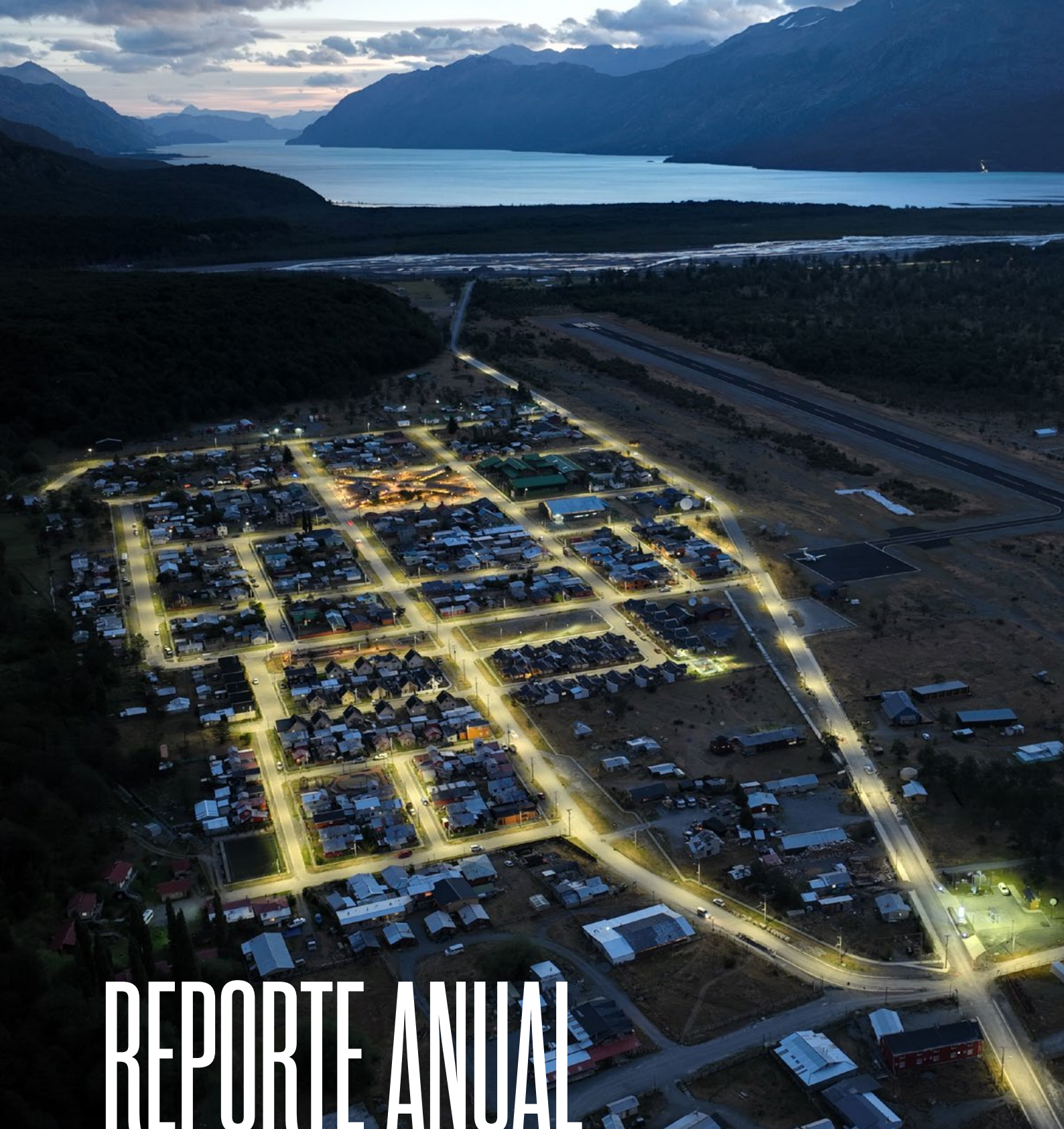
