370.650	155.345.246
Reembolsos de préstamos, clasificados como actividades de financiación	6	(5.542.485)	(146.809.814)
Pagos de pasivos por arrendamientos	6	(260.750)	(358.980)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	6	(69.360.176)	(96.014.750)
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación		(3.459.803)	(3.268.706)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación	6	(2.287.798)	(2.768.064)
Flujos de efectivo (utilizados en) procedentes de actividades de financiación		(1.540.362)	30.124.932
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(248.753)	202.053
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		9.922	60.757
Incremento (disminución) de efectivo y equivalentes al efectivo		(238.831)	262.810
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del año		3.864.885	3.602.075
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año	6	3.626.054	3.864.885

EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

ÍNDICE

1. Información General y Descripción del Negocio	12
2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas	14
2.1 Principios contables	14
2.2 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas	14
2.3 Período cubierto	15
2.4 Bases de preparación	15
2.6 Combinación de negocios	15
2.7 Moneda funcional	16
2.8 Bases de conversión	16
2.9 Compensación de saldos y transacciones	16
2.10 Propiedades, planta y equipo	16
2.11 Activos intangibles	18
2.11.1 Plusvalía comprada	18
2.11.2 Servidumbres	18
2.11.3 Programas informáticos	19
2.11.4 Costos de investigación y desarrollo	19
2.12 Deterioro de los activos no financieros	19
2.13 Arrendamientos	21
2.13.1 Sociedad actúa como arrendatario:	21
2.13.2 Sociedad actúa como arrendador:	21
2.14 Instrumentos financieros	22
2.14.1 Activos Financieros	22
2.14.2 Pasivos financieros	23
2.14.3 Derivados y contabilidad de cobertura	24
2.14.4 Instrumentos de patrimonio	25
2.15 Inventarios	25
2.16 Otros pasivos no financieros	25
2.16.1 Ingresos diferidos	25
2.16.2 Subvenciones estatales	25
2.16.3 Obras en construcción para terceros	25
2.17 Provisiones	26
2.18 Beneficios a los empleados	26
2.19 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	27
2.20 Impuesto a las ganancias	27
2.21 Reconocimiento de ingresos y costos	27
2.22 Dividendos	28
2.23 Estado de flujos de efectivo	28
2.24 Reclasificaciones	29
2.25 Nuevos pronunciamientos contables	29
3 Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	29
3.1 Generación eléctrica	30
3.2 Distribución	30
3.3 Marco regulatorio	31
3.3.1 Aspectos generales	31
3.3.2 Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local	31
3.3.3 Ley que obliga a solventar el empalme y medidor en caso de fuerza mayor	32
3.3.4 Ley de Generación Residencial	32
3.3.5 Norma Técnica de Distribución	32
3.3.6 Ley que regula el retiro de líneas aéreas y subterráneas de comunicaciones	32
3.3.7 Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica	32
3.3.8 Ley de estabilización transitoria de precios	33
3.3.9 Ley N°21.304 sobre el suministro a clientes electrodependientes	33
3.3.10 Resolución Exenta CNE N°176 /2020 - Giro Exclusivo	33

3.3.11	Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19	34
3.3.12	Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores.....	34
4	Política de Gestión de Riesgos	35
4.1	Riesgo financiero	35
4.1.1	Tipo de cambio	35
4.1.2	Variación UF.....	35
4.1.3	Tasa de interés	36
4.1.4	Riesgo de liquidez.....	36
4.1.5	Riesgo de Crédito	36
4.1.6	Riesgo COVID-19	37
5.	Juicios y estimaciones de la Administración al aplicar las políticas contables críticas de la entidad.....	38
6.	Efectivo y Equivalentes al Efectivo.....	39
7.	Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar	40
8.	Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas.....	46
8.1	Accionistas	46
8.2	Saldos y transacciones con entidades relacionadas	46
8.3	Directorio y personal clave de la gerencia	48
9.	Inventarios	49
10.	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	50
11.	Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía	51
12.	Plusvalía Comprada	52
13.	Propiedades, Planta y Equipo	53
14.	Derechos de Uso y Obligaciones por Arrendamientos	55
15.	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos	56
15.1	Impuesto a la renta	56
15.2	Impuesto diferido.....	57
16.	Otros Pasivos Financieros Corrientes y No Corrientes.....	58
17.	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	60
18.	Instrumentos financieros	62
18.1	Instrumentos financieros por categoría	62
18.2	Valor Justo de instrumentos financieros	63
19.	Provisiones.....	64
19.1	Provisiones corrientes	64
19.1.1	Otras provisiones corrientes	64
19.1.2	Provisiones corrientes por beneficios a los empleados.....	65
19.2	Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	66
20.	Juicios y multas	69
20.1	Juicios.....	69
20.2	Multas	70
21.	Otros Pasivos no Financieros	70
22.	Patrimonio	71
22.1	Patrimonio neto de la Sociedad	71
22.1.1	Capital suscrito y pagado	71
22.1.2	Dividendos.....	71
22.1.3	Reservas por diferencias de conversión	71
22.1.4	Otras reservas	72
22.1.5	Ganancias Acumuladas	73
22.2	Gestión de capital.....	73
22.3	Restricciones a la disposición de fondos	73
23.	Ingresos	74
24.	Consumo de Materias Primas y Consumibles Utilizados	76
25.	Gastos por Beneficios a los Empleados	76
26.	Gastos por Depreciación y Amortización.....	76
27.	Pérdida por deterioro	76
28.	Otros Gastos por Naturaleza	77
29.	Resultado Financiero	77
30.	Información por Segmento	77
31.	Medio Ambiente	78
32.	Garantías Comprometidas con Terceros	78

33. Cauciones Obtenidas de Terceros	78
34. Compromisos y Restricciones	79
35. Sociedades Asociadas	81
36. Información Adicional Sobre Deuda Financiera	81
37. Moneda Extranjera	83
38. Sanciones	85
39. Hechos Posteriores	85

EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Notas a los Estados Financieros

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020.

(En miles de pesos chilenos- M\$)

1. Información General y Descripción del Negocio

a) Información General

Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Ex- Inversiones Los Lagos III S.A), en adelante la “Sociedad” o “Frontel”, se constituyó bajo el nombre Inversiones Los Lagos III Ltda. (Los Lagos III), producto de la división de Inversiones Los Lagos Limitada en cuatro sociedades, una de las cuales subsistió con el mismo nombre y tres nuevas sociedades, que se denominaron Inversiones Los Lagos II Limitada (“Los Lagos II”), Inversiones Los Lagos III Limitada (“Los Lagos III”) e Inversiones Los Lagos IV Limitada (“Los Lagos IV”). A Los Lagos III se le asignaron las acciones que mantenían Inversiones Los Lagos Ltda. en Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (en adelante, “Antigua Frontel”).

El 15 de diciembre de 2009, los Socios modificaron “Los Lagos III” transformándola en sociedad anónima cerrada y con un giro más amplio de modo de poder realizar las mismas actividades que “Antigua Frontel”, entre otras, Distribución de energía eléctrica.

Mediante escritura pública de fecha 31 de mayo de 2011 y de conformidad con lo acordado en la Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 30 de marzo de 2011 se produjo la fusión por absorción de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., RUT: 96.986.780-k (Antigua Frontel), en Los Lagos III, adquiriendo esta última, como continuadora legal todos los activos y pasivos de “Antigua Frontel”, sucediéndola en todos sus derechos y obligaciones. Inversiones Los Lagos III S.A., pasó a denominarse, partir de la fecha de materialización de la fusión, Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. está inscrita en el Registro de Valores con el número 1073, y está sujeta a la fiscalización de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF).

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

a.1) División Frontel – Frontel Transmisión S.A. (31 de diciembre de 2020)

En Junta Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 21 de diciembre de 2020, se acordó la división de la Sociedad en dos, manteniéndose Frontel como continuadora y creándose una nueva sociedad, que se denominó Frontel Transmisión S.A., en adelante “Frontel Transmisión”, la que continuó con la operación de los activos de transmisión.

La división tuvo efecto a partir del 31 de diciembre de 2020, y 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.

Los saldos traspasados al 31 de diciembre de 2020, son los siguientes:

ACTIVOS	Nota	31/12/2020 M\$
ACTIVOS CORRIENTES		
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes		2.799.398
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.		2.799.398
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		-
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		2.799.398
ACTIVOS NO CORRIENTE		
Activos intangibles distintos de la plusvalía		3.666.570
Plusvalía		9.609.528
Propiedades, planta y equipo		43.875.619
Activos por derechos de uso		1.186.519
Activos por impuestos diferidos		108.061
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		58.446.297
TOTAL ACTIVOS		61.245.695

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31/12/2020 M\$
PASIVOS CORRIENTES		
Pasivos por arrendamientos, Corrientes		143.482
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar		36.938
Otros pasivos no financieros corrientes		15.667
Pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		196.087
Pasivos incluidos en grupo de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		-
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		196.087
PASIVOS NO CORRIENTES		
Pasivos por arrendamientos, No Corrientes		1.220.012
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes		40.000.000
Pasivo por impuestos diferidos		5.332.056
Otros pasivos no financieros no corrientes		223.251
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		46.775.319
TOTAL PASIVOS		46.971.406
PATRIMONIO		
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de		
Capital emitido		7.926.228
Ganancias acumuladas		3.762.378
Otras reservas		2.585.683
Patrimonio		14.274.289
Participaciones no controladoras		
TOTAL PATRIMONIO		14.274.289
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		61.245.695

b) Información del Negocio

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.

Dentro de la normativa legal que regula el negocio de la Sociedad, 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.

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.

2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1 Principios contables

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

Los Estados Financieros de la Sociedad terminados al 31 de diciembre de 2021 y 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 Internacional de Interpretaciones sobre Informes Financieros (CINIIF).

Estos Estados Financieros han sido aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 30 de marzo de 2022.

2.2 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

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

La preparación de los presentes Estados Financieros requiere el uso de estimaciones y supuestos por parte de la Administración. Estas estimaciones están basadas en el mejor saber de la Administración sobre los montos reportados, eventos o acciones a la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros. Sin embargo, es posible que acontecimientos en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja) en próximos períodos, lo que se haría, conforme a lo establecido en NIC 8, de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de estimación en los correspondientes Estados Financieros futuros. El detalle de las estimaciones y criterios contables significativos se detallan en la Nota 5.

2.3 Período cubierto

Los presentes Estados Financieros comprenden lo siguiente:

- Estados de Situación Financiera Clasificados al 31 de diciembre de 2021 y 2020.
- Estados de Resultados Integrales por Naturaleza por los años terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020.
- Estados de Cambios en el Patrimonio Neto por los años terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020.
- Estados de Flujos de Efectivo Método Directo por los años terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020.

2.4 Bases de preparación

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

2.5 Asociadas

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.

La influencia significativa se ejerce principalmente por la forma en que se administran las empresas eléctricas del Grupo, cuyos miembros del Directorio son los mismos en cada una. Si bien Frontel no tiene más del 20% de participación en STS, Luz Osorno y SGA, los miembros de su Directorio participan en la toma de decisiones e intercambio de personal Directivo con estas asociadas.

Los resultados, activos y pasivos de las asociadas son incorporados en estos Estados Financieros 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 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 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 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".

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

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno.

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

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

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

Moneda extranjera y reajutable	Nombre abreviado	31/12/2021	31/12/2020
		\$	\$
Dólar Estadounidense	USD	844,69	710,95
Unidad de Fomento	UF	30.991,74	29.070,33

2.9 Compensación de saldos y transacciones

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

2.10 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 costo de adquisición o construcción de cada elemento se incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los costos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos calificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo, instalaciones de distribución o 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 PRESTAMOS CAPITALIZADOS	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados (ver nota 29)	460.086	685.429
Tasa de capitalización de costos moneda funcional CLP	3,29%	3,08%

- Costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$2.182.518 por el año terminado al 31 de diciembre de 2021 y de M\$2.659.347 por el año terminado al 31 de diciembre de 2020 (ver nota 25).
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad deberá hacer frente en relación con la obligación de cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. La Sociedad revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

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

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

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

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

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

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

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

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

La Sociedad, en base al resultado de las pruebas de deterioro, considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos al 31 de diciembre de 2021 y 2020.

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

Propiedades, planta y equipo	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificios	40 - 80
Plantas y equipos	
Líneas y redes	30 - 44
Transformadores	44
Medidores	20 - 40
Subestaciones	20 - 60
Sistema de generación	25 - 50
Equipamiento de tecnologías 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, la Sociedad tiene concesiones de distribución de electricidad que son otorgadas por la Autoridad Reguladora Chilena y no tienen fecha de expiración, por lo que se consideran de carácter indefinido.

2.11 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 comprada 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, en base al resultado de las pruebas de deterioro, considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos al 31 de diciembre de 2021 y 2020.

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 se encuentra 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.

Respecto a los proyectos descritos anteriormente, la Sociedad no ha registrado gastos de investigación y desarrollo, de haberlos se contabilizan con cargo a resultados.

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 podrían impactar los valores libros de los respectivos activos.

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

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

que se habría determinado, si no se hubiera reconocido un deterioro anteriormente. Se reconoce un reverso como una disminución del cargo por depreciación de inmediato en el resultado del año.

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

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

Para el cálculo del valor de recuperación de las propiedades, plantas y equipos, activo intangible (en el caso que cumplan las condiciones para evaluación) y plusvalía (en forma anual), el valor en uso es el criterio utilizado por la Sociedad.

Para estimar el valor en uso, la Sociedad prepara 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 Unidad Generadora de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

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

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.

La hipótesis clave, así como el enfoque utilizado por la Sociedad 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, 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 2021, la Sociedad realizó una revisión de sus flujos proyectados. La tasa utilizada para determinar una perpetuidad es de 3.0% nominal en pesos (ídem en diciembre 2020). Los flujos se descontaron a una tasa de descuento antes de impuestos de 8,0% (7,5% en 2020), las que recogen el costo de capital del negocio. Tomando en cuenta estos supuestos la Administración no detectó evidencia de deterioro en su UGE.

2.13 Arrendamientos

2.13.1 Sociedad actúa como arrendatario:

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

Al comienzo del arrendamiento se registra en el Estado de Situación Financiera un activo por el derecho de uso y un pasivo por arrendamiento.

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

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

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

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

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

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

2.13.2 Sociedad actúa como arrendador:

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

El resto de los arrendamientos son clasificados como arrendamientos operativos.

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

En el caso de los arrendamientos operativos, los pagos por arrendamiento se reconocen como ingreso de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto. Los costos directos

iniciales incurridos para obtener un arrendamiento operativo se añaden al valor en libros del activo subyacente y se reconocen como gasto a lo largo del plazo del arrendamiento, sobre la misma base que los ingresos del arrendamiento.

2.14 Instrumentos financieros

Los activos y los pasivos financieros se reconocen en el estado de situación financiera de la Sociedad cuando éste pasa a ser parte de las disposiciones contractuales del instrumento.

Los activos y pasivos financieros se miden inicialmente a valor razonable, excepto en el caso de las cuentas por cobrar comerciales que no tienen un componente de financiación significativo y se miden al precio de transacción (Ver nota de ingresos). Los costos de la transacción directamente atribuibles a la adquisición o emisión de activos financieros y pasivos financieros (distintos de los activos financieros y pasivos financieros a valor razonable a través de resultados) se suman o se deducen del valor razonable de los activos financieros o pasivos financieros, según proceda, en el reconocimiento inicial. Los costos de transacción directamente atribuibles a la adquisición de activos financieros o pasivos financieros a valor razonable a través de ganancias o pérdidas se reconocen inmediatamente en el estado de resultado integrales.

2.14.1 Activos Financieros

Todas las compras o ventas regulares de activos financieros son reconocidas y desreconocidas en base a una fecha comercial. Las compras o ventas regulares son compras o ventas de activos financieros que requieren la entrega de activos dentro del plazo establecido por la regulación o convención en el mercado.

Todos los activos financieros reconocidos se miden posteriormente en su totalidad, ya sea al costo amortizado o al valor razonable, dependiendo de la clasificación de los activos financieros.

a) Clasificación y medición inicial de los activos financieros.

Los criterios de clasificación y medición corresponden a los siguientes:

i. Instrumento de deuda a costo amortizado:

El activo financiero se mantiene dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es mantener activos financieros para recaudar flujos de efectivo contractuales; y

Las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar en fechas específicas a flujos de efectivo que son únicamente pagos de capital e intereses sobre el monto principal pendiente.

ii. Instrumento de deuda a valor razonable con cambios en otros resultados integrales (VRCCORI):

El activo financiero se mantiene dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo se logra tanto recogiendo flujos de efectivo contractuales como vendiendo los activos financieros; y

Las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar en fechas específicas a flujos de efectivo que son únicamente pagos de capital e intereses sobre el importe principal pendiente.

iii. Valor razonable con cambios en resultados integrales (VRCCRI):

Por defecto, todos los demás activos financieros se miden posteriormente a valor razonable con cambios en resultados integrales (VRCCRI).

El Grupo puede elegir irrevocablemente presentar cambios posteriores en el valor razonable de una inversión en acciones en otros resultados integrales si se cumplen ciertos criterios; y

El Grupo puede designar irrevocablemente una inversión de deuda que cumpla con los criterios de costo amortizado o VRCCORI medidos en VRCCRI si al hacerlo se elimina o reduce significativamente un ajuste contable.

b) Medición posterior de los activos financieros

Los activos financieros se miden después de su adquisición basándose en su clasificación de la siguiente manera:

- i. En el caso de los activos financieros inicialmente reconocidos a costo amortizado, se miden utilizando el método de tipo de interés efectivo, que une las futuras recaudaciones de efectivo estimadas durante la vida esperada del activo financiero.
- ii. Los activos financieros reconocidos a valor razonable con cambios en otros ingresos integrales se miden posteriormente a valor razonable. Los ingresos por intereses se calculan utilizando el método de la tasa de interés efectiva, las ganancias y pérdidas por diferencias de tipo de cambio y el deterioro se reconocen en los resultados. Otras ganancias y pérdidas netas se reconocen en el estado de resultados integrales. En desreconocimiento, las ganancias y pérdidas acumuladas en otros resultados integrales se reclasifican a los resultados del año.
- iii. En relación con los activos financieros inicialmente reconocidos a valor razonable con cambios en resultados integrales, estos se miden posteriormente a valor razonable. Las ganancias o pérdidas netas, incluidos los intereses o los ingresos por dividendos, se reconocen en el resultado del año. Estos activos financieros se mantienen para su negociación y se adquieren con el fin de venderlos a corto plazo. Los activos financieros de esta categoría se clasifican como otros activos financieros corrientes.

c) Deterioro de activos financieros no derivados

Para las cuentas por cobrar comerciales, cuentas por cobrar por arrendamientos financieros y los activos contractuales, la Sociedad y sus filiales han aplicado el enfoque simplificado de IFRS 9 para medir la pérdida esperada de crédito (ECL).

En virtud de este enfoque simplificado, la Sociedad ha determinado una matriz de provisiones basada en las tasas históricas de incumplimiento de sus clientes, ajustadas por estimaciones prospectivas teniendo en cuenta los factores macroeconómicos más relevantes que afectan las recaudaciones y que han mostrado correlación con las recaudaciones en el pasado. Las variables macroeconómicas se revisan periódicamente. La Sociedad identifica como las principales variables macroeconómicas que afectan a las recaudaciones; el producto interno bruto del país y las regiones donde está presente, las tasas de desempleo nacionales y regionales y las variaciones en el poder adquisitivo de los clientes.