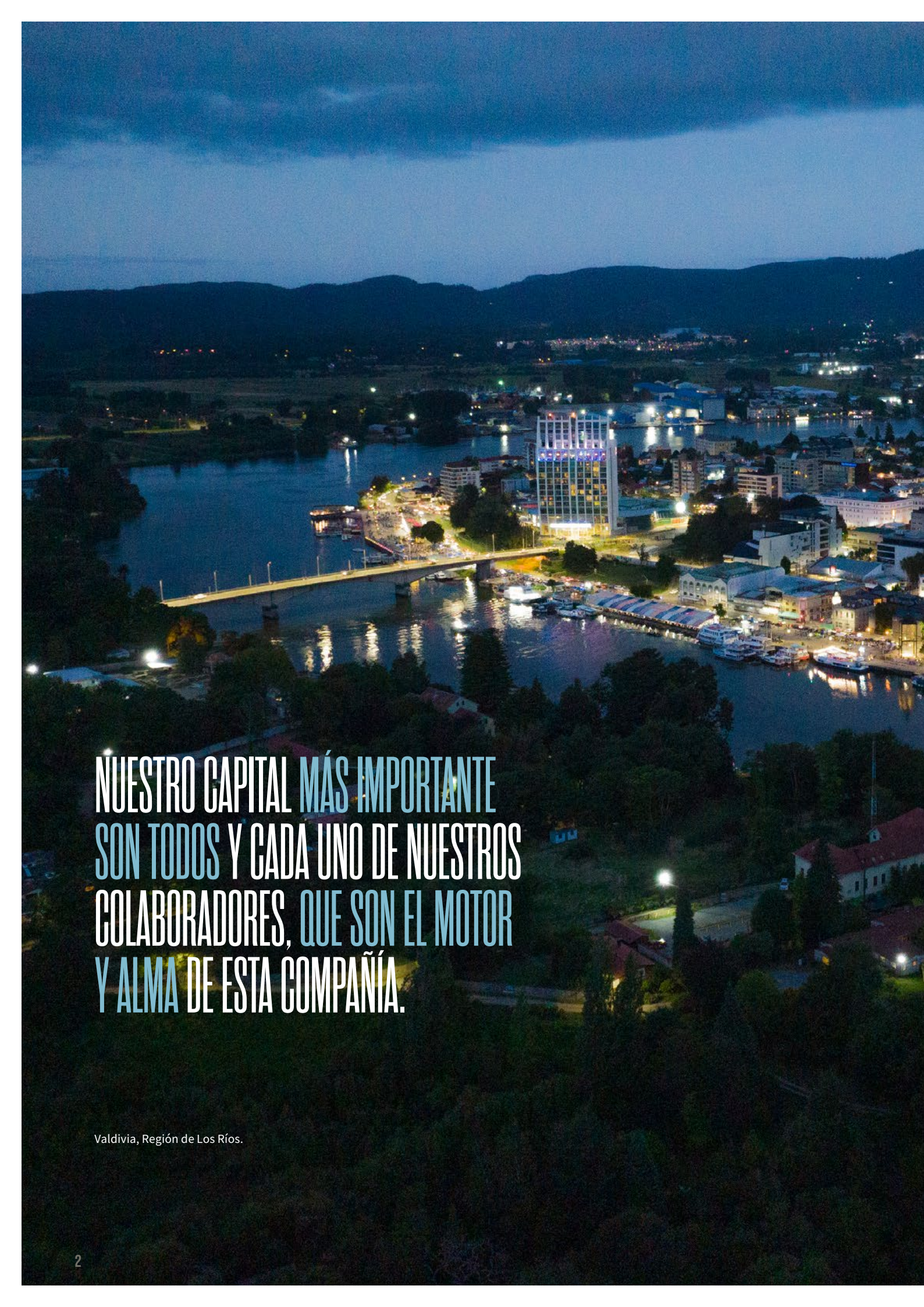




REPORTE ANUAL 2022

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A.





NUESTRO CAPITAL MÁS IMPORTANTE
SON TODOS Y CADA UNO DE NUESTROS
COLABORADORES, QUE SON EL MOTOR
Y ALMA DE ESTA COMPAÑÍA.

Valdivia, Región de Los Ríos.



TABLA DE CONTENIDOS

Nuestra Empresa	4
Carta del Presidente	7

CAPÍTULO 1

Misión y Visión Corporativa	12
Antecedentes de la Sociedad	14
Accionistas de la Sociedad	16
Relación de la Propiedad	17
Gobierno Corporativo	18
Responsabilidad Social y Desarrollo Sostenible	22
Directorio	28
Administración	30
Estructura Organizativa	33
Comité Ejecutivo	35
Reseña Histórica	36

CAPÍTULO 2

Antecedentes Relevantes	44
Factores de Riesgo	48
Marcha de la Empresa	54
Gestión Comercial	71
Pequeños Medios de Generación	74
Hechos Relevantes	78
Gestión Financiera	80

CAPÍTULO 3

Sector de la Industria	86
Actividades y Negocios	94
Marcas de la Compañía	102
Zonas de Operación	104
Centros de Atención	106
Empresas Filiales	110
Declaración de Responsabilidad	145
Estados Financieros	148
Análisis Razonado	251

NUESTRA EMPRESA

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

Integran Grupo Saesa diversas empresas operativas, entre las cuales se encuentran las distribuidoras de energía eléctrica

Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Saesa), Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Frontel), Compañía Eléctrica Osorno (Luz Osorno) y Empresa Eléctrica de Aisén S.A. (Edelaysen), empresas ligadas a transmisión de energía eléctrica como Sociedad Transmisora Metropolitana SpA (STM), la recientemente adquirida Sociedad Transmisora Metropolitana II S.A. (STM II, antes Enel Transmisión Chile S.A.), Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA), Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS), Sistema de Transmisión del Centro S.A. (STC), Sistema de Transmisión del Norte S.A. (STN), Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SATT), Línea de Transmisión Cabo Leones S.A. y Tolchén

Transmisión SpA. Adicionalmente, integran Grupo Saesa algunas sociedades dedicadas a la generación de energía eléctrica y otros negocios, tales como SAGESA S.A., SAGESA Generación S.A., Sociedad de Generación Austral S.A., Saesa Innova Soluciones SpA y Saesa Gestión y Logística SpA.

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

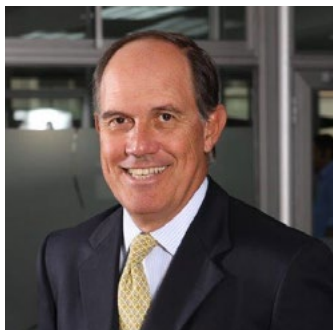


“ AQUÍ ESTAMOS,
IMPULSANDO EL SUR DE
NUESTRO PAÍS Y, DE A
POCO, OTROS EXTREMOS DE
NUESTRA GEOGRAFÍA. ”

Las Canteras, Región de Los Ríos

CARTA DEL PRESIDENTE

EL MOMENTO DE PREPARAR LA MEMORIA ANUAL Y, EN PARTICULAR ESTA CARTA, ES UNA OPORTUNIDAD PARA DETENERSE A ANALIZAR LO OCURRIDO EL AÑO QUE CERRAMOS,



Jorge Lesser García-Huidobro.
Presidente del Directorio.

pensar en nuestra esencia y en el camino recorrido para llegar a ser lo que hoy somos. Esta evaluación nos llena de orgullo y nos emociona mirar lo que esperamos conseguir en el futuro.

Como compañía, poco a poco, hemos cosechado aquello que venimos sembrando desde hace mucho tiempo. La profunda preocupación por cada uno de nuestros colaboradores, el respeto por su vida personal y el cuidado de los talentos, nos han llevado a avanzar en prácticas que buscan su mayor bienestar, reconociendo en ellos nuestro mayor valor.

Gracias a la implementación de mejoras paulatinas y con la participación de todos, logramos posicionarnos nuevamente como una de las mejores empresas para trabajar en Chile, según el ranking Great Place to Work.

También hemos trabajado en fortalecer la equidad de género, avances que fueron reconocidos por el mismo ranking y que nos ubicó como el octavo mejor lugar en Chile para que trabajen mujeres. Sabemos que aún nos queda mucho por hacer, pero vamos en el sentido correcto y contamos con la

madurez necesaria para abordar el desafío.

Llevamos décadas rompiendo paradigmas y el camino no siempre ha sido fácil. Hacer industria y empresa desde regiones, aún en los tiempos actuales, sigue siendo un desafío. Pero aquí estamos, impulsando el sur de nuestro país y, de a poco, otros extremos de nuestra geografía.