Cuando hay información confiable que indica que la contraparte se encuentra en graves dificultades financieras y no hay perspectivas realistas de recuperación, por ejemplo, cuando la contraparte se ha puesto en liquidación o ha iniciado un procedimiento de quiebra, o en el caso de cuentas por cobrar comerciales, cuando los montos se hayan considerado incobrables, se registrará un castigo. Antes del castigo, se han ejecutado todos los medios prudenciales de cobro.

Los deudores comerciales son usuarios de los sistemas de transmisión y clientes por distribución asociados a las filiales de distribución de energía.

En relación con los préstamos con partes relacionadas, la Administración no ha reconocido una provisión por incobrables, ya que, los préstamos con partes relacionadas se consideran de bajo riesgo crediticio.

2.14.2 Pasivos financieros

a) Clasificación, medición inicial y posterior del pasivo financiero

Los pasivos financieros se clasifican como (i) a costo amortizado o (ii) a valor razonable con cambios en resultados integrales.

El Grupo mantiene los siguientes pasivos financieros en su estado de cuenta de posición financiera combinada provisional no auditada, clasificados como se describe a continuación:

a) Cuentas por pagar comerciales:

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

b) Obligaciones con bancos e instituciones financieras:

Las obligaciones con los bancos y las instituciones financieras se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos incurridos en la transacción.

Posteriormente, se valoran a costo amortizado. Cualquier diferencia entre los fondos obtenidos (neto de los costos necesarios para obtenerlos) y el valor de reembolso se reconoce en el estado de resultados integrales a lo largo de la vida de la deuda de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

2.14.3 Derivados y contabilidad de cobertura

Los derivados se contratan para gestionar los riesgos de tipo de cambio, tasas de interés, inflación, etc. a los que la Sociedad y sus filiales pueden estar expuestas.

Las transacciones de derivados se supervisan de forma regular y coherente a lo largo de la vida de los contratos para garantizar que no se produzcan desviaciones significativas de los objetivos definidos, de modo que se siga satisfactoriamente la estrategia adoptada por la Administración. La Sociedad y sus filiales han cumplido los requisitos para la cobertura de flujos de caja de los instrumentos derivados que se hayan suscrito. Además, para cumplir los requisitos establecidos en la norma, se supervisa regularmente la eficacia durante el período de cobertura. La eficacia de las transacciones derivadas se supervisa de forma retrospectiva y prospectiva. Dicha eficacia debe estar dentro de los límites definidos en la NIC 39 (80% - 125%). La parte del valor razonable de los derivados de cobertura que, según la metodología respectiva, resulta ineficaz se registra en el estado de resultados integrales en ingresos o gastos financieros.

a) Clasificación de los instrumentos de cobertura - coberturas de flujo de caja

Esta clasificación consiste en designar instrumentos de cobertura para cubrir la exposición a cambios en los flujos de efectivo de un activo, pasivo (como un swap para fijar los pagos de intereses de una deuda a tasa variable), una transacción proyectada muy probable o una proporción de ella, siempre que tales cambios: i) son atribuibles a un riesgo particular; y ii) podrían afectar los resultados futuros.

La porción efectiva de los cambios en el valor razonable de los instrumentos derivados que se designan y califican como instrumentos de cobertura de flujo de caja es diferida en patrimonio en una reserva de patrimonio denominada "cobertura de flujo de caja". Los saldos diferidos en patrimonio se reconocen en beneficios o pérdidas en los mismos períodos en los que la partida cubierta afecta el resultado.

Sin embargo, cuando la operación cubierta prevista resulta en el reconocimiento de un activo no financiero o de un pasivo no financiero, las ganancias y pérdidas diferidas previamente en el patrimonio se transfieren desde el patrimonio y se incluyen en la valoración inicial del costo de ese activo o pasivo.

La contabilidad de cobertura se interrumpe cuando la relación de cobertura se cancela, cuando el instrumento de cobertura caduca o se vende, se termina, o se ejerce, o ya no califica para la contabilidad de cobertura. Cualquier resultado diferido en patrimonio en ese momento se mantiene y se reconoce cuando la transacción esperada es finalmente reconocida en resultados. Cuando ya no se espera que se produzca una transacción esperada, el resultado acumulado que se difirió se reconoce inmediatamente en resultados.

Derivados implícitos - La Sociedad ha 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 valorizado y los movimientos en su valor razonable son registrados en la cuenta 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 estado de resultados integrales.

Al 31 de diciembre de 2021, los análisis realizados indican que no existen derivados implícitos en los contratos de la Sociedad que requieran ser contabilizados separadamente.

2.14.4 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 al 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, especialmente de apoyos de cables telefónicos, que según contrato estipulan pagos anticipados. Estos montos se registran como ingresos diferidos en el pasivo del Estado de Situación Financiera y se imputan a resultados en el rubro "Ingresos de actividades ordinarias" del estado de resultados integrales en la medida que se devenga el servicio.

En 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 la Sociedad debe construir. Una vez finalizada la construcción del activo e iniciado el servicio de peajes por el uso del activo, se da comienzo al reconocimiento de respectivo ingreso en los resultados de la Sociedad con cargo al pasivo registrado como ingreso diferido, en la proporción que corresponda y en el mismo plazo de duración del contrato.

2.16.2 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 cumplirá con todas las condiciones establecidas.

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

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

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

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

2.17 Provisiones

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

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

2.18 Beneficios a los empleados

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

La Sociedad reconoce el importe de los beneficios que ha de pagar por los servicios prestados como un pasivo, el cual es registrado a su valor nominal mediante el método del devengo y presentado bajo el rubro cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar y provisiones corrientes y no corrientes por beneficios a los empleados.

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

- Beneficios post-empleo: Indemnizaciones por años de servicio

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

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

La Sociedad utiliza supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Dicha expectativa, al igual que los supuestos, son establecidos en conjunto con un actuario externo. Estos supuestos incluyen una tasa de descuento (nominal) de 5,5% anual, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

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

2.19 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

2.20 Impuesto a las ganancias

El gasto por impuesto a las ganancias del año, se define como el impuesto corriente de la Sociedad y es el resultado de la aplicación de la tasa de impuestos en la base imponible del año, más la variación de los activos y pasivos de los impuestos diferidos y los créditos por impuestos, tanto para las pérdidas tributarias acumuladas (en la medida en que sea realizable) como para las diferencias temporales deducibles e imponibles.

Las diferencias entre el importe en libros de los activos y pasivos y sus bases tributarias dan lugar a activos y pasivos por impuestos diferidos, que se miden a las tasas de impuesto en las que se espera se apliquen en el año en que se realiza el activo o se liquida el pasivo.

El impuesto a las ganancias y las variaciones en activos y los pasivos por impuestos diferidos no derivados de combinaciones de negocios se reconocen en resultados o patrimonio neto, dependiendo del origen de la partida registrada subyacente que generó el efecto por impuestos.

Activos por impuestos diferidos y los créditos por impuestos sólo se reconocen cuando se considera probable que haya suficientes beneficios fiscales futuros para recuperar las diferencias temporales deducibles y hacer que los créditos fiscales sean realizables.

Los pasivos por impuestos diferidos son generalmente reconocidos para todas las diferencias temporales tributables y los activos por impuestos diferidos son reconocidos en la medida en que es probable que los beneficios imponibles estén disponibles contra los cuales las diferencias temporales deducibles pueden ser utilizadas. Dichos activos y pasivos no se reconocen si la diferencia temporal surge del reconocimiento inicial (distinto de una combinación de negocios) de otros activos y pasivos en una transacción que no afecta ni al beneficio imponible ni al beneficio contable. Además, no se reconoce un pasivo por impuesto diferido si la diferencia temporal surge del reconocimiento inicial de una plusvalía.

La Sociedad se encuentra bajo el "Régimen Parcialmente Integrado", y su tasa del impuesto a la renta de la primera categoría es 27%.

2.21 Reconocimiento de ingresos y costos

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

La Sociedad reconoce ingresos de las siguientes fuentes principales:

- Venta de energía
- Comercialización
- Ingresos por construcción de obras a terceros
- Ingresos por intereses

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

i) Venta de Energía:

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

ii) Comercialización:

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 Comercialización son reconocidos a lo largo en el tiempo.

iii) 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.

iv) Ingresos por intereses:

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

La Sociedad determina 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, la Sociedad 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 período en los Estados Financieros de la Sociedad, en función de la política de dividendos acordada por la Junta o los estatutos, que a la fecha corresponde a lo menos al mínimo obligatorio establecido en el artículo N° 79 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas. La Junta de Accionistas es soberana de cambiar el valor indicado, lo que no necesariamente aplica para los próximos años.

Para el cálculo de la utilidad líquida distribuible la Sociedad no aplicará ajustes al ítem “Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora” del Estado de Resultados Integrales. Dado lo anterior se tomarán como base los valores de dicho ítem, menos las pérdidas acumuladas, si existieran, y sobre este resultado se deducirán los dividendos distribuidos y que se distribuyan con cargo al ejercicio. Los ajustes de primera adopción a 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 período, determinados por el método directo. En estos estados de flujos de efectivo se utilizan las siguientes expresiones:

- **Flujos de efectivo:** Entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por 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, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.
- **Actividades de inversión:** Son las actividades de 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 al 31 de diciembre de 2020, principalmente en lo relacionado con traspaso de la provisión de estabilización VAD desde el corriente al no corriente, y además lo relacionado con los costos asociados a los servicios compartidos (Ver Nota 7).

2.25 Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2021:

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
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.
Concesiones de Arrendamientos Relacionadas a COVID-19 más allá del 30 de junio de 2021 (enmiendas a NIIF 16)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de abril de 2021.

La aplicación de las enmiendas no ha tenido un efecto significativo en los resultados reportados en estos Estados Financieros, sin embargo, podrían afectar la contabilización de futuras transacciones o acuerdos.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva aún no vigentes:

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros, los siguientes pronunciamientos habían sido emitidos por el IASB, pero no eran de aplicación obligatoria.

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 17, Contratos de Seguros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 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.
Revelación de Políticas Contables (enmiendas a NIC 1 y NIIF - Declaración Práctica 2)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2023.
Definición de Estimaciones Contables (enmiendas a NIC 8)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2023.
Impuesto Diferido relacionado a Activos y Pasivos que se originan de una sola Transacción (enmiendas a NIC 12)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2023.

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

3 Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

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

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

En Chile el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) cubre la zona entre Arica a Chiloé. Por otro lado, existen varios sistemas medianos (SSMM) operados por empresas integradas verticalmente, (entre ellas la relacionada Edelsa), cuya capacidad instalada de generación es inferior a los 200 MW, pero superior a los 1.500 KW, y que atienden consumos en 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 clientes libres:** Corresponde a aquellos clientes con potencia instalada superior a 5 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Los clientes entre 500 KW y 5 MW pueden optar pertenecer al mercado de clientes libres o regulados, no pueden cambiarse de régimen tarifario durante cuatro años.
- 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 clientes regulados:** Pertenecen a este segmento todas las transferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de precios (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 se establece por un período máximo de contrato de 20 años. Los precios de compraventa de electricidad de las licitaciones se establecen a nivel de barras nacionales.

Independiente del mercado final al que abastezca un generador, las transferencias que se hacen entre generadores participantes del sistema, se realizan al valor de costo marginal horario de éste. El encargado de realizar estos cálculos es Gerencia de Mercados del CEN.

3.2 Distribución

De acuerdo a la legislación, se considera distribución a todas las redes eléctricas 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.

Cada cuatro años, la Comisión Nacional Energía (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 una empresa modelo por cada área típica, considerando fundamentalmente estándares operacionales y que se basan en las características de una empresa de referencia.

Producto de la ley N°21.194-19 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21/12/2019, cambia la tasa de descuento de los activos modelados de 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 proceso tarifario noviembre 2020 – noviembre 2024 la tasa se fijó en un 6% después de impuestos.

Todo cliente, tanto regulado como libre, debe pagar el valor agregado de distribución (VAD) por el uso de las redes.

La distribuidora puede tener los siguientes tipos de servicios:

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 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. Este precio es definido semestralmente, en enero y julio, mediante la publicación en el Diario Oficial del Decreto de Precio de Nudo Promedio.

Producto de la publicación de la Ley N°21.185 el 02/11/2019 que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas, los precios que las distribuidoras pueden traspasar a sus clientes regulados corresponden a los contenidos en el decreto MEN 20T/2018 correspondientes a los valores de enero 2019, denominado Precio Estabilizado a Cliente Regulado (PEC). Este valor se ajusta por IPC a contar del segundo semestre de 2021 y permanecerá como techo hasta el 2025.

Debido a que los contratos de suministro con entrada en operación dentro del período tienen valores inferiores al PEC, los saldos se irán incorporando a medida que el precio promedio de compra sea inferior al PEC. Las empresas generadoras asumen el costo financiero de este mecanismo.

Los cargos de transmisión los calcula la CNE en base al valor de los activos de transmisión y una demanda proyectada.

Finalmente, la tarifa incluye el VAD, que refleja el costo de capital de los activos de distribución de una empresa modelo, los costos variables de administración, mantenimiento y operación eficientes, los costos fijos por facturación y atención de clientes, y las pérdidas eficientes.

b) Venta a Clientes Libres o Cobro de Peajes

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 (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 en poste a empresas de telecomunicaciones y cargo por pago fuera de plazo como algunos de los más relevantes. Las tarifas por este tipo de servicios son fijadas cada 4 años, se determinan con ocasión de cada nuevo proceso tarifario de VAD.

3.3 Marco regulatorio

3.3.1 Aspectos generales

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

Desde su publicación se han realizado múltiples modificaciones a la Ley 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. A continuación, se listan las últimas modificaciones realizadas.

3.3.2 Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local

El 15 de junio del 2016 se aprobó la Ley de Equidad Tarifaria (Ley N°20.928, que 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): Establece 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 es financiada por todos los clientes sometidos a regulación de precios.

3.3.3 Ley que obliga a solventar el empalme y medidor en caso de fuerza mayor.

La Ley N°21.076 publicada el 27 de febrero de 2018 impone a la empresa distribuidora la obligación de solventar el retiro y reposición del empalme y medidor en caso de inutilización de instalaciones por fuerza mayor, debiendo incorporarse en las fórmulas tarifarias la remuneración de estas instalaciones.

3.3.4 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.

3.3.5 Norma Técnica de Distribución

Con fecha 18 de diciembre de 2017 se publicó la Norma técnica de calidad de servicio en distribución (NTCS-Dx), 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 MEN 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, producto de un rechazo de la opinión pública al cambio del medidor y su costo asociado, el Ministerio de Energía anunció (29/04/2019) que el cambio a la medición inteligente sería voluntario y que lo cobrado hasta la fecha en la tarifa por este concepto sería devuelto por la empresa. A contar del 26 de agosto de 2019 comenzó la devolución de los montos involucrados.

Una nueva versión de la NTCS-Dx fue publicada el 10/12/2019 mediante Resolución Exenta CNE N°763-19, perfeccionado algunos puntos de la norma publicada el 2017.

3.3.6 Ley que regula el retiro de líneas aéreas y subterráneas de comunicaciones

El 20 de agosto de 2019 se publicó la Ley N°21.172, modificando la Ley General de Telecomunicaciones. En ella, regula el retiro de líneas aéreas y subterráneas cuando caigan en desuso, estableciendo un tiempo máximo de retiro. En caso que no lo hagan en plazo, el municipio es responsable de ello, sancionando a la empresa propietaria.

3.3.7 Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica

La Ley N°21.194-19 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21/12/2019 generó grandes cambios en el marco regulatorio principalmente en el proceso tarifario de distribución.

Los principales cambios propuestos son:

- a) Cambia la tasa fija del 10% antes de impuestos, por una tasa de mercado que se fija para cada proceso tarifario, cuyo valor tiene un piso de 6% y un techo de un 8% después de impuestos. Para el proceso tarifario noviembre 2020 – noviembre 2024 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 proceso tarifario en curso se determinaron 6 áreas para las cooperativas.
- c) Bases técnicas del proceso de tarificación pueden ser observadas y discrepadas 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) Luego del estudio, la CNE publica un informe técnico preliminar que puede ser observado y discrepado 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. La vida útil utilizada para el chequeo de rentabilidad es la de la empresa modelo.
- g) Mayor participación ciudadana en todo el proceso.
- h) Las empresas concesionarias deberán tener giro exclusivo de distribución de energía eléctrica.

Se encuentra en curso el primer proceso de fijación del Valor Agregado de Distribución bajo esta nueva Ley, que fijará las tarifas para el período noviembre 2020 – noviembre 2024.

3.3.8 Ley de estabilización transitoria de precios

La ley N°21.185-19 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 regulación de tarifas. Este mecanismo estabiliza en pesos las tarifas vigentes de los usuarios finales de distribución hasta el 30/06/2021. 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 31/12/2026, en cuyo caso, el saldo se traspasará al usuario final.

3.3.9 Ley N°21.304 sobre el suministro a clientes electrodependientes

Publicada el 31/12/2020 y publicado el 12/01/2021 en el Diario Oficial, sobre suministro de electricidad para personas electrodependientes. Establece la necesidad de asegurarles suministro continuo y el descuento del consumo de los equipos a los que se conecten 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.

3.3.10 Resolución Exenta CNE N°176 /2020 - Giro Exclusivo

La Resolución 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 tiene ya implementadas estas exigencias.

3.3.11 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 prorratarán 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.

Fue modificada por la Ley N°21.340, publicada el 22 de mayo de 2021, que extiende los beneficios hasta el 31 de diciembre de 2021 y la cantidad de cuotas hasta 48.

3.3.12 Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

La industria eléctrica nacional está regulada fundamentalmente por organismos estatales, dentro de los que destacan la Comisión Nacional de Energía, 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 discrepancias 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.
- d) **Coordinador Eléctrico Nacional:** Institución creada en la Ley de Transmisión, quién 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).

4 Política de Gestión de Riesgos

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

Para lograr los objetivos, la gestión de riesgos financieros se basa en cubrir todas aquellas exposiciones significativas, siempre y cuando existan instrumentos adecuados y el costo sea razonable.

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

4.1 Riesgo financiero

Los flujos de la Sociedad, que se generan principalmente por su participación en el negocio eléctrico, tienen un perfil muy estable y de largo plazo. El negocio de distribución tiene una estructura tarifaria que incorpora los costos denominados en los mercados internacionales y locales y los efectos asociados del tipo de cambio o IPC, cuando corresponda.

El Área de Administración y Finanzas de la Sociedad, históricamente ha estado a cargo de identificar y responder a los riesgos financieros a través de medidas de mitigación propuestas a la Administración y/o al respectivo Directorio.

La gestión de los riesgos financieros de la Sociedad se realiza de forma que se mantenga un equilibrio entre los flujos de efectivo de las actividades de explotación y las necesidades de pago de los pasivos financieros. La Sociedad mantenía, al 31 de diciembre de 2021, efectivo y equivalentes de efectivo por M\$3.626.054. La deuda total ascendió a M\$71.273.975. Del total de préstamos, el 56% es reembolsable en tres años (relacionado con deuda bancaria) y el 44% de los préstamos son reembolsables después de más de 5 años (relacionados con bonos).

4.1.1 Tipo de cambio

Las transacciones de la Sociedad están denominadas principalmente en pesos chilenos.

La Sociedad realiza una revisión de sus activos y pasivos financieros y el impacto potencial de las variaciones en el tipo de cambio. Si el impacto pudiera ser significativo, la Sociedad puede contratar derivados para reducir los efectos de estos impactos en línea con su estrategia de cobertura.

La Sociedad realiza 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, se evalúa la contratación de instrumentos derivados con el fin de realizar la cobertura en algunos de estos casos.

4.1.2 Variación UF

Con respecto a los ingresos brutos de la Sociedad, el 81,7% está denominado en pesos chilenos que están indexados al IPC (local). Las tarifas se establecen teniendo en cuenta, en su caso, los tipos de cambio (es decir, cuando los suministros se adquieren principalmente en una moneda particular) y el IPC en los Estados Unidos o en otros países. Adicionalmente, los efectos de la indexación a la inflación local también se incorporan a la tarifa asociada o, en el caso de clientes libres, los contratos pueden estar denominados en unidades de fomento.

4.1.2.1 Análisis de Sensibilidad

La Sociedad realizó 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 año de cierre de estos Estados Financieros, con respecto de la variación real de la UF.

El impacto en resultados para el análisis indicado es el siguiente para los años 2021 y 2020:

Tipo de deuda	Total Deuda Financiera reajutable		Variación % aumento UF	Efecto en Resultados	
	31/12/2021	31/12/2020		31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$		M\$	M\$
Deuda en UF (Bonos)	31.236.753	34.768.065	Tasa Interés Fija	154.959	207.337

4.1.3 Tasa de interés

La administración de este riesgo se enfoca principalmente a los pasivos con el sistema financiero. Al 31 de diciembre de 2021, Sociedad mantiene el 100% de la deuda financiera asociada a una tasa de interés fija.

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, manteniendo siempre estructuras estables y velando por optimizar el uso de los productos más convenientes en el mercado. Al 31 de diciembre de 2021, el 100% de la deuda financiera de la Sociedad está estructurada con vencimientos en el largo plazo, con servicio de deudas anuales y/o semestrales (principalmente intereses) menores a los flujos proyectados en escenarios conservadores, para no tener riesgos de refinanciación a corto o largo plazo.

A continuación se muestra el perfil de vencimientos de capital e interés a diciembre de 2021 y 2020:

Capital e Intereses	Corriente		No Corriente						Totales 31/12/2021
	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	491.963	491.963	1.475.889	2.392.644	3.734.275	5.433.697	18.201.683	7.378.975	39.601.089
Préstamos Bancarios	231.250	379.583	607.084	40.532.083	-	-	-	-	41.750.000
Arrendos Financieros	60.841	157.371	203.420	212.822	93.418	2.963	403	-	731.238
Totales	784.054	1.028.917	2.286.393	43.137.549	3.827.693	5.436.660	18.202.086	7.378.975	82.082.327
Porcentualidad	1%	1%	3%	53%	5%	6%	22%	9%	100%

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	461.462	5.979.854	922.925	922.925	922.925	3.544.711	16.465.014	14.367.420	43.587.236
Préstamos Bancarios	232.500	223.750	458.750	455.000	-	30.456.250	-	-	31.826.250
Arrendos Financieros	83.160	192.256	209.745	181.247	190.074	129.137	890	-	986.509
Totales	777.122	6.395.860	1.591.420	1.559.172	1.112.999	34.130.098	16.465.904	14.367.420	76.399.995
Porcentualidad	1%	9%	2%	2%	1%	44%	22%	19%	100%

El riesgo de tasa de interés actualmente se considera bajo dado que toda la deuda es a tasas fijas y, como se indica en la tabla anterior, los intereses y el capital a pagar son a largo plazo.

La Sociedad realiza una administración de caja conjunta con la matriz final Inversiones Grupo Saesa Limitada que a través de sus excedentes, o a través de distintos instrumentos de deuda en el mercado financiero, financia nuevas inversiones en proyectos de transporte del Grupo con préstamos intercompañía y estos son pagados por la sociedad con los flujos generados por estas inversiones o con financiamiento de terceros, en la medida en que las condiciones son favorables.

4.1.5 Riesgo de Crédito

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

El riesgo de crédito relacionado con el suministro de energía eléctrica, tal como se menciona en la Nota 7 a) y b) es 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 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 de crédito de 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).

Al cierre de diciembre 2021 se está discutiendo a nivel de Gobierno una prórroga de la Ley N°21.249 en el sentido de la extensión del plazo de no corte del suministro eléctrico hasta el 31 de diciembre de 2022, mantener el prorrateo de las deudas de electricidad contraídas hasta en 48 cuotas sin intereses y además la entrega de subsidios a los clientes con vulnerabilidad y condonación de la deuda contraída, la cual en un porcentaje deberá ser asumida por la empresa prestadora del servicio.

En virtud de lo anterior, la Sociedad ha registrado al 31 de diciembre de 2021 una provisión de deterioro por M\$1.589.818, considerando los efectos antes descritos en relación a los futuros convenios contraídos y el saldo de la deuda que deberá asumir la Sociedad (Ver Nota 7).

En el siguiente cuadro comparativo a diciembre de 2021 y diciembre de 2020, se muestra la relación entre los ingresos totales y el monto de ventas y otras cuentas por cobrar vencidas o deterioradas:

Conceptos	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Ingresos operacionales (últimos 12 meses)	189.984.748	181.001.848
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas (últimos 12 meses)	1.704.446	2.952.063
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas/ ingresos operacionales	0,90%	1,63%

(*) Los Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas ascendieron a M\$1.704.446 al 31 de diciembre de 2021(últimos 12 meses), disminuyendo un 42% respecto al monto registrado en año 2020 (M\$2.952.063).

4.1.6 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, el que fue extendido hasta el 31 de diciembre de 2021.

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 31 de diciembre de 2021, la Sociedad se encuentra analizando un plan de retorno flexible y semipresencial para sus trabajadores, el cual estará sujeto a la evolución de la pandemia y a las medidas adoptadas por la autoridad sanitaria pertinente.

- **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 debe continuar prestando el servicio), así como evitar retrasos mayores en la construcción de obras que atenderán el crecimiento futuro del consumo.

5. Juicios y estimaciones de la Administración al aplicar las políticas contables críticas de la entidad.

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

La preparación de los Estados Financieros requiere el uso de ciertos juicios, estimaciones y supuestos por parte de la Administración que afectan a los montos declarados de ingresos, gastos, activos y pasivos, las revelaciones que los acompañan, y la revelación de pasivos contingentes en la fecha de los estados financieros. Las estimaciones y los supuestos se evalúan continuamente y se basan en la experiencia de la administración y otros factores, incluidas las expectativas de acontecimientos futuros que se consideran razonables en esas circunstancias. La incertidumbre acerca de estos supuestos y estimaciones podría dar lugar a resultados que requieren un ajuste material a los valores libros de los activos o pasivos afectados en períodos futuros.

Los siguientes son los juicios, estimaciones y supuestos significativos utilizados por la Administración en la preparación de estos Estados Financieros:

- a) **Vida útil económica de activos:** La vida útil de los elementos propiedad, planta y equipo que se utilizan para calcular su depreciación, se determina sobre la base de estudios técnicos preparados por especialistas externos e internos. Además, estos estudios se utilizan para nuevas adquisiciones de propiedad, planta y equipos, o cuando existen indicadores de que deben cambiarse las vidas útiles de estos activos.

Estos cálculos requieren el uso de estimaciones y supuestos tales como el cambio tecnológico y el plazo previsto de disponibilidad operacional de los activos de transmisión. Los cambios en las estimaciones se tienen en cuenta de manera prospectiva.

- b) **Deterioro de activos:** La Sociedad revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si existe algún indicador de que el valor libro no es recuperable. Si existe tal indicador, se estima el valor recuperable del activo para determinar la extensión del deterioro. En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo de caja independiente son agrupados en una unidad generadora de efectivo ("CGU") a la que pertenece el activo. El valor recuperable de estos activos o CGU, se mide como el mayor valor entre su valor razonable (el valor en uso) y su valor libro.

Estas evaluaciones requieren el uso de estimaciones y suposiciones tales como:

- Ingresos por distribución: El valor de los ingresos por distribución de conformidad con los decretos tarifarios vigentes (o contratos existentes) y el posible impacto de la regulación.
- Inversiones en propiedad, planta y equipo: Los requisitos de las nuevas instalaciones para absorber la demanda, así como los requerimientos regulatorios (ejemplo: Inversión por Norma Técnica) se consideran en estas proyecciones. El Plan de Inversiones se actualiza periódicamente para hacer frente al crecimiento del negocio.
- Costos fijos: Los costos fijos se proyectan teniendo en cuenta la base actual, el crecimiento de las ventas, los clientes y las inversiones. Tanto en relación con la dotación de personal (considerando los ajustes salariales y del IPC chileno), como con otros costos de operación y mantenimiento, y el nivel de inflación proyectado.
- Variables macroeconómicas: Las variables macroeconómicas (inflación, tipo de cambio, entre otras) necesarias para proyectar los flujos (tasas de ventas y costos) se obtienen de informes de terceros.

- c) **Ingresos y costos operativos:** La Sociedad considera como ingresos, además de los servicios facturados en el año, una estimación de los servicios prestados en espera de facturación al final del año, considerando que la medición se realiza durante el mes de acuerdo con un programa de medición. Además, los costos asociados con tales ingresos se han incluido debidamente como costos de operación. También se considera como parte de los ingresos y costos de la operación, la estimación de ciertas cantidades del Sistema Eléctrico (entre otras, compra y venta de energía) que permiten la liquidación entre las diferentes empresas del Sistema por los servicios ya prestados. Estas acumulaciones se invertirán una vez que las liquidaciones finales sean emitidas por el regulador responsable y registradas en el libro mayor.
- d) **Deterioro de deudores y existencias obsoletas:** La Sociedad ha estimado el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar y de la obsolescencia de inventario, para lo que han establecido porcentajes de provisión según las pérdidas crediticias esperadas y la tasa de rotación de sus inventarios, respectivamente.
- e) **Indemnización por años de servicio:** Las obligaciones reconocidas por concepto de indemnizaciones por años de servicio nacen de convenios colectivos suscritos con los trabajadores de la Sociedad en los que se establece el compromiso por parte de ella. La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de cambios en los supuestos actuariales, es reconocido dentro de otros resultados integrales del año.

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

- f) **Litigios y Contingencias:** El costo final de los reclamos y demandas puede variar debido a estimaciones basadas en diferentes interpretaciones de las regulaciones, opiniones y evaluaciones finales de la cantidad de daños. Por lo tanto, cualquier cambio en las circunstancias podría tener un efecto significativo en el monto de la provisión registrada.

6. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

- a) El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Efectivo en caja	1.200.037	1.560.106
Saldo en bancos	990.710	1.719.767
Otros instrumentos de renta fija	1.435.307	585.012
Totales	3.626.054	3.864.885

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

Todos estos instrumentos se tienen para cumplir los compromisos de pago a corto plazo y son fácilmente convertibles en una cantidad determinada de efectivo y están sujetos a un bajo nivel de riesgo de cambios en su valor. Estos tipos de instrumentos devengan el interés de mercado para ese tipo de operaciones y no están sujetos a restricciones.

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

Razón social	Nombre abreviado	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Moneda	Clasificación de riesgo	Monto inversión	
						31/12/2021	31/12/2020
						M\$	M\$
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Itaú Administradora General de Fondos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1(c)	1.435.307	585.012
Totales						1.435.307	585.012

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

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31/12/2021	31/12/2020
		M\$	M\$
Monto del Efectivo y equivalentes al efectivo	CLP	3.581.678	3.764.232
Monto del Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	44.376	100.653
Totales		3.626.054	3.864.885

d) La siguiente tabla detalla los cambios en los pasivos que se originan de actividades de financiamiento de la Sociedad, incluyendo aquellos cambios que representan flujos de efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo al 31 de diciembre de 2021 y 2020.

Cambios en los pasivos que se originan por actividades de financiamiento	31/12/2020	Flujos de efectivo					Cambios distintos de efectivo						31/12/2021
		Reembolso de préstamos	Intereses pagados	Préstamos	Préstamos entidades relacionadas	Pagos por arrendamientos financieros	Devengo intereses	Ajuste UF	Ajuste tipo de cambio	Nuevos arrendamientos financieros	Traspos	Amortización	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Préstamos a largo plazo	30.000.000	-	-	10.000.000	-	-	-	-	-	-	-	-	40.000.000
Préstamos a corto plazo	183.750	-	(532.500)	-	-	-	562.500	-	-	-	-	-	213.750
Arrendamiento financiero corriente	243.295	-	-	-	-	-	39.155	15.072	-	-	(79.310)	-	218.212
Arrendamiento financiero no corriente	673.102	-	(39.231)	-	-	(260.750)	-	38.062	-	22.533	79.310	-	513.026
Bonos	34.579.968	(5.542.485)	(1.013.056)	-	-	-	999.548	2.018.724	-	-	-	17.526	31.060.225
Préstamos en cuenta corriente	66.276	-	(703.011)	-	-	-	841.735	-	1.315	-	-	-	206.315
Préstamos en cuenta corriente, no corriente	54.570.011	(69.360.176)	-	-	69.370.650	-	-	-	270.027	-	-	-	54.850.512
Totales	120.316.402	(74.902.661)	(2.287.798)	10.000.000	69.370.650	(260.750)	2.442.938	2.071.858	271.342	22.533	-	17.526	127.062.040

	31/12/2019	Flujos de efectivo					Cambios distintos de efectivo						31/12/2020
		Reembolso de préstamos	Intereses pagados	Préstamos	Préstamos entidades relacionadas	Pagos por Arrendamientos Financieros	Devengo intereses	Ajuste UF	Ajuste TC	Nuevos Arrendamientos Financieros	Traspos	Amortización	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Préstamos corriente	42.055.380	(136.000.000)	(806.449)	94.000.000	-	-	994.819	-	-	-	-	-	183.750
Préstamos no corriente	-	-	-	30.000.000	-	-	-	-	-	-	-	-	30.000.000
Arrendamiento Financiero Corriente	330.029	-	(42.360)	-	-	-	88.184	1.605	-	-	(134.163)	-	243.295
Arrendamiento Financiero no Corriente	1.563.593	-	-	-	-	(358.980)	-	43.738	-	733.583	(1.308.832)	-	673.102
Bonos	44.306.991	(10.809.814)	(1.245.078)	-	-	-	1.211.233	1.100.911	-	-	-	15.725	34.579.968
Préstamos en cuenta corriente	10.934	-	(674.177)	-	-	-	729.602	(83)	-	-	-	-	66.276
Préstamos en cuenta no corriente	35.372.511	(96.014.750)	-	-	155.345.246	-	-	(132.996)	-	-	(40.000.000)	-	54.570.011
Totales	123.639.438	(242.824.564)	(2.768.064)	124.000.000	155.345.246	(358.980)	2.963.838	1.013.175	-	733.583	(41.442.995)	15.725	120.316.402

7. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto	61.137.143	47.908.173	4.303.337	1.949.794
Otras cuentas por cobrar, bruto	18.848.260	14.670.333	4.280.545	3.000.608
Totales	79.985.403	62.578.506	8.583.882	4.950.402

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, neto	53.934.246	43.971.667	4.303.337	1.949.794
Otras cuentas por cobrar, neto	16.121.973	12.043.452	4.280.545	3.000.608
Totales	70.056.219	56.015.119	8.583.882	4.950.402

Provisión de deterioro deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales	7.202.897	3.936.506	-	-
Otras cuentas por cobrar	2.726.287	2.626.881	-	-
Totales	9.929.184	6.563.387	-	-

El detalle de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes facturados y no facturados o provisionados al 31 diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Facturados	43.992.748	33.107.433	2.158.394	2.367.833
Energía y peajes	27.041.638	20.844.323	-	-
Anticipos para importaciones y proveedores	2.549.127	1.386.538	-	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	665.303	292.789	-	-
Convenios de pagos y créditos por energía	2.439.731	1.893.476	537.734	152.906
Deudores materiales y servicios	3.308.933	1.050.369	-	-
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	3.773.795	4.261.001	720.713	1.035.872
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	352.970	312.280	899.947	1.169.352
Otros	3.861.251	3.066.657	-	9.703
No facturas o provisionados	34.765.410	27.488.067	4.303.337	1.949.794
Energía y peajes uso de líneas eléctricas	2.945.512	1.382.745	-	-
Diferencias a reliquidar por nuevos decretos	18.816.899	15.045.374	4.303.337	1.949.794
Equidad tarifaria residencial	1.352.007	2.688.467	-	-
Energía en medidores (*)	10.981.087	7.947.264	-	-
Provisión ingresos por obras	550.841	304.153	-	-
Otros	119.064	120.064	-	-
Otros (cuenta corriente empleados)	1.227.245	1.983.006	2.122.151	632.775
Totales, bruto	79.985.403	62.578.506	8.583.882	4.950.402
Provisión deterioro	(9.929.184)	(6.563.387)	-	-
Totales, neto	70.056.219	56.015.119	8.583.882	4.950.402

(*) Energía consumida y no facturada a los clientes

Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Convenios de pagos y créditos por energía	2.439.731	1.893.476	537.734	152.906
Anticipos para importaciones y proveedores	2.549.127	1.386.538	-	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	1.216.144	596.942	-	-
Deudores materiales y servicios	3.308.933	1.050.369	-	-
Cuenta corriente al personal	1.227.245	1.983.006	2.122.151	632.775
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	3.773.795	4.261.001	720.713	1.035.872
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	352.970	312.280	899.947	1.169.352
Otros deudores	3.980.315	3.186.721	-	9.703
Totales	18.848.260	14.670.333	4.280.545	3.000.608
Provisión deterioro	(2.726.287)	(2.626.881)	-	-
Totales, neto	16.121.973	12.043.452	4.280.545	3.000.608

Los montos referidos a Diferencias a reliquidar por nuevos decretos son:

- a) Conceptos generados por diferencias entre los precios pagados a los generadores y los precios recaudados a los clientes, lo que a la fecha han generado saldos por cobrar al sistema de generación por M\$18.568.078 al 31 de diciembre de 2021 y M\$15.727.485 al 31 de diciembre de 2020.

Cabe mencionar que, el Artículo N°2 de la Ley N°21.185 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. Por lo tanto, por el principio de “pass through” no debería producirse un efecto positivo o negativo por este concepto a la distribuidora.

- b) Otros conceptos por M\$248.821 en diciembre de 2021 y por M\$(682.111) en diciembre de 2020, 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.

- c) Estabilización VAD: Este concepto nace con Producto de la Ley N°21.185, 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\$4.303.337 en diciembre de 2021 (M\$1.949.794 en diciembre 2020). Considerando que estos montos se podrán acumular hasta junio 2023 y se deberán extinguir a más tardar en diciembre 2027, la Sociedad no espera recuperar estos montos dentro de los siguientes 12 meses, por lo que han sido reclasificados desde el corriente al no corriente al 31 de diciembre 2021, para efectos comparativos también se reclasifico el saldo acumulado al 31 de diciembre 2020.