En cuanto a nuestro foco, hace ya un buen tiempo, dejó de estar hacia el interior y se puso en nuestros clientes. Es por ellos por quienes trabajamos día a día, lo que se refleja en la fuerte mejoría en nuestros estándares de calidad de servicio (cumplimos con el 99% de los nuevos y estrictos estándares exigidos) y en la gratitud de nuestros clientes y sus familias al recibir el servicio y acompañamiento que se merecen.

Esto quedó demostrado en los resultados de las encuestas de satisfacción de nuestros clientes, en donde a fines del 2022 obtuvimos los mejores resultados históricos en esta medición, con una importante y destacada mejora, superando niveles del 50% de satisfacción en los últimos

meses, que se ubica en uno de los más altos de la industria.

La integridad, el buen actuar, la transparencia y velar por desempeñarnos con los más altos estándares éticos es una herencia que hemos recibido de nuestros accionistas. Ello nos ha permitido ser precursores de mejores prácticas en nuestro modo de relacionarnos y de hacer negocios, lo que nos llevó a ser nuevamente reconocidos por Fundación Generación Empresarial por nuestro compromiso con la integridad.

No cabe duda de que han sido años complejos. De más está decir que el estallido social, la pandemia, la guerra de Ucrania y la situación económica global han remecido el modo en que funciona el mundo y nadie ha quedado fuera. Todo nuestro quehacer en los últimos años nos ha permitido estar preparados para responder a los obstáculos, cuidar a nuestro personal, diseñar modelos eficientes de trabajo remoto y flexibilizar nuestras herramientas para salir adelante como equipo.

Durante el comienzo del 2022 fuimos capaces de retornar a la oficina y, al mismo tiempo, encontrar modelos híbridos de trabajar fundados en la confianza en nuestros colaboradores y la compleja tarea de congeniar los distintos e importantes ámbitos del ser humano.

Por otra parte, durante el año que pasó nos vimos enfrentados a complejos escenarios relacionados con la situación climática. Ello nos sometió a presiones sin precedentes en materia de incendios forestales y temporales. Para abordar esta nueva realidad actuamos juntos, coordinados y cohesionados, logrando mantener elevados estándares de calidad de servicio y acompañando a nuestros clientes.

Acorde con los nuevos tiempos, renovamos nuestra imagen corporativa, reemplazando nuestras marcas por nuevos diseños donde velamos porque colaboradores y clientes se sintieran identificados.



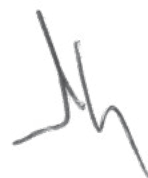
Collipulli, Región de la Araucanía.

En este año 2022 que termina tuvimos resultado negativo antes de impuestos de MM\$10.123, explicado principalmente por los aumentos en el costo financiero y en la inflación, así como diversos desafíos regulatorios. Sin embargo, nuestros accionistas siguen comprometidos con el desarrollo de la industria energética de nuestro país, lo que queda en evidencia en los más de MM\$166.000 destinados a inversión durante el mismo periodo, cifra superior al EBITDA del año, que ascendió a MM\$163.346.

Prueba de lo mismo es la adquisición por parte de nuestros accionistas de Enel Transmisión Chile S.A., como resultado de lo cual las transmisoras de Grupo Saesa se ubicaron como la tercera de la industria, llegando además a la Región Metropolitana, zona geográfica que hasta ahora nos era ajena.

Han sido años de incertidumbre, pero de renacimiento y fortalecimiento. **Nuestro capital más importante son todos y cada uno de nuestros colaboradores, que son el motor**

y alma de esta compañía. Su motivación, compromiso y orientación a la excelencia es lo que nos permite lograr todo lo que venimos comentando y mucho más. Nuestro más sincero agradecimiento va para ellos y sus familias. Esto nos motiva a no descansar en la persecución de la excelencia y seguir avanzando con paso firme por el desarrollo de nuestro país.



Jorge Lesser García-Huidobro
PRESIDENTE





CAPÍTULO UNO

**MISIÓN Y VISIÓN CORPORATIVA
ANTECEDENTES DE LA SOCIEDAD
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD
RELACIÓN DE LA PROPIEDAD
GOBIERNO CORPORATIVO
RESPONSABILIDAD SOCIAL Y DESARROLLO SOSTENIBLE
DIRECTORIO
ADMINISTRACIÓN
ESTRUCTURA ORGANIZATIVA
RESEÑA HISTÓRICA**

MISIÓN Y VISIÓN CORPORATIVA

POSTULADOS

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.





1

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.

2

MISIÓN

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

Al año 2023 Grupo Saesa deberá redefinir la relación con sus clientes, potenciando nuevos sistemas digitales que mejoren la experiencia y desarrollando una cultura verdaderamente centrada en los clientes.

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

3

CRECIMIENTO Y VISIÓN 2023

El año 2023 Grupo Saesa seguirá desarrollando el trabajo en los distintos ámbitos de su negocio, abordando los desafíos de alcanzar otro estándar de eficiencia operacional, redefiniendo una cultura verdaderamente centrada en el cliente, fortaleciendo las comunicaciones, la cultura y las personas. Frente al crecimiento de la compañía en la línea de negocio de Transmisión, a través de la adquisición de Enel Transmisión Chile S.A. por Sociedad Transmisora Metropolitana SpA; el desafío será la integración de la transmisora, asegurando la continuidad del negocio.



ANTECEDENTES DE LA SOCIEDAD

DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS

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

publicado en el Diario Oficial con Fecha 14 de junio de 2008.

Por escritura pública de 31 de julio de 2008, otorgada en la notaría de Santiago de don Raúl Undurraga Laso, se modificó y transformó la Sociedad en una sociedad anónima cerrada, Inversiones Eléctricas

del Sur S.A., cuyo extracto autorizado fue inscrito a fojas 38.356 N°26.394 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2008 y publicado en el Diario Oficial con Fecha 22 de agosto de 2008.



IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD

RAZÓN SOCIAL

Inversiones Eléctricas del Sur S.A.

NOMBRE DE FANTASÍA

Eléctricas del Sur

ROL ÚNICO TRIBUTARIO

76.022.072-8

DOMICILIO LEGAL Y COMERCIAL

Isidora Goyenechea 3621 Piso 20,
Las Condes, Santiago

FONO

+56 2 2414 7010 – 2 2414 7500

FAX

+56 2 2414 4709

TIPO DE ENTIDAD

Sociedad Anónima Cerrada

INSCRIPCIÓN REGISTRO DE VALORES

N° 1.016

CORREO ELECTRÓNICO

infoinversionistas@saesa.cl

SITIO WEB

www.gruposaes.cl

FONO ATENCIÓN INVERSIONISTAS

+56 2 2414 7500

ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD

DE ACUERDO CON LO DEFINIDO EN EL TÍTULO XV DE LA LEY N°18.045, EL CONTROLADOR DE LA COMPAÑÍA ES LA SOCIEDAD INVERSIONES GRUPO SAESA LIMITADA, QUE POSEE UN 99,99% DE PARTICIPACIÓN EN SU CAPITAL ACCIONARIO DE FORMA DIRECTA.

Al 31 de diciembre de 2022, se registran dos accionistas en la Sociedad:

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

Durante el año 2022, no se realizaron transacciones de acciones de la sociedad.