El monto referido a ETR cuya finalidad es la de lograr que ninguna cuenta tipo de clientes residenciales sea superior al 10% de la cuenta residencial promedio nacional (se aplica un descuento a los clientes residenciales en las zonas que superan este promedio más el 10% y se aplica un recargo para los clientes residenciales y no residenciales en las zonas que se encuentran bajo el promedio), muestra un valor de M\$1.352.007 a diciembre de 2021 y a M\$2.688.467 en diciembre de 2020. Este concepto debe ser liquidados por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) en forma periódica (una o dos veces al año).

- d) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2021 es de M\$78.640.101 y al 31 de diciembre de 2020 es de M\$60.965.521.
- e) La Sociedad de acuerdo con lo que establece el DFL4/2006, artículo 136 y 125, está obligada a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. Al 31 de diciembre de 2021 la Sociedad distribuye energía eléctrica a 385.072 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	338.959	52%
Comercial	14.249	20%
Industrial	1.790	8%
Otros	30.074	20%
Total	385.072	100%

Respecto de las ventas que realiza la Sociedad se distinguen dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otro relacionado con otras ventas, que corresponde 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).

- f) Al 31 de diciembre de 2021 y 2020 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	Corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Con vencimiento menor a tres meses	9.028.701	7.983.688
Con vencimiento entre tres y seis meses	1.896.662	1.258.540
Con vencimiento entre seis y doce meses	1.573.491	1.300.020
Con vencimiento mayor a doce meses	196.077	144.337
Totales	12.694.931	10.686.585

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

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

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es 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.

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. En el mes de diciembre 2021 se realizó un análisis a la cartera de deudores y se consideró que aquellos clientes (no considerados vulnerables) que antes de la Pandemia mostraban buen comportamiento, no mostrarían problemas para renegociar sus deudas ni tampoco para su pago. Tanto la cartera de clientes vulnerables como la de clientes con buen comportamiento son consideradas en un tramo sin morosidad y con un 90% de recuperabilidad.

g) Al 31 de diciembre de 2021 y 2020 la estratificación de la cartera bruta, es la siguiente (la Sociedad no tiene cartera securitizada):

Tramos de morosidad	31/12/2021						31/12/2020					
	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	222.954	65.759.790	2.440	1.169.126	225.394	66.928.916	245.777	49.281.316	3.020	1.583.458	248.797	50.864.774
Entre 1 y 30 días	42.555	4.839.972	859	364.948	43.414	5.204.920	40.389	3.874.155	706	385.579	41.095	4.259.734
Entre 31 y 60 días	16.114	2.535.817	584	180.766	16.698	2.716.583	18.114	2.427.290	375	223.215	18.489	2.650.505
Entre 61 y 90 días	7.682	1.235.152	423	103.205	8.105	1.338.357	7.765	1.080.871	180	183.733	7.945	1.264.604
Entre 91 y 120 días	6.848	1.165.820	461	111.694	7.309	1.277.514	5.348	726.166	130	40.116	5.478	766.282
Entre 121 y 150 días	4.031	707.066	171	62.197	4.202	769.263	2.922	397.655	104	13.896	3.026	411.551
Entre 151 y 180 días	2.374	366.143	389	93.869	2.763	460.012	2.948	505.878	89	13.046	3.037	518.924
Entre 181 y 210 días	2.365	598.143	-	-	2.365	598.143	1.848	207.867	86	15.842	1.934	223.709
Entre 211 y 250 días	2.257	321.491	308	78.468	2.565	399.959	2.705	540.579	81	11.318	2.786	551.897
Más de 250 días	19.727	7.860.018	1.995	1.015.600	21.722	8.875.618	16.492	5.765.792	664	251.136	17.156	6.016.928
Totales	326.907	85.389.412	7.630	3.179.873	334.537	88.569.285	344.308	64.807.569	5.435	2.721.339	349.743	67.528.908

- h) Al 31 de diciembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020, la cartera en cobranza judicial y protestada, es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	31/12/2021		31/12/2020	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	4	3.766	2	17.082
Documentos por cobrar en cobranza judicial	264	2.689.191	263	2.369.550
Totales	268	2.692.957	265	2.386.632

- i) El detalle de los movimientos en la provisión de deterioro de deudores, es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corrientes y No corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Saldo inicial	6.563.387	4.053.497
Aumentos (disminuciones)	3.778.400	2.952.063
Montos castigados	(412.603)	(442.173)
Total movimientos	3.365.797	2.509.890
Saldo final	9.929.184	6.563.387

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

- j) El detalle de las provisiones y castigos durante los años 2021 y 2020, es el siguiente:

Provisiones y castigos	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	3.354.649	2.798.119
Provisión cartera repactada	423.751	153.944
Castigos del año	(412.603)	(442.173)
Totales	3.365.797	2.509.890

8. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

8.1 Accionistas

El detalle de los Accionistas más importantes de la Sociedad al 31 de diciembre de 2021, es el siguiente:

Accionistas	Número de acciones		Total	31/12/2021 % Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	305.439.660	7.409.954.230.822	7.410.259.670.482	99,373744%
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	307.869	5.544.231.314	5.544.539.183	0,074354%
Cóndor Holding SpA	204.768.662	-	204.768.662	0,002746%
Otros Minoritarios	1.365.013	40.949.006.703	40.950.371.716	0,549156%
Totales	511.881.204	7.456.447.468.839	7.456.959.350.043	100,00%

8.2 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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.

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

Los préstamos entre compañías se regulan dentro de un marco de administración consolidada de caja que recae principalmente en la Sociedad, la relacionada Sociedad Austral de Electricidad S.A. y su matriz Inversiones Eléctricas del Sur S.A., 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. 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 se han cumplido cabalmente (ver nota 34).

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus sociedades relacionadas, son las siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

RUT	Razón social	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No Corrientes	
							31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
							M\$	M\$	M\$	M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Préstamos en Cuenta Corriente (interés)	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	389	-	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Préstamos en Cuenta Corriente (capital)	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	-	-	122.328	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	4.578	4.276	-	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	2.445.415	284.210	-	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	1.020	1.282	-	-
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisen S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	404.037	52.857	-	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	23.830	26.068	-	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	USD	185	420	-	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	USD	15.758	-	-	-
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	28.594	-	-	-
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	48.898	-	-	-
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	24.055	-	-	-
76.429.813-6	Línea Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	10.277	-	-	-
77.227.565-k	Saesa Innova Soluciones	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	1.942.969	-	-	-
Totales							4.950.005	369.113	122.328	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Razón social	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza relación	Moneda	Corrientes		No Corrientes	
							31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
							M\$	M\$	M\$	M\$
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Préstamos en Cuenta Corriente (interes)	Menos de 90 días	Accionistas	CLP	125.794	41.804	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Préstamos en Cuenta Corriente (capital)	Más de 1 año	Accionistas	CLP	-	-	39.557.517	44.094.000
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Accionistas	CLP	-	4.446	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Préstamos en Cuenta Corriente (interes)	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	-	16.925	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Préstamos en Cuenta Corriente (capital)	Más de 1 año	Matriz Común	CLP	-	-	-	2.333.166
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Accionistas	CLP	3.776.904	3.451.718	-	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Préstamos en Cuenta Corriente (interes)	Menos de 90 días	Matriz Común	USD	-	3.461	-	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Préstamos en Cuenta Corriente (capital)	Más de 1 año	Matriz Común	USD	-	-	-	2.147.281
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Materiales y Costo Personas	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	5.109.635	2.063.541	-	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	190.617	345.823	-	-
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	-	3.903	-	-
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	-	9.748	-	-
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Préstamos en Cuenta Corriente (interes)	Menos de 90 días	Matriz Común	UF	40.455	716	-	-
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Préstamos en Cuenta Corriente (capital)	Más de 1 año	Matriz Común	UF	-	-	4.188.484	2.864.053
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	-	287.361	-	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Accionistas	CLP	2.826	2.583	-	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en Cuenta Corriente (interes)	Menos de 90 días	Accionistas	CLP	40.066	3.370	-	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en Cuenta Corriente (capital)	Más de 1 año	Accionistas	CLP	-	-	11.104.511	3.131.511
77.227.557-9	Saesa Gestión y Logística SPA	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	116.811	-	-	-
76.024.762-6	Cóndor Holding SpA.	Chile	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Accionistas	CLP	104	95	-	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director	Menos de 90 días	Director	UF	-	2.151	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz- Molina	Chile	Remuneraciones Director	Menos de 90 días	Director	UF	2.299	2.151	-	-
Totales							9.405.511	6.239.796	54.850.512	54.570.011

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

RUT	Razón social	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	31/12/2021		31/12/2020	
				Monto transacción	Efecto en resultado (cargo)/abono	Monto transacción	Efecto en resultado (cargo)/abono
				M\$	M\$	M\$	M\$
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Matriz Común	Compra/Venta de energía	(476.771)	(476.771)	(326.154)	(326.154)
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Matriz Común	Mantenimiento Sistema de Transmisión	-	-	(76.224)	(76.224)
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Matriz Común	Peajes	-	-	27.311	27.311
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Matriz Común	Servicio Costo Personal	-	-	(4.957.334)	(4.957.334)
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Accionistas	Préstamo cuenta corriente (Capital /Intereses)	(7.973.000)	(172.064)	(3.131.511)	(56.019)
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Matriz Común	Préstamo cuenta corriente (Capital /Intereses)	2.455.494	(27.453)	(2.333.166)	(104.825)
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Matriz	Préstamo cuenta corriente (Capital /Intereses)	4.536.483	(556.358)	(51.896.000)	(562.055)
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Matriz Común	Recuperación de Gastos	(2.500)	-	(312.484)	-
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Matriz Común	Recuperación de Gastos	351.180	-	51.168	-
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Matriz Común	Recuperación de Gastos	58.646	-	(7.959)	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Matriz Común	Recuperación de Gastos	2.161.432	-	236.206	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Matriz Común	Recuperación de Gastos - Materiales	(3.046.093)	-	(7.412)	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Matriz Común	Recuperación de Gastos	155.206	-	(211.997)	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Matriz Común	Recuperación de Gastos	302.884	-	189.332	-
76.067.075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Matriz	Dividendos por pagar	-	-	(3.262.574)	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Matriz	Dividendos por pagar	(325.186)	-	(3.451.691)	-
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Matriz Común	Recuperación de Gastos	32.497	-	-	-
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Matriz Común	Recuperación de Gastos	24.055	-	-	-
76.429.813-6	Línea Transmisión Cabo Leones S.A.	Matriz Común	Recuperación de Gastos	10.277	-	-	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Accionistas	Dividendos por pagar	(243)	-	-	-
77.227.557-9	Saesa Gestión y Logística SPA	Matriz Común	Recuperación de Gastos	(116.811)	-	-	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Matriz Común	Préstamo cuenta corriente (Capital /Intereses)	5.700.000	(21.700)	-	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Matriz Común	Préstamo cuenta corriente (Capital /Intereses)	2.147.282	(24.675)	(2.147.282)	126.817
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Matriz Común	Préstamo cuenta corriente (Capital /Intereses)	(1.324.431)	(289.737)	(2.864.053)	(716)

8.3 Directorio y personal clave de la gerencia

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

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 30 de abril de 2021 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, Christopher Powell y Jonathan Reay como integrantes del Directorio.

En sesión celebrada con fecha 12 de mayo de 2021, el Directorio de la Sociedad, procedió a elegir como Presidente del Directorio y de la Sociedad al señor Iván Díaz-Molina y como Vicepresidente al señor Jorge Lesser García-Huidobro. Al 31 de diciembre de 2021 el Directorio de la Sociedad está compuesto por los señores Iván Díaz – Molina, Jorge Lesser García – Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Ashley Munroe, Christopher Powell y Jonathan Reay.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones al Directorio

Los saldos pendientes por pagar entre la Sociedad y los Directores por concepto de remuneraciones de Directores, son los siguientes:

Director	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Jorge Lesser García-Huidobro	-	2.151
Iván Díaz - Molina	2.299	2.151
Totales	2.299	4.302

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 83 a cada Director de la Sociedad, para el período mayo 2021 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2022.

Los Directores señores Jonathan 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 Frontel. 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 2021 y 2020 son las siguientes:

Director	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Jorge Lesser García-Huidobro	32.008	28.517
Iván Díaz - Molina	29.472	28.507
Totales	61.480	57.024

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

La Sociedad cuenta actualmente con ocho ejecutivos como empleados directos, siete en 2020. La remuneración de estos ejecutivos con cargo a resultados asciende a M\$502.024 al 31 de diciembre de 2021 y M\$455.447 al 31 de diciembre de 2020.

La Sociedad tiene, para sus ejecutivos, establecido 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. Se paga un anticipo de 25% de una remuneración bruta durante el tercer trimestre de cada año y el saldo es cancelado en el primer semestre del año siguiente. El cargo a resultados del plan de incentivo asciende a M\$201.917 al 31 de diciembre de 2021 y M\$187.650 al 31 de diciembre de 2020.

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

Al 31 diciembre de 2021 y 2020 no existen garantías constituidas a favor el personal clave de la gerencia.

9. Inventarios

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2021:

Clases de Inventarios	31/12/2021		
	Bruto	Neto Realizable	Provisión
	M\$	M\$	M\$
Material de operación y mantenimiento	13.214.033	12.804.272	409.761
Existencias para venta al detalle de productos y servicios	1.267.444	1.267.444	-
Petróleo	66.684	66.684	-
Total Clases de Inventarios	14.548.161	14.138.400	409.761

Al 31 de diciembre de 2020:

Clases de Inventarios	31/12/2020		
	Bruto	Neto Realizable	Provisión
	M\$	M\$	M\$
Material de operación y mantenimiento	12.977.055	12.613.073	363.982
Existencias para venta al detalle de productos y servicios	1.792.538	1.724.168	68.370
Petróleo	42.415	42.415	-
Total Clases de Inventarios	14.812.008	14.379.656	432.352

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

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un abono de M\$22.591 para el año 2021 y un cargo de M\$17.428 para el año 2020.

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

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

Inventarios utilizados durante el período según gasto	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Materias primas y consumibles utilizados (*)	12.049.049	9.263.511
Otros gastos, por naturaleza (**)	1.688.127	1.824.545
Totales	13.737.176	11.088.056

(*) 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 2021 ascienden a M\$11.868.342 (M\$17.340.842 al 31 de diciembre de 2020) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2021 ascienden a M\$793.165 (M\$670.116 al 31 de diciembre de 2020).

Los materiales utilizados en obra propias desde los inventarios de la Sociedad han disminuido en el período enero-diciembre 2021 en un 32% respecto al mismo período del año anterior, esto principalmente por la ralentización de obras de construcción como consecuencia de las medidas sanitarias adoptadas por la Sociedad y la autoridad por efecto de la pandemia.

10. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Activos por impuestos corrientes	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Impuesto renta por recuperar	258.495	126.228
IVA crédito fiscal por recuperar, remanente	-	1.953.060
IVA débito fiscal por recuperar (1)	1.337.928	1.337.928
Crédito sence	86.529	91.359
Crédito activo fijo	27.086	25.515
Impuesto por recuperar año anterior	293.594	279.630
Totales	2.003.632	3.813.720

(1) 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 2021 y 2020, es el siguiente:

Pasivos por impuestos corrientes	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
IVA débito fiscal	2.140.614	-
Otros	29.396	27.494
Totales	2.170.010	27.494

11. Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Activos intangibles, neto	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Total Activos intangibles indetificables, neto	3.997.211	3.965.973
Servidumbres	3.997.211	3.965.973
Activos intangibles identificables, bruto	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Total Activos intangibles indetificables, bruto	4.036.194	4.004.956
Servidumbres	3.997.211	3.965.973
Software	38.983	38.983
Amortización Activos intangibles identificables	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Total Amortización Activos intangibles identificables	(38.983)	(38.983)
Software	(38.983)	(38.983)

El detalle y movimientos del activo intangible al 31 de diciembre de 2021 y al 31 de diciembre de 2020, son los siguientes:

Movimientos Activos intangibles distintos de la plusvalía	Servidumbres, neto	Derechos de agua	Software, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2021	3.965.973	-	-	3.965.973
Traslados (activación obras en curso)	31.238	-	-	31.238
Total movimientos	31.238	-	-	31.238
Saldo final al 31/12/2021	3.997.211	-	-	3.997.211
Movimientos Activos intangibles distintos de la plusvalía	Servidumbres, neto	Derechos de agua	Software, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2020	7.517.543	-	-	7.517.543
Retiros valor bruto	115.000	-	-	115.000
División Frontel Tx (*)	(3.666.570)	-	-	(3.666.570)
Total movimientos	(3.551.570)	-	-	(3.551.570)
Saldo final al 31/12/2020	3.965.973	-	-	3.965.973

(*) Ver Nota 1 a.1.

Los derechos de servidumbre se presentan a costo adquirido, y 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 de Resultados integrales.

12. Plusvalía Comprada

El detalle de la plusvalía comprada al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

RUT	Sociedad	31/12/2021	31/12/2020
		M\$	M\$
91.715.000-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	23.990.168	23.990.168
96.986.780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	33.039.292	33.039.292
Totales		57.029.460	57.029.460
División Frontel/Frontel Transmisión (*) (Nota 1 a.1)		(9.609.528)	(9.609.528)
Totales		47.419.932	47.419.932

(*) Debido a lo requerido por la Ley N°21.194, que busca que las empresas de distribución tengan un giro exclusivo, la Sociedad ha llevado el proyecto de división con fecha 31/12/2020 mencionado en la Nota N°1 letra b), trasladando la plusvalía asociada al negocio de transmisión a la nueva Frontel Transmisión.

La plusvalía comprada relacionada con Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Rut 91.715.000-1 corresponde al exceso pagado originado en la compra de las acciones de esa Sociedad, realizada en 2001. Posteriormente, la Sociedad comprada 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 empresa compradora.

La plusvalía comprada reconocida por la Sociedad Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Antigua 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 la Sociedad.

La plusvalía total indicada se encuentra asignada a la Sociedad como un todo.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Administración de la Sociedad, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignadas las distintas plusvalías permiten recuperar su valor.