PROPIEDAD Y CONTROL

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

ACUERDOS CONJUNTOS

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

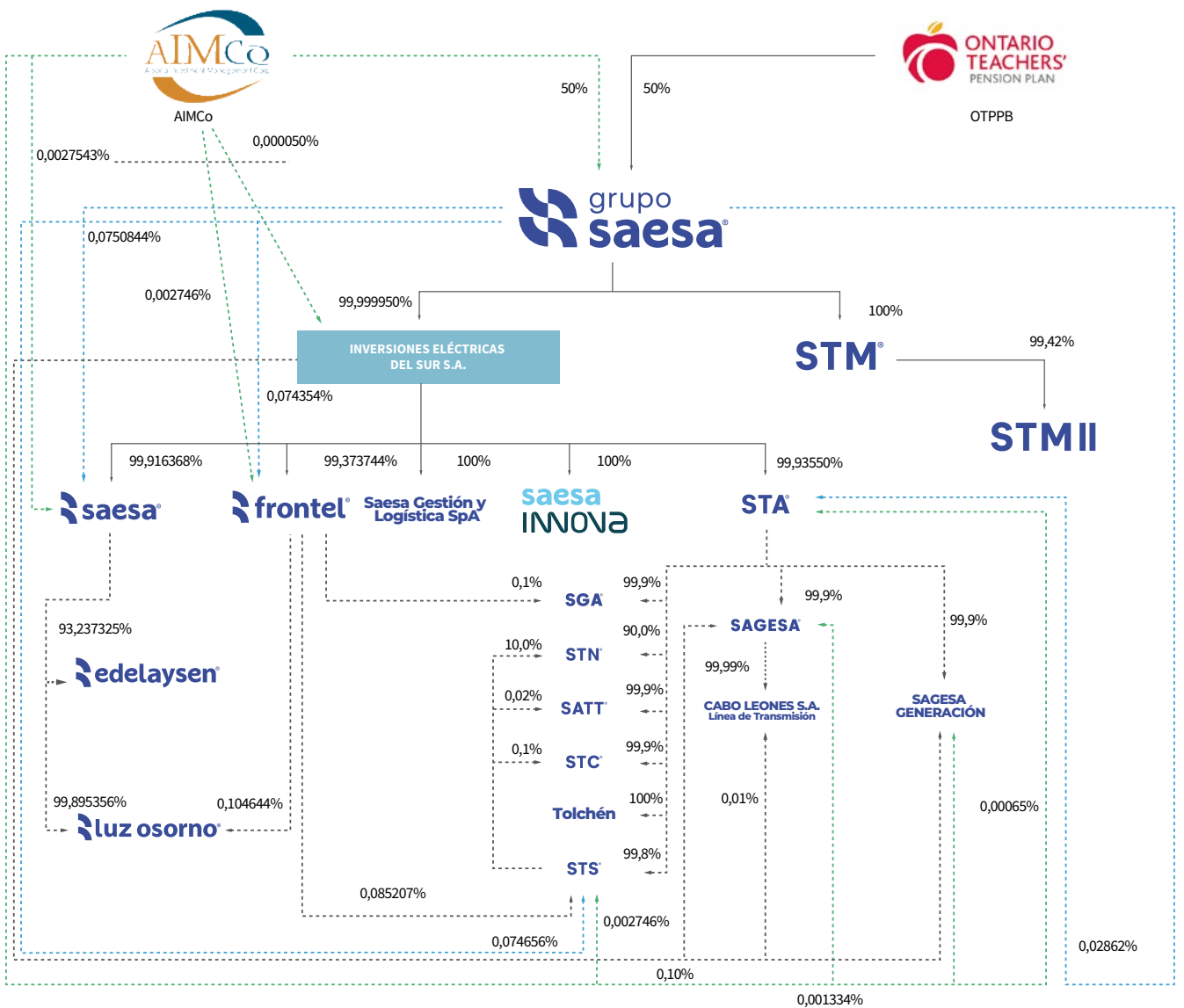
A su vez, entre los accionistas de la Sociedad existe un pacto de accionistas de la misma fecha, el cual también contempla ciertas restricciones a la libre disposición de las acciones que cada uno de ellos mantiene en la Sociedad.

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

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

LA PROPIEDAD

Al 31 de diciembre de 2022 la estructura de la propiedad es la siguiente:



GOBIERNO CORPORATIVO

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

Los accionistas de la Sociedad se reúnen en Juntas Ordinarias y Extraordinarias de Accionistas. Las primeras se celebran una

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

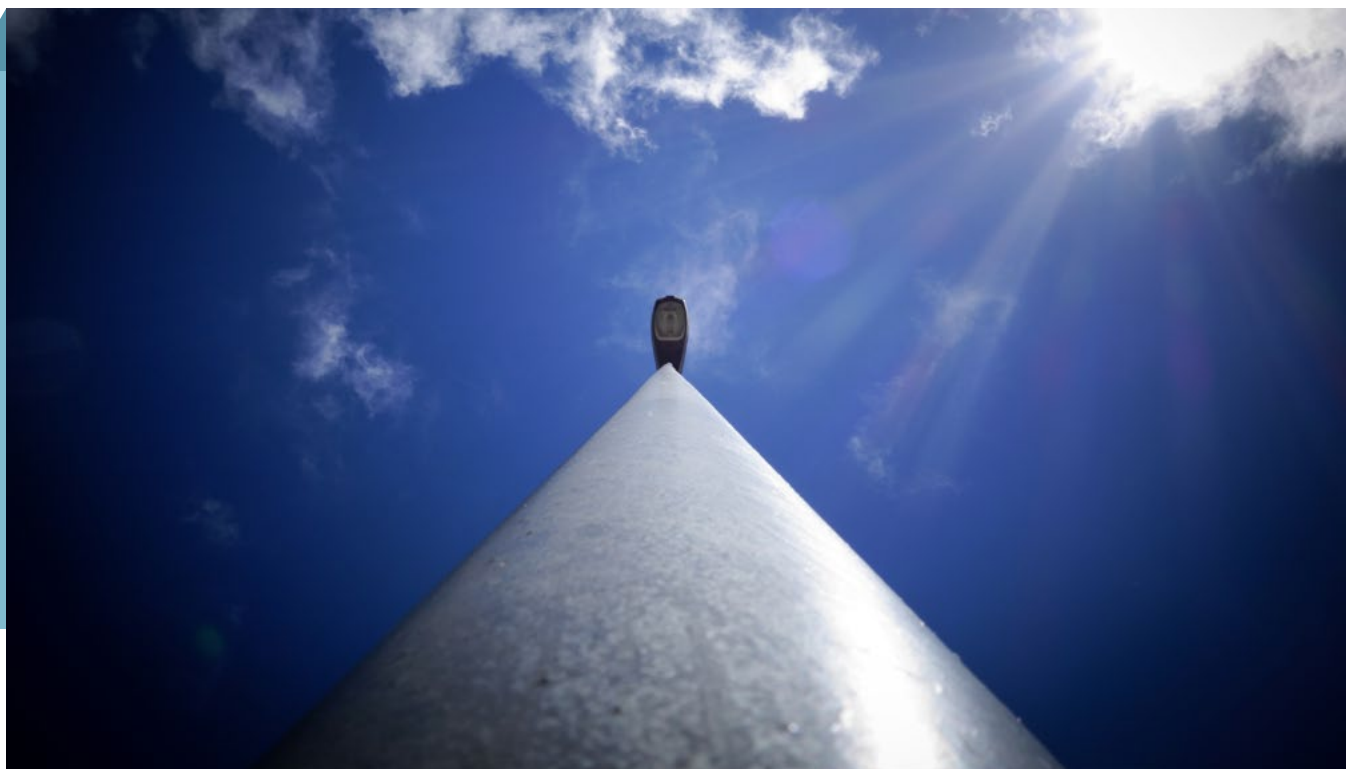
La Sociedad cuenta con un Manual de Adquisición o Enajenación de Valores y Manejo y Divulgación de Información de Interés para el Mercado, cuya última versión fue aprobada por el Directorio de la Sociedad con fecha 28 de enero de 2010 y se encuentra disponible en el sitio web de la Sociedad.

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 PROGRAMA 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 iniciativas, instrumentos, y políticas internas entre las cuales destacan la adopción e implementación de un Modelo de Prevención de Delitos y un Sistema de Gestión 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.

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 la Sociedad. 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.

El Modelo, que en sus inicios tuvo por finalidad prevenir la comisión de los delitos de lavado de activos, financiamiento del terrorismo y cohecho a funcionario público nacional o extranjero, ha vivido, desde su instauración legal, un proceso de transformación importantísimo impulsado por sendas reformas legales que encuentran su génesis en profundos cambios sociales que ha experimentado el país y que dan cuenta de la relevancia que la sociedad entrega hoy al papel que juegan las empresas en relación con el combate a la corrupción y el fomento de buenas prácticas corporativas que apunten al bien común, más allá de la creación de valor o la rentabilidad misma.

De esta forma, en el año 2016 se dictó la primera reforma al estatuto de responsabilidad penal de las personas jurídicas a través de la Ley N° 20.931, conocida como Ley 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.

Posteriormente, el 20 de noviembre de 2018 se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 21.121, que aumentó las penas de

los delitos asociados a la corrupción y modificó de manera sustancial el régimen de responsabilidad penal de la empresa contenido hasta ese entonces en la Ley N° 20.393 al incorporar cuatro nuevos delitos: i) administración desleal; ii) corrupción entre particulares; iii) negociación incompatible y; iv) apropiación indebida. Dos meses más tarde, mediante la publicación de la Ley N° 21.132, de 31 de enero de 2019, que moderniza y fortalece el ejercicio de la función pública del Servicio Nacional de Pesca, se incluyeron cuatro nuevos ilícitos, entre los cuales se encuentra el transversal delito de contaminación de aguas.