13. Propiedades, Planta y Equipo

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020:

Clases de Propiedades, planta y equipo, neto	31/12/2021	31/12/2020
M\$	M\$	
Total Propiedades, planta y equipo, neto	238.389.741	215.798.314
Terrenos	3.513.612	3.467.030
Edificios	2.648.890	2.929.046
Planta y equipo	181.533.873	160.778.251
Equipamiento de tecnologías de la información	1.413	2.368
Instalaciones fijas y accesorios	425.855	302.672
Vehículos de motor	2.612.693	2.908.061
Construcciones en curso	41.571.625	40.344.468
Otras propiedades, planta y equipo	6.081.780	5.066.418

Clases de Propiedades, planta y equipo, bruto	31/12/2021	31/12/2020
M\$	M\$	
Total Propiedades, planta y equipo, bruto	320.612.660	290.457.591
Terrenos	3.513.612	3.467.030
Edificios	3.836.487	4.364.291
Planta y equipo	256.239.219	228.428.962
Equipamiento de tecnologías de la información	1.488.917	1.677.554
Instalaciones fijas y accesorios	1.251.811	1.046.931
Vehículos de motor	4.221.821	4.257.334
Construcciones en curso	41.571.625	40.344.468
Otras propiedades, planta y equipo	8.489.168	6.871.021

Clases de Depreciación acumulada y deterioro del valor, Propiedades, planta y equipo	31/12/2021	31/12/2020
M\$	M\$	
Total Depreciación acumulada y deterioro del valor, Propiedades, planta y equipo	(82.222.919)	(74.659.277)
Edificios	(1.187.597)	(1.435.245)
Planta y equipo	(74.705.346)	(67.650.711)
Equipamiento de tecnologías de la información	(1.487.504)	(1.675.186)
Instalaciones fijas y accesorios	(825.956)	(744.259)
Vehículos de motor	(1.609.128)	(1.349.273)
Otras propiedades, planta y equipo	(2.407.388)	(1.804.603)

El detalle y movimientos del rubro Propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2021 y 2020, son los siguientes:

Movimientos Propiedades, planta y equipo	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, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2021	3.467.030	2.929.046	160.778.251	2.368	302.672	2.908.061	40.344.468	5.066.418	215.798.314
Adiciones	-	-	3.817.522	-	-	-	28.327.861	-	32.145.383
Traslados (activación obras en curso)	313.222	299.147	25.785.797	-	184.290	252.339	(28.107.794)	1.272.999	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde (hacia) Propiedades, planta y equipo	-	-	(1.408.309)	21.736	20.590	-	1.007.090	358.893	-
Retiros valor bruto	(266.640)	(826.951)	(371.753)	(223.373)	-	(287.852)	-	(13.745)	(1.990.314)
Retiros y traspasos depreciación acumulada	-	398.669	909.262	223.373	196	222.813	-	1.414	1.755.727
Gasto por depreciación	-	(151.021)	(7.976.897)	(22.691)	(81.893)	(482.668)	-	(604.199)	(9.319.369)
Total movimientos	46.582	(280.156)	20.755.622	(955)	123.183	2.612.693	1.227.157	1.015.362	22.591.427
Saldo final al 31/12/2021	3.513.612	2.648.890	181.533.873	1.413	425.855	2.612.693	41.571.625	6.081.780	238.389.741

Movimientos Propiedades, planta y equipo	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, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2020	2.871.609	2.098.386	165.052.050	35.570	254.218	1.502.522	44.924.135	3.686.353	220.424.843
Adiciones	-	-	3.108.426	-	-	-	45.648.100	289.963	49.046.489
Traslados (activación obras en curso)	1.119.105	1.011.095	21.165.985	1.719	21.057	1.770.700	(27.835.661)	1.931.741	(814.259)
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde (hacia) Propiedades, planta y equipo	-	-	4.523.913	-	108.296	-	(4.632.209)	-	-
Retiros valor bruto	-	-	(1.087.144)	-	(5.512)	(270.425)	-	(2.431)	(1.365.512)
Retiros y traspasos depreciación acumulada	-	-	1.318.221	10.908	5.958	268.130	-	24.502	1.627.719
Gasto por depreciación	-	(124.943)	(8.193.704)	(45.829)	(81.345)	(362.866)	-	(436.660)	(9.245.347)
División Frontel Tx (*)	(523.684)	(55.492)	(25.109.496)	-	-	-	(17.759.897)	(427.050)	(43.875.619)
Total movimientos	595.421	830.660	(4.273.799)	(33.202)	48.454	1.405.539	(4.579.667)	1.380.065	(4.626.529)
Saldo final al 31/12/2020	3.467.030	2.929.046	160.778.251	2.368	302.672	2.908.061	40.344.468	5.066.418	215.798.314

(*) Ver Nota 1 a.1.

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

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo

- La depreciación de los bienes de propiedades, planta y equipo se presenta en el rubro “Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación”.
- La Sociedad cuenta con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (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 2021 y 2020 no es significativo. La Sociedad no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.
- Los activos presentados en propiedades, planta y equipo no poseen restricciones de ningún tipo en favor de terceros, ni han sido entregados en garantía.

14. Derechos de Uso y Obligaciones por Arrendamientos

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 2021 y 2020, es el siguiente:

Movimientos Activos por derecho de uso	Terrenos, neto	Edificios e instalaciones, neto	Otros, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2021	32.864	880.060	-	912.924
Adiciones	-	22.534	-	22.534
Gasto por amortización	(8.990)	(231.062)	-	(240.052)
Trasposos amortización	-	(30.883)	-	(30.883)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	1.398	51.488	-	52.886
Total movimientos	(7.592)	(187.923)	-	(195.515)
Saldo final al 31/12/2021	25.272	692.137	-	717.409

Movimientos Activos por derecho de uso	Terrenos, neto	Edificios e instalaciones, neto	Otros, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2020	1.277.702	462.772	-	1.740.474
Adiciones	8.199	725.384	-	733.583
Gasto por amortización	(74.415)	(211.335)	-	(285.750)
Trasposos amortización	-	(117.361)	-	(117.361)
Traspaso a Activos disponibles para la venta	(1.186.519)	-	-	(1.186.519)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	7.897	20.600	-	28.497
Total movimientos	(1.244.838)	417.288	-	(827.550)
Saldo final al 31/12/2020	32.864	880.060	-	912.924

b) Pasivos por arrendamiento

El desglose por moneda y vencimientos de los pasivos por arrendamientos al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

RUT Arrendatario	Razón social - Arrendatario	País de origen	Tipo de moneda	Arrendamiento asociado	31/12/2021								
					Corrientes			No corrientes					
					Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	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	Total No corrientes
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	58.461	156.746	215.207	196.714	205.828	90.909	2.926	-	496.377
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Terrenos	2.380	625	3.005	5.146	5.358	793	37	403	11.737
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	CLP	Terrenos	-	-	-	1.560	1.636	1.716	-	-	4.912
Totales					60.841	157.371	218.212	203.420	212.822	93.418	2.963	403	513.026

RUT Arrendatario	Razón social - Arrendatario	País de origen	Tipo de moneda	Arrendamiento asociado	31/12/2020								
					Corrientes			No corrientes					
					Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	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	Total No corrientes
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	82.849	158.399	241.248	196.192	180.877	189.721	81.763	-	648.553
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Terrenos	1.488	559	2.047	7.297	4.827	5.026	745	255	18.150
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	CLP	Terrenos	-	-	-	1.487	1.560	1.636	1.716	-	6.399
Totales					84.337	158.958	243.295	204.976	187.264	196.383	84.224	255	673.102

Los pasivos por arrendamientos traspasados a Sociedad Frontel TX al 31 de diciembre de 2020, son los siguientes:

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	31/12/2020
				Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	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\$	M\$
Frontel Transmisión S.A.	Chile	UF	Terrenos	53.666	9.636	63.302	13.475	14.230	15.028	15.868	163.490	222.091
Frontel Transmisión S.A.	Chile	USD	Terrenos	58.737	21.443	80.180	29.605	30.807	32.057	33.359	872.093	997.921
Totales				112.403	31.079	143.482	43.080	45.037	47.085	49.227	1.035.583	1.220.012

c) Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

En el estado de resultados integral por el período terminado al 31 de diciembre de 2021, se incluye un gasto por M\$537.606 (M\$374.099 en 2020), 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 2021, la Sociedad no mantiene contratos significativos en los cuales actúe como arrendador.

15. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

15.1 Impuesto a la renta

a) El gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados Integrales correspondiente a los ejercicios 2021 y 2020, es el siguiente:

Gasto por impuesto a las ganancias	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 31/12/2020
	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
Gasto por impuestos corrientes	1.775.866	1.252.794
Ajustes por impuestos corrientes de períodos anteriores	6.304	-
Otro gasto por impuestos corrientes	1.700	-
Total Impuestos corrientes a las ganancias, neto	1.783.870	1.252.794
Impuestos diferidos		
Gasto por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	851.684	1.891.920
Total Gasto por Impuestos diferidos, neto	851.684	1.891.920
Total Gasto por impuesto a las ganancias	2.635.554	3.144.714

Impuestos a las ganancias relacionados con Otro Resultado Integral	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 31/12/2020
	M\$	M\$
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	(39.646)	-
Impuesto a las ganancias relativo a nuevas mediciones de planes de beneficios definidos de otro resultado integral	325.214	(49.948)
Total Impuestos a las ganancias relacionados con Otro Resultado Integral	285.568	(49.948)

- b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a la ganancia (pérdida) antes de impuestos al 31 de diciembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020, es la siguiente:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	15.304.575	12.300.285
Ingreso (gasto) por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (27%)	(4.132.235)	(3.321.077)
Efecto fiscal de ingresos de actividades exentas de tributación	1.366.810	1.174.749
Efecto fiscal de ingreso (gasto) no deducible para la determinación de la ganancia (pérdida) imponible	(1.340.502)	(1.396.043)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	(64.469)	(141.123)
Otros efectos fiscales por conciliación entre el resultado contable por impuestos	1.534.842	538.780
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	1.496.681	176.363
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(2.635.554)	(3.144.714)
Tasa impositiva efectiva	17,22%	25,57%

15.2 Impuesto diferido

- a) El detalle de saldos de los impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020, es el siguiente:

Diferencias temporarias Activos por impuestos diferidos	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	9.561	333.001
Impuestos diferidos relativos a provisión de cuentas incobrables	2.680.906	1.772.114
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	175.791	159.657
Impuestos diferidos relativos a provisión de obsolescencia	110.635	116.735
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	323.894	331.748
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	25.976	35.024
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	364.976	381.227
Impuestos diferidos relativos a arriendos	3.734	938
Impuestos diferidos relativos a otras provisiones	2.355	2.355
Total Diferencias temporarias Activos por impuestos diferidos	3.697.828	3.132.799

Diferencias temporarias Pasivos por impuestos diferidos	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	12.369.721	10.535.543
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	22.706	114.957
Total Diferencias temporarias Pasivos por impuestos diferidos	12.392.427	10.650.500

Los impuestos diferidos se presentan en el Estado de Situación Financiera como siguen:

Diferencias temporarias, neto	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Activos por impuestos diferidos	3.697.828	3.132.799
Pasivo por impuestos diferidos	(12.392.427)	(10.650.500)
Total Diferencias temporarias, neto	(8.694.599)	(7.517.701)

- b) El movimiento de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación Financiera al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Movimientos Impuestos diferidos	Activos		Pasivos	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial	3.132.799	2.651.706	10.650.500	13.131.758
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	850.597	539.206	1.741.927	2.850.798
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	(285.568)	49.948	-	-
Otros incremento (decremento) por división Frontel TX (Nota 1 a.1)	-	(108.061)	-	(5.332.056)
Total movimientos	565.029	481.093	1.741.927	(2.481.258)
Saldo final	3.697.828	3.132.799	12.392.427	10.650.500

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

16. Otros Pasivos Financieros Corrientes y No Corrientes

- a) El detalle corriente y no corriente de este rubro al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos bancarios	213.750	183.750	40.000.000	30.000.000
Bonos	245.013	5.697.735	30.815.212	28.882.233
Totales	458.763	5.881.485	70.815.212	58.882.233

- b) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con Instituciones Bancarias al 31 de diciembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020, es el siguiente:

Nombre empresa deudora	Nombre acreedor	Rut acreedor	Tipo de moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de amortización	31/12/2021						
						Corrientes			No Corrientes			
						Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
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
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Itaú	97.023.000-9	CLP	1,50%	Al Vencimiento	-	30.000	30.000	-	10.000.000	-	10.000.000
Totales						183.750	30.000	213.750	-	40.000.000	-	40.000.000

Nombre empresa deudora	Nombre acreedor	Rut acreedor	Tipo de moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de amortización	31/12/2020						
						Corrientes			No Corrientes			
						Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
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
Totales						183.750	-	183.750	-	30.000.000	-	30.000.000

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 2021 y 31 de diciembre de 2020, es el siguiente:

Segmento país	Moneda	Tipo de amortización	Tasa de interés nominal	Garantía	31/12/2021								
					Corrientes			No Corrientes					
					Hasta 1 año			Más de 1 años hasta 2 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total No corrientes
					Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	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	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	UF	Semestral	3,20%	Sin garantía	245.013	-	245.013	-	-	-	-	30.815.212	30.815.212
Totales					245.013	-	245.013	-	-	-	-	30.815.212	30.815.212

Segmento país	Moneda	Tipo de amortización	Tasa de interés nominal	Garantía	31/12/2020								
					Corrientes			No Corrientes					
					Hasta 1 año			Más de 1 años hasta 2 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total No corrientes
					Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	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	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
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
Totales					247.048	5.450.687	5.697.735	222	-	-	-	28.882.011	28.882.233

d) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de diciembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020, es el siguiente:

Nombre empresa deudora	Nombre acreedor	Tipo de moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31/12/2021								
					Corrientes			No Corrientes					
					Hasta 1 año			Más de 1 años hasta 2 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total No corrientes
					Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	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	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	BONO SERIE G/ N°663	UF	3,20%	Sin garantía	245.013	-	245.013	-	-	-	-	30.815.212	30.815.212
Totales					245.013	-	245.013	-	-	-	-	30.815.212	30.815.212

Nombre empresa deudora	Nombre acreedor	Tipo de moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31/12/2020								
					Corriente			No Corriente					
					Hasta 1 año			Más de 1 años hasta 2 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total No corriente
					Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total 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	Más de 5 años	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	BONO SERIE G/ N°663	UF	3,20%	Sin garantía	229.823	-	229.823	-	-	-	-	28.882.011	28.882.011
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	BONO SERIE C/ N°662	UF	2,50%	Sin garantía	17.225	5.450.687	5.467.912	222	-	-	-	-	222
Totales					247.048	5.450.687	5.697.735	222	-	-	-	28.882.011	28.882.233

e) A continuación se describe el detalle con la principal información de la emisión y colocación de las líneas de Bonos de la Sociedad:

Sociedad	Contrato de Bonos / N° de Registro	Representantes de los Tenedores de Bonos	Fecha Escritura	Fecha Última modificación	Notaría	Fecha Colocación	Monto Colocado UF
Frontel	Emisión de Línea Serie C/ N°662	Banco de Chile	11/02/2011	11/02/2011	José Musalem Saffie	04/06/2014	1.500.000
Frontel	Emisión de Línea Serie G/ N°663	Banco de Chile	11/02/2011	11/02/2011	José Musalem Saffie	27/11/2014	1.000.000

17. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas por pagar comerciales	54.185.768	37.958.973	-	-
Otras cuentas por pagar	5.469.984	4.351.448	-	-
Totales Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	59.655.752	42.310.421	-	-

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Proveedores por compra de energía y peajes	41.259.844	24.750.607	-	-
Proveedores por compra de combustible y gas	26.933	18.589	-	-
Cuentas por pagar por importaciones en tránsito	1.890.367	1.873.730	-	-
Cuentas por pagar por bienes y servicios	11.008.624	11.316.047	-	-
Dividendos por pagar a terceros	138.124	125.229	-	-
Cuentas por pagar a instituciones fiscales	166.283	179.508	-	-
Otras cuentas por pagar	5.165.577	4.046.711	-	-
Totales Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	59.655.752	42.310.421	-	-

El detalle por vencimiento de cuentas por pagar comerciales al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Proveedores con pago al día	31/12/2021			
	Bienes	Servicios	Otros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta 30 días	5.805.444	45.248.789	3.131.535	54.185.768
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	5.805.444	45.248.789	3.131.535	54.185.768

Proveedores con pago al día	31/12/2020			
	Bienes	Servicios	Otros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta 30 días	3.989.535	29.466.221	4.503.217	37.958.973
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	-	-
Totales	3.989.535	29.466.221	4.503.217	37.958.973

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 2021 y 2020, es el siguiente:

Razón social proveedor	RUT	31/12/2021	
		M\$	%
Engie Energía Chile S.A.	88.006.900-4	1.493.407	2,76%
Centelsa	Proveedor Extranjero	1.286.003	2,37%
Transelec S.A.	76.555.400-4	564.083	1,04%
Ingen Spa	76.322.784-7	550.895	1,02%
Cge Transmision S.A.	77.465.741-K	523.522	0,97%
Huemul Energía Spa	76.580.849-9	418.035	0,77%
Ezentis Energía Spa	77.552.960-1	363.510	0,67%
Comercializadora Bimex Ltda.	78.836.730-9	287.417	0,53%
N Automotores Spa	76.112.695-4	280.634	0,52%
Prom Ingeniería Ltda.	79.615.410-1	278.983	0,51%
H Briones S.A.	92.519.000-4	262.495	0,48%
Tecnet S.A.	96.837.950-K	230.400	0,43%
Colbun S.A.	96.505.760-9	202.546	0,37%
Provisión Energía y Peajes (CEN) (*)		37.921.023	69,99%
Otros Proveedores		9.522.815	17,57%
Totales		54.185.768	100%

Razón social proveedores	RUT	31/12/2020	
		M\$	%
Engie Energía Chile S.A.	88.006.900-4	2.062.474	5,43%
Centelsa	Proveedor Extranjero	829.040	2,18%
Peña, Spoerer Y Compañía	76.555.400-4	580.604	1,52%
Servicios Eléctricos Elecsa Ltda.	72.201.100-7	454.210	1,20%
Detroit Chile S.A.	76.753.030-7	379.358	1,00%
Colbún S.A.	92.307.000-1	378.122	1,00%
Constructora Arancibia Hermanos Ltda.	77.552.960-1	344.189	0,91%
Rhona S.A.	76.411.321-7	300.690	0,79%
Cam Chile S. A.	96.837.950-K	270.999	0,71%
Provisión Energía y Peajes (CEN) (*)		21.741.992	57,22%
Otros Proveedores		10.617.295	28,04%
Totales		37.958.973	100,00%

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

18. Instrumentos financieros

18.1 Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

Activos financieros	31/12/2021			
	A costo amortizado	A valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	2.190.747	1.435.307	-	3.626.054
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	78.640.101	-	-	78.640.101
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	5.072.333	-	-	5.072.333
Totales Activos financieros	85.903.181	1.435.307	-	87.338.488

Activos financieros	31/12/2020			
	A costo amortizado	A valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	3.279.873	585.012	-	3.864.885
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	60.965.521	-	-	60.965.521
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	369.113	-	-	369.113
Totales Activos financieros	64.614.507	585.012	-	65.199.519

b) Pasivos Financieros

Pasivos financieros	31/12/2021		
	A costo amortizado	Derivados de cobertura	Totales
	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	71.273.975	-	71.273.975
Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	731.238	-	731.238
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes	59.655.752	-	59.655.752
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	64.256.023	-	64.256.023
Totales Pasivos financieros	195.916.988	-	195.916.988

Pasivos financieros	31/12/2020		
	A costo amortizado	A valor razonable con cambio en resultados	Totales
	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	64.763.718	-	64.763.718
Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	916.397	-	916.397
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes	42.310.421	-	42.310.421
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	60.809.807	-	60.809.807
Totales Pasivos financieros	168.800.343	-	168.800.343

18.2 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 de Situación Financiera no se presentan a su valor razonable.

Activos financieros	31/12/2021	
	Valor libro	Valor justo
	M\$	M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado		
Efectivo en caja	1.200.037	1.200.037
Saldo en bancos	990.710	990.710
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	70.056.219	70.056.219

Pasivos financieros	31/12/2021	
	Valor libro	Valor justo
	M\$	M\$
Pasivos financieros mantenidos a costo amortizado		
Otros pasivos financieros corrientes (deuda bancaria)	213.750	213.750
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes (bonos)	31.060.225	30.719.323
Otros pasivos financieros no corrientes (deuda bancaria)	40.000.000	40.000.000
Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	731.238	731.238
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes	59.655.752	59.655.752

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:

- a) Los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes así como cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corresponden a saldos por cobrar asociados a venta de energía, los cuales tienen un horizonte de cobro de corto plazo y por otro lado, no presentan un mercado formal donde se transen. De acuerdo a lo anterior, la valoración a costo o costo amortizado en una buena aproximación de su valor justo.
- b) El Valor Justo de los Bonos, 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:

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

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

19. Provisiones

19.1 Provisiones corrientes

19.1.1 Otras provisiones corrientes

- a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Otras provisiones a corto plazo	Corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Otras provisiones (*)	3.885.773	4.458.135
Totales	3.885.773	4.458.135

(*) Principalmente provisiones de multas y juicios

b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Movimientos Otras provisiones corrientes	Reclamaciones legales	Totales
	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2021	4.458.135	4.458.135
Provisiones adicionales	475.285	475.285
Provisiones no utilizadas	(1.011.904)	(1.011.904)
Incremento (decremento) en provisiones existentes	68.666	68.666
Provisiones utilizadas	(104.409)	(104.409)
Total movimientos	(572.362)	(572.362)
Saldo final al 31/12/2021	3.885.773	3.885.773

Movimientos Otras provisiones corrientes	Reclamaciones legales	Totales
	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2020	3.810.158	3.810.158
Provisiones adicionales	431.994	431.994
Provisiones no utilizadas	(244.652)	(244.652)
Incremento (decremento) en provisiones existentes	509.261	509.261
Provisiones utilizadas	(48.626)	(48.626)
Total movimientos	647.977	647.977
Saldo final al 31/12/2020	4.458.135	4.458.135

19.1.2 Provisiones corrientes por beneficios a los empleados

a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	651.077	591.321
Provisión por beneficios anuales	2.033.680	2.081.697
Totales	2.684.757	2.673.018

b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Movimientos Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Vacaciones del personal	Beneficios anuales	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2021	591.321	2.081.697	2.673.018
Incremento (decremento) en provisiones existentes	539.784	2.284.925	2.824.709
Provisiones utilizadas	(480.028)	(2.332.942)	(2.812.970)
Total movimientos	59.756	(48.017)	11.739
Saldo final al 31/12/2021	651.077	2.033.680	2.684.757

Movimientos Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Vacaciones del personal	Beneficios anuales	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2020	583.100	2.023.562	2.606.662
Incremento (decremento) en provisiones existentes	170.126	2.037.609	2.207.735
Provisiones utilizadas	(161.905)	(1.979.474)	(2.141.379)
Total movimientos	8.221	58.135	66.356
Saldo final al 31/12/2020	591.321	2.081.697	2.673.018

19.2 Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados

a) Beneficios de prestación definida:

Indemnización 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 2021 y 2020, es el siguiente:

Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	Corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Indemnizaciones por años de servicios	4.007.136	4.853.865
Totales	4.007.136	4.853.865

Desembolsos futuros

Según la estimación disponible, los desembolsos para atender de prestación definidas en el presente año ascienden a M\$336.267.

Duración de los compromisos

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones para Frontel corresponde a 10,92 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 y más años es, como sigue:

Años	Monto
	MS
1	336.267
2	196.174
3	402.764
4	223.973
5	239.783
6	1.286.171

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante los años 2021 y año 2020, es el siguiente:

Movimientos Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	Totales
	M\$
Saldo inicial al 01/01/2021	4.853.865
Costo por intereses	331.167
Costo del servicio del ejercicio	291.274
Pagos realizados en el ejercicio	(264.673)
Variación actuarial	(1.204.497)
Total movimientos	(846.729)
Saldo final al 31/12/2021	4.007.136

Movimientos Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	Totales
	M\$
Saldo inicial al 01/01/2020	4.184.246
Costo por intereses	136.018
Costo del servicio del ejercicio	454.585
Pagos realizados en el ejercicio	(105.979)
Variación actuarial	184.995
Total movimientos	669.619
Saldo final al 31/12/2020	4.853.865

Los montos registrados en los resultados integrales, son los siguientes:

Gasto reconocido en Otros Resultados Integrales	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 31/12/2020
	M\$	M\$
Costo por intereses	331.167	136.018
Costo del servicio del ejercicio	291.274	454.585
Total Gasto reconocido en Estado de Resultados	622.441	590.603
Pérdida actuarial neta por plan de beneficios definidos	(1.204.497)	184.995
Totales Gasto reconocido en Otros Resultados Integrales	(582.056)	775.598

c) Hipótesis actuariales utilizadas al 31 de diciembre de 2021

Tasa de descuento (nominal)	5,50%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	4,50%
Tablas de mortalidad	CB H 2014 / RV M 2014
Tasa de rotación	2,00%
Edad de retiro	65 H / 60 M

d) Sensibilizaciones

Sensibilización de tasa de descuento

Al 31 de diciembre de 2021, 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	491.996	(413.746)

Sensibilización de tasa esperada de incremento salarial

Al 31 de diciembre de 2021, 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	(398.515)	465.927

20. Juicios y multas

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

20.1 Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad, son los siguientes:

Nombre abreviado	Tribunal	N° Rol	Materia	Partes involucradas	Etapas procesal	Cuantía M\$
FRONTEL	Juzgado de Letras de Santa Juana	C-30-2017	Indemnización perjuicios por responsabilidad extracontractual. Servidumbre.	Romero con FRONTEL	Pendiente en segunda 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 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. Sentencia absolutoria	Indeterminado
FRONTEL	Juzgado de Letras de Lautaro	C-497-2017	Indemnización perjuicios. Muerte por electrocución.	Acuña y otra con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	400.000
FRONTEL	Juzgado de Letras y Garantía Curacautín	C-124-2018	Ley Indígena Restitución de terrenos e indemnización de perjuicios.	Vielma y otros con Frontel	Pendiente en primera instancia	60.000
FRONTEL	Juzgado Letras de Bulnes	C-277-2019	Juicio Sumario Servidumbre.	San Martín Pedro con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
FRONTEL	1° Juzgado de Letras de Osorno	C-449-2019	Indemnización de perjuicios Incendio.	Cruces y otros con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	611.141
FRONTEL	Juzgado Policía Local Bulnes	97-2019	Consumidor	Soc. Medica e Inv. Trivica con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	55.000
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Osorno	C-2545-2019	Indemnización de perjuicios Incendio.	Agrícola Víctor 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 25.06.19	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 y Garantía Nueva Imperial	261-2019	Querrela criminal incendio.	Curihuinca Zolla con FRONTEL	En investigación	Indeterminado
FRONTEL	Juzgado de Letras y Garantía Nueva Imperial	288-2019	Querrela criminal incendio.	Municipalidad de Chol Choi con FRONTEL	En investigación	Indeterminado
FRONTEL	2° Juzgado Civil de Temuco	C-5159-2019	Indemnización de perjuicios Incendio.	Figuerroa Ramón con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	251.300
FRONTEL	Juzgado Letras y Garantía de Collipulli	C-225-2019	Indemnización de perjuicios Incendio.	Riquelme Mirtha con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	40.000
FRONTEL	1° Juzgado Civil 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	1° Juzgado Civil de Osorno	C-2078-2020	Indemnización de perjuicios.	Serv. y Asesorías Marítimas y Terrestres Ltda. con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	32.000
FRONTEL	Juzgado de Letras de Lautaro	C-330-2020	Indemnización de perjuicios.	Ruiz y otros con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	70.492
FRONTEL	Juzgado de Letras de Lautaro	C-331-2020	Indemnización de perjuicios.	Comercial Puelo Ltda. con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	155.796
FRONTEL	Juzgado de Garantía Traiguén	861-2019	Querrela por daños.	Vivianes Soto Bustos con FRONTEL	No perseverar 20.01.21	Indeterminado
FRONTEL	Juzgado de Garantía de Angol	146-2020	Querrela por Usurpación.	José Angel Collupe Rain con FRONTEL	En investigación	Indeterminado
FRONTEL	Juzgado de Garantía de Lautaro	768-2019	Querrela Criminal Incendio.	Ruiz y Otros con FRONTEL	No perseverar 26.05.21	Indeterminado
FRONTEL	Juzgado Letras de Bulnes	C-445-2020	Cobro en pesos.	Aravena con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	6.300
FRONTEL	1° Juzgado del Trabajo de Santiago	O-889-2020	Indemnización de perjuicios.	Hermanos Ingeniería Eléctrica con FRONTEL	Pendiente en segunda instancia	291.780
FRONTEL	Juzgado de Garantía de Pitrufquén	384-2019	Querrela Incendio.	Rios con FRONTEL	En investigación	Indeterminado
FRONTEL	2° Juzgado Civil de Concepción	C-6981-2020	Servidumbre.	Fonseca M. y otros con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	28.900
FRONTEL	1° Juzgado Civil Temuco	C-288-2021	Indemnización de perjuicios.	Rivera Fortunato y otros con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	338.650
FRONTEL	Juzgado de Policía Local de Laja	68300	Demanda Ley consumidor.	Gonzalez F. Simón con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
FRONTEL	Juzgado de Letras Cañete	C-118-2021	Demanda indemnización perjuicios.	Mulvey V. Diego con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	115.616
FRONTEL	2° Juzgado Civil de Osorno	C-1310-2020	Demanda indemnización perjuicios.	Collio Eladio y otros con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	4.330.277
FRONTEL	2° Juzgado Civil de Osorno	C-2162-2020	Demanda indemnización perjuicios.	Asociación de Desarrollo Kochi con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	1.333.640
FRONTEL	Juzgado Garantía de Nacimiento	657-2021	Querrela incendio.	Letelier Loreto y otros (89 querellantes) con FRONTEL	En investigación	Indeterminado
FRONTEL	Juzgado Policía Local Collipulli	1370-2020	Querrela infraccional Ley consumidor.	Riquelme M. Mirtha con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
FRONTEL	1° Juzgado Policía Local Osorno	6204-2021	Querrela infraccional Ley consumidor.	SERNAC con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	62.297
FRONTEL	Juzgado Policía Local de Los Álamos	1069-2021	Querrela infraccional Ley consumidor.	Bernal E. Cristian con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	63.880
FRONTEL	Juzgado Policía Local de Antuco	463-2021	Denuncia irregularidad construcción servicio instalación postes y medidores.	Contreras R. Ana María con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
FRONTEL	Juzgado del Trabajo de Concepción	O-1247-2021	Despido injustificado.	Rodriguez R. Gabriel con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	42.805
FRONTEL	1° Juzgado Civil Temuco	C-289-2021	Demanda indemnización de perjuicios. Incendio.	Sucesión E. Ballotta y otros con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	561.750
FRONTEL	Juzgado de Letras de Yungay	C-304-2020	Demanda Reconvencional Indemnización de Perjuicios.	Municipalidad de Tucapel con FRONTEL	Pendiente en primera instancia	114.164
FRONTEL	Juzgado Tributario y Aduanero de Los Lagos	GR-12-00003-2021	Reclamación de Liquidaciones N°47 y N°48, Renta 2016.	FRONTEL con SII	Actualmente la causa se encuentra suspendida a la espera de la resolución por parte del SII de la solicitud presentada para poner término al juicio en virtud del art. 33° transitorio.	104.910
FRONTEL	Juzgado Tributario y Aduanero de Los Lagos	GR-12-00002-2021	Reclamación de Resolución N°144, Renta 2017.	FRONTEL con SII	Actualmente, estamos a la espera de aparecer en la tabla para alegar la causa ante la Corte. En caso de que FRONTEL aparezca en tabla, se presentará una suspensión del procedimiento de común acuerdo, hasta que se resuelva la solicitud de término de juicio respecto al AT 2016.	171.768

Al 31 de diciembre de 2021, la Sociedad ha realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación para ella. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la

emisión de los presentes Estados Financieros, que incluye a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valoración de la misma. Cabe mencionar, que la Sociedad cuenta con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 2.000.

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

20.2 Multas

Al 31 de diciembre de 2021 las multas cursadas a la Sociedad y aún pendientes de resolución, son las siguientes:

Razón social	Nombre abreviado	N° Resolución Exenta	Fecha resolución	Organismo	Concepto	Estado	Monto M\$
Multas cursadas en 2021 y pendientes de resolución							
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	34.867	03.09.2021	SEC	SEC resuelve reposición. Rebajan de 1.000 UTM a 500 UTM	Reposición	10.834
Multas pendientes de resolución de años anteriores							
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	27.011	28.12.2018	SEC	Indices 2015-2016	Reclamo de Ilegalidad	395.123

El monto reconocido por provisiones en los Estados Financieros es a juicio de la Administración, la mejor estimación del desembolso necesario para liquidar la obligación presente, teniendo en cuenta los riesgos e incertidumbres que rodean los sucesos y circunstancias concurrentes a la valoración de la misma.

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

21. Otros Pasivos no Financieros

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Subvenciones gubernamentales (obras FNDR)	14.065.890	12.219.799	-	-
Otras obras de terceros	4.585.907	3.040.908	-	-
Otros pasivos no financieros	-	-	298.929	26.301
Total Otros pasivos no financieros	18.651.797	15.260.707	298.929	26.301

Las subvenciones gubernamentales corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación rural, netos de los costos realizados por la Sociedad y se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.16.2.

22. Patrimonio

22.1 Patrimonio neto de la Sociedad

22.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 el capital social de Frontel asciende a M\$125.811.171. El capital está representado por 511.881.204 acciones serie A y 7.456.447.468.839 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

Con fecha 30 de abril de 2021 en Junta Ordinaria de Accionistas se aprobó el pago de un dividendo final de \$0,000465802504 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020.

Lo anterior significó un pago total de M\$3.473.470 por este concepto. Los dividendos señalados, fueron pagados a partir del día 28 de mayo de 2021, a los Accionistas que figuraban inscritos en el Registro de Accionistas al quinto día hábil anterior a la fecha de pago.

Con fecha 30 de abril de 2020 en Junta Ordinaria de Accionistas se aprobó el pago de un dividendo final de \$0,0004402815 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019.

Lo anterior significó un pago total de M\$3.283.162 por este concepto. Los dividendos señalados, fueron pagados a partir del día 30 de mayo de 2020, a los Accionistas que figuraban inscritos en el Registro de Accionistas al quinto día hábil anterior a la fecha de pago.

22.1.3 Reservas por diferencias de conversión

El detalle de las sociedades que presentan diferencias de conversión, netas de impuestos, al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Reservas de diferencias de cambio en conversiones		31/12/2021	31/12/2020
		M\$	M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	3.475	2.082
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	STC	5	1
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	STN	468	140
Total Reservas de diferencias de cambio en conversiones		3.948	2.223

La reserva de conversión, proviene de las diferencias de cambio que se originan en la conversión de la asociada SGA y de STN y STC (filiales de la relacionada STA) que tienen moneda funcional dólar.

22.1.4 Otras reservas

Al 31 de diciembre de 2021:

Movimientos Otras reservas	Saldo inicial al 01/01/2021	Reserva de diferencias de cambio en conversiones	Reserva de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Saldo final al 31/12/2021
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Reserva de diferencias de cambio en conversiones, neta de impuestos diferidos	2.223	1.725	-	-	-	3.948
Reserva de coberturas de flujo de efectivo, neta de impuestos	-	-	(107.191)	-	-	(107.191)
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos, neta de impuestos diferidos	(802.685)	-	-	879.551	-	76.866
Otras reservas varias	4.577.306	-	-	-	341.180	4.918.486
Efecto División Frontel/Frontel Transmisión (**)	(2.585.684)	-	-	-	-	(2.585.684)
Efecto fusión STS y Sagesa	16	-	-	-	-	16
Efecto fusión filiales al 31/05/2011 (*)	8.011.148	-	-	-	-	8.011.148
Totales	9.202.324	1.725	(107.191)	879.551	341.180	10.317.589

Al 31 de diciembre de 2020:

Movimientos Otras reservas	Saldo inicial al 01/01/2020	Reserva de diferencias de cambio en conversiones	Reserva de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Saldo final al 31/12/2020
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Reserva de diferencias de cambio en conversiones, neta de impuestos diferidos	3.979	(1.756)	-	-	-	2.223
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos, neta de impuestos diferidos	(667.574)	-	-	(135.111)	-	(802.685)
Otras reservas varias	4.577.306	-	-	-	-	4.577.306
Efecto División Frontel/ Frontel Transmisión	-	-	-	-	(2.585.684)	(2.585.684)
Efecto fusión STS y Sagesa	16	-	-	-	-	16
Efecto fusión al 31/05/2011 (*)	8.011.148	-	-	-	-	8.011.148
Totales	11.924.875	(1.756)	-	(135.111)	(2.585.684)	9.202.324

Otras reservas varias por M\$4.577.306, está compuesta por M\$419.738, que corresponde a revalorización del capital pagado por el período 05 de agosto de 2009 a diciembre 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros (actual Comisión para el Mercado Financiero) y M\$4.157.568 corresponde al valor de Otras reservas resultante de la división de Los Lagos Ltda., en cuatro empresas, la continuadora legal Los Lagos, y Lagos II, Los Lagos III y Los Lagos IV. A Los Lagos III se le asignaron las acciones que Los Lagos tenía en Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. Una vez determinado el patrimonio de cada compañía, se distribuyeron proporcionalmente los montos a las cuentas de Capital Pagado y Otras reservas según PCGA anteriores, lo que fue aprobado por los socios en la escritura de división respectiva.

(*) El efecto por fusión de M\$8.011.148 se origina en la fusión por absorción de la Sociedad con su filial (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\$7.502.284. El saldo restante está formado por un monto de M\$508.864, que corresponde a la incorporación de la participación no controladora de Antigua Frontel en la Sociedad, como consecuencia de la fusión materializada el 31 de mayo de 2011. La transacción descrita es una combinación de negocios bajo control común. En ese sentido y ante la ausencia de normas específicas en IFRS, la Sociedad ha aplicado los mismos criterios que en transacciones similares anteriores que en la esencia no involucraban una adquisición. La forma de contabilización es que los activos y pasivos se contabilizan a su valor contable y cualquier eventual efecto en resultados o mayor/menor valor teórico que se produzca como resultado de la transacción, se registrará con abono o cargo a otras reservas.

(**) Efecto División Frontel/Frontel Transmisión por M\$(2.585.684) corresponde al traspaso de Activos de Transmisión en la división de Frontel Distribución y Frontel Transmisión a diciembre de 2020 (nota 1.a.)

22.1.5 Ganancias Acumuladas

Los saldos de Ganancias Acumuladas al 31 de diciembre de 2021 y 2020, son los siguientes:

Al 31 de diciembre de 2021:

Movimientos Ganancias (pérdidas) acumuladas	Utilidad líquida distributable acumulada	Ajustes de primera adopción no realizados	Revaluación Activo Fijo	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2021	13.158.356	231.773	-	13.390.129
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	12.669.021	-	-	12.669.021
Provisión dividendo mínimo del año	(3.800.706)	-	-	(3.800.706)
Total movimientos	8.868.315	-	-	8.868.315
Saldo final al 31/12/2021	22.026.671	231.773	-	22.258.444

Al 31 de diciembre de 2020:

Movimientos Ganancias (pérdidas) acumuladas	Utilidad líquida distributable acumulada	Ajustes de primera adopción no realizados	Revaluación Activo Fijo	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2020	8.815.969	231.773	-	9.047.742
Transferencia División Frontel-Frontel Transmisión (*)	(3.762.378)	-	-	(3.762.378)
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	11.578.234	-	-	11.578.234
Provisión dividendo mínimo del año	(3.473.469)	-	-	(3.473.469)
Total movimientos	4.342.387	-	-	4.342.387
Saldo final al 31/12/2020	13.158.356	231.773	-	13.390.129

(*) Ver Nota 1 a.1.

22.2 Gestión de capital

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

22.3 Restricciones a la disposición de fondos

En virtud de los contratos de deuda que posee la Sociedad, el envío de flujo a sus Accionistas está condicionado, al cumplimiento de las restricciones financieras mencionadas en la Nota 34.

23. Ingresos

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 31/12/2020
	M\$	M\$
Venta de Energía	164.390.760	151.796.139
Distribución	158.675.557	144.384.044
Residencial	82.674.982	69.690.500
Comercial	32.341.886	28.507.744
Industrial	12.138.423	17.429.724
Otros	31.520.266	28.756.076
Generación y Comercialización	5.715.203	7.412.095
Otros ingresos	2.820.602	2.279.560
Apoyos	125.606	113.318
Arriendo medidores	244.618	275.135
Cargo por pago fuera de plazo	1.929.046	1.449.958
Otros	521.332	441.149
Total Ingresos de actividades ordinarias	167.211.362	154.075.699

Otros ingresos	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 31/12/2020
	M\$	M\$
Construcción de obras y trabajos a terceros	6.621.054	7.384.425
Venta de materiales y equipos	7.633.095	6.913.876
Arrendamientos	561.763	447.835
Intereses créditos y préstamos	133.509	134.236
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	5.832.424	4.621.224
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	518.589	1.171.060
Otros ingresos	1.472.952	968.690
Total Otros ingresos	22.773.386	21.641.346

A continuación se presenta la clasificación de ingresos ordinarios y otros ingresos al 31 de diciembre de 2021 y 2020, según la clasificación establecida por NIIF 15:

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 31/12/2020
	M\$	M\$
Reconocimientos de ingresos a lo largo del tiempo		
Venta de energía distribución	158.675.557	144.384.044
Generación y comercialización	5.715.203	7.412.095
Otros ingresos	2.820.602	2.279.560
Total Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo	167.211.362	154.075.699
Total Ingresos reconocidos a través del tiempo	-	-
Total Ingresos de actividades ordinarias	167.211.362	154.075.699
Otros ingresos	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 31/12/2020
	M\$	M\$
Reconocimientos de ingresos a lo largo del tiempo		
Arrendamientos	561.763	447.835
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	518.589	1.171.060
Otros Ingresos	1.472.952	968.690
Total Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo	2.553.304	2.587.585
Reconocimientos de ingresos en un punto del tiempo		
Venta de materiales y equipos	7.633.095	6.913.876
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	5.832.424	4.621.224
Total Ingresos reconocidos en un punto del tiempo	13.465.519	11.535.100
Reconocimiento de ingresos a través del tiempo		
Construcción de obras y trabajos a terceros	6.621.054	7.384.425
Intereses créditos y préstamos	133.509	134.236
Total Ingresos reconocidos a través del tiempo	6.754.563	7.518.661
Total Otros ingresos	22.773.386	21.641.346

24. Consumo de Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 31/12/2020
	M\$	M\$
Compras de energías y peajes	102.051.469	93.785.426
Combustibles para generación, materiales y servicios consumidos	12.049.049	9.263.511
Total Materias primas y consumibles utilizados	114.100.518	103.048.937

25. Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 31/12/2020
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	13.747.269	12.094.657
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	1.353.971	1.195.693
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	884.782	661.802
Activación costo de personal	(2.182.518)	(2.659.347)
Total Gastos por beneficios a los empleados	13.803.504	11.292.805

26. Gastos por Depreciación y Amortización

El detalle del rubro gasto por depreciación y amortización por los períodos terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Gasto por depreciación y amortización	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 31/12/2020
	M\$	M\$
Depreciaciones de Propiedades, Planta y Equipo	9.319.369	9.245.347
Amortizaciones de Activos por derecho de uso	240.052	285.750
Total Gasto por depreciación y amortización	9.559.421	9.531.097

27. Pérdida por deterioro

El detalle de los rubros referidos a deterioros por los períodos terminados el 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Ganancia (pérdida) por deterioro	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 31/12/2020
	M\$	M\$
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con la NIIF 9	(3.788.680)	(2.995.889)
Total Ganancia (pérdida) por deterioro	(3.788.680)	(2.995.889)

28. Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Otros gastos, por naturaleza	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 31/12/2020
	M\$	M\$
Operación y mantención sistema eléctrico	11.318.055	12.779.454
Sistema generación	373.679	319.891
Mantención medidores, ciclo comercial	4.952.283	4.803.566
Operación vehículos, viajes y viáticos	661.320	570.780
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	22.834	10.809
Provisiones y castigos	92.175	(12.109)
Gastos de administración y otros servicios prestados	7.710.309	9.050.717
Egresos por construcción de obras a terceros	4.639.355	4.644.152
Otros gastos por naturaleza	1.009.900	1.310.807
Total Otros gastos, por naturaleza	30.779.910	33.478.067

29. Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y costos financieros al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Resultado financiero	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 31/12/2020
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	31.452	34.687
Otros ingresos financieros	1.154	6.786
Ingresos financieros	32.606	41.473
Gastos por préstamos bancarios	(562.500)	(934.819)
Gastos por bonos	(1.017.074)	(1.226.958)
Otros gastos financieros	(1.030.730)	(921.223)
Activación gastos financieros	460.086	685.429
Costos financieros	(2.150.218)	(2.397.571)
Resultados por unidades de reajuste	(2.300.166)	(986.041)
Positivas	58.168	200.116
Negativas	(41.727)	(19.889)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	16.441	180.227
Total Resultado financiero	(4.401.337)	(3.161.912)

30. 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 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), en la medida que las tarifas están reguladas por Ley y aseguran un retorno estable para sus activos.

En virtud de lo anterior, la Sociedad no presenta separación por segmentos de negocio.

31. Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales incurridos al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Sociedad que efectúa el desembolso	Nombre abreviado	Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/12/2021	31/12/2020
				M\$	M\$
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Evaluación plan de manejo	Inversión	7.603	8.941
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Asesorías medioambientales	Costo	8.982	133
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Gestión de residuos	Costo	17.595	1.451
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Reforestaciones	Inversión	4.315	15.222
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Otros gastos medioambientales	Inversión	148	108
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Proyectos de inversión	Inversión	-	28.842
Totales				38.643	54.697

No existen compromisos futuros que impliquen costos medioambientales significativos para la Sociedad.

32. Garantías Comprometidas con Terceros

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

Las garantías entregadas al 31 de diciembre de 2021 son las siguientes, según beneficiario relevante:

Acreedor de la garantía #(REF)	Sociedad que entrega garantía			Activos			2022	2023	2024
	Razón social	Nombre abreviado	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Total	M\$	M\$	M\$
						M\$			
Copelec Limitada	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	CLP	2.783	-	2.783	-
Gobierno Regional de la Araucanía	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	CLP	8.470.110	3.597.635	3.066.939	1.805.536
Gobierno Regional del Bío Bío	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	CLP	5.914.198	5.511.855	387.880	14.463
Ilustre Municipalidad de Cañete	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	CLP	1.537	1.537	-	-
Serviu Región de la Araucanía	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	CLP	298.222	298.222	-	-
Besalco Transmisión SPA	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	216.942	216.942	-	-
Director Vialidad Región del Bío Bío	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	25.413	25.413	-	-
Director Regional de Vialidad Región de la Araucanía	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	1.132.005	1.044.298	87.707	-
Director Regional de Vialidad Región del Bío Bío	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	946.673	831.663	115.010	-
Director Regional de Vialidad Región del Ñuble	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	134.039	131.095	2.944	-
Ministerio de Energía	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	844.690	726.433	118.257	-
Totales						17.986.612	12.385.093	3.781.520	1.819.999

33. Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2021, la Sociedad ha recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar principalmente el cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, respectivamente por un total de M\$3.532.886 (M\$6.546.984 en 2020).

34. Compromisos y Restricciones

Los contratos de emisión de bonos suscritos por la Sociedad imponen a la Sociedad 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 debe informar trimestralmente el cumplimiento de estas obligaciones. Al 31 de diciembre de 2021 la Sociedad está en cumplimiento con todos los indicadores financieros exigidos en dichos contratos.

Debido al proceso de restructuración realizado por la empresa, para efectos del cálculo de los compromisos y restricciones de la Sociedad, la consolidación y cálculos se realizaron considerando a los activos transferidos como parte integrante de la empresa hasta el momento de su traspaso efectivo.

Por otro lado, 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 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 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 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 períodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2021 este indicador es de 2,38.

- 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 2021 este indicador es de 10, 67.

Al 31 de diciembre de 2021 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 períodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2021 este indicador es de 2,38.

- 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 2021 este indicador es de 10,67.

Al 31 de diciembre de 2021 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

Durante diciembre 2021, la Sociedad en conjunto con empresas relacionadas del Grupo, celebraron la renovación del contrato de línea de capital de trabajo con el Banco Scotiabank. Del contrato vigente se impusieron las siguientes condiciones principales para Frontel:

- 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. Al 31 de diciembre de 2021 este indicador es de 2,38.
- 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 disminuya de 400 GWh por año.

Entre los 12 meses móviles enero 2020 - diciembre 2020, la Sociedad distribuyó 1.048 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad ha distribuido 1.125 GWh por los anteriores 12 meses móviles (enero 2021 – diciembre 2021). Adicionalmente, en 2021 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2021, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

35. Sociedades Asociadas

A continuación se presenta un detalle de las sociedades asociadas en Frontel contabilizadas por el método de participación al 31 de diciembre de 2021 y 31 diciembre de 2020:

Nombre	Número de acciones	Porcentaje participación 01/01/2021	Saldo al 01/01/2021	Resultado del ejercicio	Dividendos	Reserva patrimonio	Subtotal 31/12/2021	Utilidad no realizada 31/12/2021	Total 31/12/2021
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	241.941.817	0,09956%	149.453	15.262	(14.555)	68.535	218.695	-	218.695
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	8	0,10460%	19.034	3.401	(3.157)	78	19.356	-	19.356
Sociedad Generadora Austral S.A.	142.740	0,10000%	5.901	136	(1.153)	1.394	6.278	-	6.278
Totales			174.388	18.799	(18.865)	70.007	244.329	-	244.329

Nombre	Número de acciones	Porcentaje participación 01/01/2020	Saldo al 01/01/2020	Resultado del ejercicio	Dividendos	Reserva patrimonio	Subtotal 31/12/2020	Utilidad no realizada 31/12/2020	Total 31/12/2020
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	241.941.817	0,09956%	151.740	14.252	(15.122)	(1.417)	149.453	-	149.453
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	8	0,10460%	17.924	4.274	(3.156)	(8)	19.034	-	19.034
Sociedad Generadora Austral S.A.	142.740	0,10000%	5.183	1.566	(420)	(428)	5.901	-	5.901
Totales			174.847	20.092	(18.698)	(1.853)	174.388	-	174.388

36. Información Adicional Sobre Deuda Financiera

A continuación se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deudas financieras:

a) Préstamos

- Individualización de Préstamos:

Entidad deudora			Entidad acreedora		Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	31/12/2021									
RUT	Razón social	País de origen	Acreedor	País de origen				Corrientes			No corrientes						
								Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	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	Total No corrientes	
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco ITAU	Chile	CLP	0,13%	0,13%	-	152.083	152.083	152.083	10.075.833	-	-	-	10.227.917	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Chile	Chile	CLP	0,13%	0,13%	154.167	151.667	305.833	303.333	20.304.167	-	-	-	20.607.500	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Chile	Chile	CLP	0,13%	0,13%	77.083	75.833	152.917	151.667	10.152.083	-	-	-	10.303.750	
Totales								231.250	379.583	610.833	607.083	40.532.083	-	-	-	41.139.167	

Entidad deudora			Entidad acreedora		Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	31/12/2020									
RUT	Razón social	País de origen	Acreedor	País de origen				Corrientes			No corrientes						
								Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	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	Total No corrientes	
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco de 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 de Chile	Chile	CLP	0,13%	0,13%	155.000	149.167	304.167	305.833	303.333	20.304.167	-	-	20.913.333	
Totales								232.500	223.750	456.250	458.750	455.000	30.456.250	-	-	31.370.000	

b) Bonos

- Individualización de bonos:

Entidad deudora			Entidad acreedora		Contrato de Bono / N° de Registro	Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	31/12/2021									
RUT	Razón social	País de origen	Acreedor	País de origen					Corrientes			No corrientes						
									Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	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	Total No corrientes	
									M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie G / N° 663	UF	3,24%	3,20%	491.963	491.963	983.926	1.475.889	2.392.643	3.734.275	5.433.697	25.580.658	38.617.162	
Totales									491.963	491.963	983.926	1.475.889	2.392.643	3.734.275	5.433.697	25.580.658	38.617.162	

Entidad deudora			Entidad acreedora		Contrato de Bonos / N° de Registro	Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	31/12/2020								
RUT	Razón social	País de origen	Acreedor	País de origen					Corrientes			No corrientes					
									Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	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	Total No corrientes
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie C / N° 662	UF	2,39%	2,50%	-	5.518.392	5.518.392	-	-	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie G / N° 663	UF	3,24%	3,20%	461.462	461.462	922.924	922.925	922.925	922.925	3.544.711	30.832.494	37.145.920
Totales									461.462	5.979.854	6.441.316	922.925	922.925	922.925	3.544.711	30.832.494	37.145.920

C) Arriendos financieros

RUT Arrendatario	Razón social - Arrendatario	País de origen	Tipo de moneda	Arrendamiento asociado	31/12/2021								
					Corrientes			No corrientes					
					Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	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	Total No corrientes
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	58.451	156.745	215.207	196.714	205.828	90.909	2.926	-	496.377
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Terrenos	2.380	625	3.005	5.146	5.358	799	37	409	11.737
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	CLP	Terrenos	-	-	-	1.560	1.636	1.716	-	-	4.912
Totales					60.841	157.371	218.212	203.420	212.822	93.418	2.963	403	513.026

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Segmento País	Moneda	Arrendamiento asociado a	Corriente		No Corriente					
					Vencimiento		Total corriente		Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 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\$
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Chile	81.067	186.087	267.154	202.559	176.502	185.133	128.425	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Chile	2.093	6.169	8.262	7.186	4.745	4.941	712	890
Totales					83.160	192.256	275.416	209.745	181.247	190.074	129.137	890

37. Moneda Extranjera

ACTIVOS CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2021	31/12/2020
		M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	CLP	3.581.678	3.764.233
Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	44.376	100.652
Otros activos no financieros corrientes	CLP	448.051	356.762
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	CLP	69.541.425	57.416.206
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	UF	514.794	548.707
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	CLP	4.949.820	368.693
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	USD	185	420
Inventarios corrientes	CLP	14.138.400	14.379.656
Activos por impuestos corrientes, corrientes	CLP	2.003.632	3.813.720
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		95.222.361	80.749.049
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	CLP	94.663.006	80.099.270
	USD	44.561	101.072
	UF	514.794	548.707
		95.222.361	80.749.049
ACTIVOS NO CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2021	31/12/2020
		M\$	M\$
Cuentas por cobrar no corrientes	CLP	7.106.926	1.082.316
Cuentas por cobrar no corrientes	UF	1.476.956	1.918.292
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	CLP	122.328	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	CLP	238.051	168.487
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	USD	6.278	5.901
Activos intangibles distintos de la plusvalía	CLP	3.997.211	3.965.973
Plusvalía	CLP	47.419.932	47.419.932
Propiedades, planta y equipo	CLP	238.389.741	215.798.314
Activos por derecho de uso	CLP	717.409	912.924
Activos por impuestos diferidos	CLP	3.697.828	3.132.799
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		303.172.660	274.404.938
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	CLP	301.689.426	272.480.745
	USD	6.278	5.901
	UF	1.476.956	1.918.292
		303.172.660	274.404.938
TOTAL ACTIVOS	CLP	396.352.432	352.580.015
	USD	50.839	106.973
	UF	1.991.750	2.466.999
		398.395.021	355.153.987

PASIVOS CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2021 M\$	31/12/2020 M\$
Otros pasivos financieros corrientes	CLP	213.750	183.750
Otros pasivos financieros corrientes	UF	245.013	5.697.735
Pasivos por arrendamientos corrientes	CLP	218.212	243.295
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	CLP	59.655.752	42.310.421
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	CLP	9.322.691	6.231.317
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	USD	-	3.461
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	UF	82.820	5.018
Otras provisiones corrientes	CLP	3.885.773	4.458.135
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	CLP	2.170.010	27.494
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	CLP	2.684.757	2.673.018
Otros pasivos no financieros corrientes	CLP	18.651.797	15.260.707
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		97.130.575	77.094.351
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	CLP	96.802.742	71.388.137
	USD	-	3.461
	UF	327.833	5.702.753
		97.130.575	77.094.351
PASIVOS NO CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2021 M\$	31/12/2020 M\$
Otros pasivos financieros no corrientes	CLP	40.000.000	30.000.000
Otros pasivos financieros no corrientes	UF	30.815.212	28.882.233
Pasivos por arrendamientos no corrientes	CLP	513.026	673.102
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	CLP	39.557.517	49.558.677
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	UF	15.292.995	5.011.334
Pasivo por impuestos diferidos	CLP	12.392.427	10.650.500
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	CLP	4.007.136	4.853.865
Otros pasivos no financieros no corrientes	CLP	298.929	26.301
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		142.877.242	129.656.012
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	CLP	96.769.035	95.762.445
	USD	-	-
	UF	46.108.207	33.893.567
		142.877.242	129.656.012
TOTAL PASIVOS	CLP	193.571.777	167.150.582
	USD	-	3.461
	UF	46.436.040	39.596.320
		240.007.817	206.750.363

38. Sanciones

Durante el período terminado al 31 de diciembre de 2021, no se han aplicado sanciones a la Sociedad, por parte de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), ex Superintendencia de Valores Seguros.

En relación con las sanciones aplicadas por otras autoridades a la Sociedad, las sanciones relevantes se encuentran en la Nota 20.2 Multas.

39. Hechos Posteriores

Con fecha 11 de febrero de 2022 fue publicada en el Diario Oficial la Ley N°21.423, la cual regula el prorratio y pago de deudas por servicios de agua potable y electricidad generados durante la pandemia covid-19, y establece subsidios a clientes vulnerables. Dicha norma tiene por objeto regular el mecanismo de postergación y prorratio de deudas contraídas por los usuarios según lo establecido en el inciso primero del artículo 1° de la ley N°21.249 durante el período comprendido entre el 18 de marzo de 2020 y el 31 de diciembre de 2021.

En el período comprendido entre el 1 de enero de 2022 y la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros, no han ocurrido otros hechos significativos que afecten a los mismos.

Análisis Razonado
Estados Financieros – Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.
Al 31 de diciembre de 2021

I. Análisis del Estado de Situación Financiera

Estado de Situación Financiera	dic-21 MM\$	dic-20 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Activos corrientes	95.222	78.799	16.423	20,8%
Activos no corrientes	303.173	276.355	26.818	9,7%
Total activos	398.395	355.154	43.241	12,2%
Pasivos corrientes	97.131	77.094	20.036	26,0%
Pasivos no corrientes	142.877	129.656	13.221	10,2%
Patrimonio	158.387	148.404	9.984	6,7%
Total pasivos y patrimonio	398.395	355.154	43.241	12,2%

Dentro de la normativa legal que regula el negocio de la Sociedad, la Ley N°21.194 publicada el 21 de diciembre de 2019 y las 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. Considerando estos cambios normativos, en Junta Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada con fecha 21 de diciembre de 2020, se acordó la división de esta sociedad en dos, manteniéndose Frontel como continuadora y creándose una nueva sociedad, que se denominó Frontel Transmisión S.A., la que conservó los activos de transmisión. La división tuvo efecto a partir del 31 de diciembre de 2020.

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM\$43.241 respecto de diciembre de 2020, explicado por un aumento en los Activos corrientes de MM\$16.423 y un Aumento en los Activos no corrientes de MM\$26.818.

La variación positiva de los Activos corrientes es originada principalmente por:

- a) Aumento en Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes (MM\$14.041), principalmente por el aumento de morosidad debido a que la Sociedad ha suspendido el corte de suministro ante la incertidumbre generada por el COVID-19, con el fin de aliviar a las familias, especialmente para aquellas más vulnerables por MM\$ 5.089 (neto de incobrables), aumento en conceptos generados por diferencias entre los precios pagados a generadores y los precios recaudados a los clientes por MM\$ 3.771, los que se reliquidaran en los respectivos decretos tarifarios, aumento en el cálculo de la energía en medidores principalmente por cambio de los calendarios de lectura y facturación (si la lectura y facturación se desfasa hacia inicios del mes, respecto del año anterior, aumenta el valor de la energía consumida no facturada al cierre del ejercicio) por un total de MM\$ 3.034 y aumento de anticipos para importaciones, relacionadas con compras de activos que formarán parte de Propiedad Planta y Equipo por un total de MM\$ 1.163.

- b) Aumento en Cuentas por cobrar a entidades relacionadas MM \$4.581, principalmente por venta de bienes inmuebles y materiales a relacionadas, con el fin de eliminar activos relacionados con giros distintos al de distribución.

Lo anterior compensado parcialmente por menores activos por impuestos corrientes por MM\$ 1.810, por recuperación de IVA crédito fiscal (con flujos normales del negocio) generado en 2020 por alto nivel de inversiones.

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

- a) Aumento en Propiedades, Planta y Equipos (MM\$22.591), principalmente por el aumento de construcciones de nuevas líneas, redes y subestaciones, destinadas a satisfacer las necesidades de crecimiento de energía y satisfacción a clientes (calidad de servicio).
- b) Aumento de las Cuentas por cobrar no corrientes (MM\$3.633), principalmente por aumento de diferencia de precio (como consecuencia del congelamiento de tarifas VAD) en distribución por cobrar a clientes finales que serán reliquidados en los próximos períodos según instruya el próximo decreto tarifario que debe emitirse en 2022 (MM\$ 2.354) y por préstamos otorgados a empleados en el largo plazo (MM\$ 1,490) como consecuencia de la nueva negociación colectiva acordada en 2021, con vigencia por los próximos 3 años.

2) Pasivos

Los pasivos presentan un aumento de MM\$33.257 respecto de diciembre de 2020, explicado por un aumento en los Pasivos corrientes de MM\$20.037 y un aumento de Pasivos no corrientes de MM\$13.221.

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

- a) Aumento en Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar (MM\$17.345), principalmente por aumento de reliquidaciones pendientes con el Sistema Eléctrico y provisiones de energía del mes, pendientes de pago.
- b) Aumento en Otros pasivos no financieros corrientes (MM\$3.391), principalmente por mayores cierres de obras de terceros y por actividades de obras de FNDR.
- c) Aumento en cuentas por pagar a entidades relacionadas por MM\$ 3.166, principalmente por servicios prestados por Saesa.
- d) Aumento de pasivo por impuestos corrientes por MM\$ 2.143, principalmente por IVA por pagar el mes (IVA diferido).

Lo anterior compensado parcialmente con disminución en Otros Pasivos Financieros Corrientes (MM\$5.423), principalmente por pago de bono serie C de Frontel.

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

- a) Aumento en Otros Pasivos financieros no corrientes (MM\$11.933), principalmente por la obtención de un préstamo bancario otorgado por Banco de Chile por MM\$30.000 con vencimiento a 4 años.

- b) Aumento en Pasivo por impuestos diferidos (MM\$1.742), debido a mayores diferencias temporales originada por la comparación entre depreciación tributaria (acelerada) y financiera que afecta a Propiedades, planta y equipo.

3) Patrimonio

Esta sección presenta un aumento de MM\$9.983 respecto de diciembre de 2020, principalmente por los resultados del período (MM\$ 12.669) y el aumento de reserva por resultados actuariales de MM\$879 (relacionado con el aumento de la tasa de descuento utilizada para el cálculo de los beneficios definidos por los contratos colectivos, específicamente indemnización por años de servicio), compensado parcialmente por la provisión de dividendo mínimo (MM\$ 3.800).

Principales Indicadores:

Principales Indicadores		Unidad	dic-21	dic-20	Var. %
Liquidez	Liquidez corriente (1)	Veces	1,0	1,0	(6,4%)
	Razón ácida (2)	Veces	0,8	0,9	(3,0%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio neto (3)	Veces	1,5	1,4	8,8%
	Cobertura gastos financieros (4)	Veces	12,8	10,4	23,2%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda total (5)	%	40,5%	37,3%	8,5%
	Deuda LP / Deuda total (6)	%	59,5%	62,7%	(5,1%)
Actividad	Inversiones en activo fijo (al cierre de cada período) (*)	MM\$	32.255	48.835	(33,9%)
	Rotación de inventarios (7)	Veces	2,3	3,9	(42,1%)
	Permanencia de inventarios (8)	Días	161,4	93,4	72,8%
Financiero	Ebitda (12 meses móviles)	MM\$	27.511	24.901	10,5%
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio (anualizado) (9)	%	8,3%	7,6%	8,1%
	Rentabilidad del activo (anualizado) (10)	%	3,4%	3,2%	5,2%
	Rendimiento activos operacionales (anualizado) (11)	%	12,1%	11,4%	6,1%
	Utilidad por acción (12)	\$	0,002	0,002	9,4%

- (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.
- (*) La inversión en 2020 incluye la realizada por el negocio de transmisión, el que fuera escindido de Frontel al cierre de ese año.

II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida)

Estado de Ganancia (Pérdida)	dic-21 MM\$	dic-20 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Ingresos de explotación	189.985	175.717	14.268	8,1%
Materias primas y consumibles utilizados	(114.101)	(103.049)	(11.052)	10,7%
Margen de contribución	75.884	72.668	3.216	4,4%
Gasto por beneficio a los empleados	(13.804)	(11.293)	(2.511)	22,2%
Otros gastos por naturaleza	(30.780)	(33.478)	2.698	(8,1%)
Ganancias (Pérdidas) por deterioro determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros	(3.789)	(2.996)	(793)	26,5%
Resultado bruto de explotación	27.511	24.901	2.610	10,5%
Gasto por depreciación y amortización	(9.559)	(9.531)	(28)	0,3%
Resultado de explotación	17.952	15.370	2.582	16,8%
Resultado financiero	(4.401)	(3.162)	(1.239)	39,2%
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de la participación	19	20	(1)	(5,4%)
Otras ganancias (pérdidas)	1.734	72	1.663	2313,7%
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	15.304	12.300	3.004	24,4%
Gasto por impuestos a las ganancias	(2.636)	(3.145)	509	(16,2%)
Ganancia procedente de operaciones continuadas	12.669	9.155	3.514	38,4%
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas	-	2.423	(2.423)	(100,0%)
Ganancia (pérdida)	12.669	11.578	1.091	9,4%
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	12.669	11.578	1.091	9%
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-

1) Resultado de Explotación

El Resultado de explotación aumentó respecto del mismo periodo del año anterior en MM\$2.582, lo que se explica principalmente por:

a) Mayor margen de contribución (MM\$3.216) debido principalmente a:

- Mayor margen de Distribución (MM\$4.746), principalmente por el aumento de las ventas de energía (MM\$4.678) especialmente del sector residencial, indexación de la tarifa al IPC chileno y al CPI de Estados Unidos por (MM\$ 2.581), compensado parcialmente con una indexación negativa de la tarifa por tipo de cambio (MM\$1.897), debido a la devaluación del dólar (especialmente relacionado con los ingresos del primer semestre), menores actividades de corte y reposición por MM\$ 310, mayores pérdidas de energía por MM\$345 (14,5% en 2021 versus 14,3% en 2020).
- Otros ingresos por naturaleza netos de compras de materiales y equipos (cuenta combustible para generación, materiales y servicios consumidos) muestran una disminución de MM\$1.653. Esto se explica principalmente por menores ingresos en la construcción y

obras a terceros (MM\$ 763), y menores ingresos por gestión de demanda y venta de equipos móviles (estos servicios fueron limitados por Ley de giro exclusivo) por MM\$652.

- b) Mayores gastos al personal (MM\$2.511), principalmente por el pago del bono por término de conflicto por cierre anticipado de negociación colectiva que estará vigente por los próximos 3 años por MM\$ 1.302, menor activación en horas hombres debido a la menor cantidad de proyectos ejecutados (MM\$478), un incremento en las indemnizaciones por años de servicio por MM\$223 y una actualización de remuneraciones por IPC.
- c) Menores Otros gastos por naturaleza (MM\$2.698), asociado principalmente a menores egresos por operación y mantención del sistema eléctrico, debido a menores actividades por pandemia (pero priorizándolas de modo de no afectar la calidad de suministro) y menores gastos de administración y servicios prestados por empresas relacionadas.
- d) Mayores gastos por deterioro determinado de acuerdo con IFRS 9 (MM\$793), mostrando un aumento respecto del año anterior de 26,5%. 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. En el mes de junio se realizó un análisis a la cartera de deudores y se estimó que aquellos clientes (no considerados vulnerables) que antes de la Pandemia mostraban buen comportamiento, no mostrarían problemas para renegociar sus deudas ni tampoco para su pago. Tanto la cartera de clientes vulnerables como la de clientes con buen comportamiento son consideradas en un tramo sin morosidad y con un 90% de recuperabilidad. Esta nueva estimación generó una disminución de la provisión en 2021. No obstante, el 11 de febrero de 2022 se publicó la Ley 21.423 que establece que la deuda generada entre marzo 2020 y diciembre 2021 se cobra en 48 cuotas. Para aquellos clientes residenciales de menos de 250 kWh de consumo al mes, y para diversos grupos de clientes vulnerables, la cuota no puede superar el 15% de su facturación promedio. La cuota, además, es financiada por un subsidio del gobierno. Aquella parte de la deuda que no alcance a ser pagada en 48 cuotas se extinguirá, razón por la que la Sociedad realizó una provisión de deterioro por esa parte.

2) Resultado Financiero

El Resultado financiero tuvo una variación negativa de MM\$1.239 con respecto al mismo periodo del año anterior, principalmente por la pérdida generada por el ajuste de la deuda en UF (bonos) por MM\$1.314, principalmente por mayor variación de ese índice en 2021 respecto de 2020 (6.6% v/s 2.7%).

3) Ganancia procedente de operaciones descontinuadas

Se presenta en esta línea los resultados asociados principalmente a los activos de transmisión de la sociedad por MM\$ 2.423 en 2020 (no presenta valor en 2021). En diciembre de 2021, estos activos fueron divididos de la Sociedad, quedando Frontel principalmente con los activos de distribución y Frontel Transmisión con los activos de transmisión.

4) Resultado del periodo

La Sociedad obtuvo utilidades por MM\$12.669, lo que implicó un aumento de MM\$1.076 respecto al mismo periodo del año anterior.

III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos

Flujo de Efectivo	dic-21 MM\$	dic-20 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
de la Operación	30.619	21.944	8.675	39,5%
de la Inversión	(29.328)	(51.867)	22.539	(43,5%)
de Financiación	(1.540)	30.125	(31.665)	(105,1%)
Flujo neto del período	(249)	202	(451)	(223,1%)
Variación en la tasa de cambio	10	61	(51)	(83,7%)
Incremento (disminución)	(239)	263	(502)	(190,9%)
Saldo Inicial	3.865	3.602	263	7,3%
Saldo Final	3.626	3.865	(239)	(6,2%)

El saldo de Efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó MM\$3.626, siendo MM\$239 menor al mismo periodo del año anterior.

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

- 1) Mayor flujo positivo (variación positiva) de efectivo en Actividades de operación, principalmente por una mayor recaudación por MM\$12.290 tanto por aumento de ventas de energía como de precio, compensado parcialmente por un mayor pago a empleados por MM\$ 3.306, debido a desembolsos relacionados con negociación colectiva (bono por término de conflicto y préstamos especiales), así como el aumento de las remuneraciones por IPC del período.
- 2) Menor flujo negativo (variación positiva) de efectivo por Actividades de inversión, principalmente por menores compras de Propiedades Planta y Equipos, clasificadas como actividades de inversión.
- 3) Flujo negativo (variación negativa) de efectivo en Actividades de financiamiento, principalmente por menores préstamos recibidos de empresas relacionadas en 2021, compensado parcialmente por menores flujos netos a entidades financieras en 2021.

IV. Mercados en que Participa

La Sociedad distribuye energía eléctrica en la zona sur del país, especialmente en el área comprendida entre las provincias de Concepción, en la VIII Región, y la provincia de Cautín, en la IX Región. Frontel opera, principalmente, en los sectores rurales de la Región del Bío Bío y la Región de la Araucanía.

En la línea de distribución existe una alta atomización de los clientes y representa aproximadamente el 96% de los ingresos de actividades ordinarias, 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-21	dec-20	Diferencia	Variación %
Residencial	338.959	331.215	7.744	2,3%
Comercial	14.249	14.161	88	0,6%
Industrial	1.790	1.766	24	1,4%
Otros	30.074	28.468	1.606	5,6%
Total	385.072	375.610	9.462	2,5%

Ventas de Energía facturadas (12 meses, MWh)

Tipo Cliente	dic-21	dec-20	Diferencia	Variación %
Residencial	486.279	441.530	44.748	10,1%
Comercial	264.493	251.321	13.172	5,2%
Industrial	193.992	184.156	9.836	5,3%
Otros	179.756	170.823	8.934	5,2%
Total	1.124.521	1.047.831	76.690	7,3%

Principales Riesgos

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

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 su valor en base a normas de calidad de servicio, 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 autoridad puede impulsar cambios en la Regulación, así como en cada fijación tarifaria que podrían afectar los ingresos actuales de la Sociedad.

A continuación, una descripción de 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 3.3 Marco Regulatorio de los Estados Financieros).

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

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

b) Fijación de tarifas de distribución

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

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

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, sujeto a observaciones y eventuales discrepancias ante el Panel de Expertos. Los cambios introducidos por la Ley Corta están siendo considerados en el 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 a la publicación del siguiente decreto de tarifas 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 a fines de 2022 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.

c) 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 N° 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 Edelayen presentaron un calendario de planificación en el que describe las fechas en que daría cumplimiento a la Ley. Así, al cierre del 2020 las filiales Saesa y Frontel traspasaron sus activos de transmisión a Saesa Transmisión y Frontel Transmisión, 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.

A la fecha Sociedad ha realizado los cambios de modo de dar cumplimiento a los plazos comprometidos a la Autoridad, entre ellos: enajenar activos que no forman parte del negocio de Distribución, reestructuración de personas de modo de realizar sólo aquellos servicios permitidos por la Ley de Giro exclusivo y mantener un sistema que separe los gastos de la Sociedad de acuerdo con lo solicitado por la

Ley, de modo de distinguir aquellos que están solamente asociados al giro de distribución de otros gastos permitidos.

1) 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 de 2017 por el 100% de la energía licitada. Se estima que el 2026 podría requerirse energía regulada por lo que se inició un nuevo proceso de licitación para 2021 (2021/01) por alrededor de 2.310 GWh/año. A la fecha se presentaron 29 ofertas, siendo adjudicada el 7 de septiembre a 5 empresas con un precio promedio de 23,78 USD/MWh. A fines del año 2021 CNE publicó las bases de licitación 2022/01, por un total de 5.250 GWh, el que se espera sea adjudicado en julio 2022.

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”.

2) 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.

3) 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 prorratarán 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.

Esta Ley fue modificada por la Ley N°21.340, publicada el 22 de mayo de 2021, que extiende los beneficios hasta el 31 de diciembre de 2021 y la cantidad de cuotas hasta 48.

El 11 de febrero de 2022 se publicó la Ley 21.423 que regula el prorratio y pago de deudas por servicios de agua potable y electricidad generados durante la pandemia. Esta ley establece que la deuda generada entre marzo 2020 y diciembre 2021 se cobra en 48 cuotas sin multas ni intereses. Para aquellos clientes residenciales de menos de 250 kWh de consumo al mes, y para diversos grupos de clientes vulnerables, la cuota no puede superar el 15% de su facturación promedio. La cuota, además, es financiada por un subido del gobierno. Aquella parte de la deuda que no alcance a ser pagada en 48 cuotas se extinguirá.

4) 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 31 de diciembre de 2021, la Sociedad ha establecido un plan de retorno flexible y semipresencial para sus trabajadores, el cual está sujeto a la evolución de la pandemia y a las medidas adoptadas por la autoridad sanitaria pertinente.
- 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 debe continuar prestando 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, según la normativa vigente.

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.

- Respecto del impacto de COVID-19, 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. Al cierre de diciembre de 2021, la Sociedad mantiene un crédito por MM\$10.000 con Banco Itaú, que sumado a lo solicitado en agosto de 2020 por MM\$30.000 con Banco Chile (ambos créditos a más de 3 años), tienen como objetivo asegurar la liquidez y el financiamiento del plan de inversiones.

La Sociedad se encuentra evaluando activamente y respondiendo, a los posibles efectos del 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.

El grado de incertidumbre generado por COVID-19, como evento excepcional, podría afectar las estimaciones realizadas por la Administración con mayores desviaciones a las históricamente presentadas, considerando que el escenario ha tenido constantes cambios.

Al 31 de diciembre, el principal efecto en el Estado de Resultados Integrales de la Sociedad tiene relación con la morosidad de los clientes que aumentó en un 26.5% respecto de 2020 y se mantiene muy por encima (2.8 veces) de los niveles registrados para el mismo período del 2019 (año prepandemia).