Estas modificaciones significaron llevar a cabo un segundo proceso de actualización del Modelo de Prevención de Delitos y sus políticas asociadas, labor que se inició en 2019 y culminó en 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 las empresas pertenecientes a Grupo Saesa pudieran estar expuestas. Del mismo modo, se modificaron las cláusulas de responsabilidad penal que habitualmente se insertan en los contratos de trabajadores, contratistas y proveedores de la Sociedad, así como el capítulo que sobre la materia se incorpora en los Reglamentos Internos de las empresas 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.

Luego, y a raíz de las 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, en marzo de 2021, una mención expresa a los delitos de: i) Inobservancia de medidas sanitarias decretadas por la autoridad en caso de epidemia o pandemia y; ii) Obtención

fraudulenta de prestaciones del seguro de cesantía. Cabe aclarar que este último delito se dictó con carácter transitorio y hoy no se encuentra vigente.

En abril de 2021, solo un mes después de la última actualización del Modelo, se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 21.325 de migración y extranjería, la cual endurece la pena aplicable al delito de trata de personas y lo incorpora, a su vez, al catálogo de delitos de la Ley N° 20.393.

Siguiendo con la tendencia, en enero de 2022 se incluyen en la Ley N° 20.393 los delitos tipificados en el Título II de la Ley N° 17.798 sobre Control de Armas.

Unos meses más tarde, en junio de 2022, se publica la Ley N° 21.459 sobre delitos informáticos, sumando al ya abultado listado de delitos de la Ley 20.393 los siguientes: i) ataque a la integridad de un sistema informático; ii) acceso ilícito; iii) interceptación ilícita; iv) ataque a la integridad de los datos informáticos; v) falsificación informática; vi) receptación de datos informáticos; vii) fraude informático y; viii) abuso de dispositivos.

Finalmente, mediante la dictación de la Ley N° 21.448, de 27 de septiembre de 2022, se modifica el Código Penal y el Código Procesal Penal para tipificar el delito de sustracción de madera y habilitar el uso de técnicas especiales de investigación para su persecución, incorporándolo como uno más de aquellos susceptibles de generar la responsabilidad penal de la empresa.

Dada la intensa actividad legislativa que ha venido modificando el estatuto original de responsabilidad penal de las personas jurídicas, la Sociedad se encuentra hoy en un acabado proceso de revisión de sus matrices de riesgos relacionados a la eventual comisión de delitos y actualizando, una vez más, su Modelo de Prevención a fin de ajustarse a la realidad jurídica actual.

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 político, social, sanitario y económico que vive el país, manteniendo siempre su alto estándar de integridad.

Desde la implementación del referido Modelo, la Sociedad se ha preocupado de capacitar a su personal interno y también a los trabajadores de sus empresas contratistas, tanto en la modalidad presencial como e-learning, ésta última fuertemente robustecida durante los años 2020 y 2021 dada la situación de pandemia. Durante el año 2022 se han retomado paulatinamente las capacitaciones y encuentros formativos presenciales.

El proceso anual de capacitación e-learning sobre la Ley N° 20.393 aplicado a todos los trabajadores propios finalizó el 2022 con una tasa de aprobación del 99%, la más alta desde que se implementó el curso. Por su parte, gracias al desarrollo del plan estratégico denominado Plan Contratistas, el cual aborda aspectos de compliance e integridad en el eje de “gestión”, la Sociedad logró capacitar en la materia a más de 800 contratistas pertenecientes a 21 empresas prestadoras de servicios.

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, año a partir del cual había venido obteniendo su correspondiente certificación con una vigencia anual. Sin embargo, durante el año 2020 Grupo Saesa obtuvo, por primera vez, la certificación del Modelo por un periodo de 2 años para todas sus empresas.

De esta forma, y de acuerdo a la planificación establecida, en agosto del año 2022 Feller Rate otorgó una nueva certificación al Modelo de Prevención de Delitos de las empresas del Grupo Saesa, con una vigencia de 2 años.

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

En efecto, la Sociedad 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 compañía, 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 Sistema de Gestión 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.

De esta forma, la creación orgánica y funcional de la Unidad de Cumplimiento en 2017, bajo los parámetros y lineamientos de la Alta Dirección, convertida y potenciada hoy en un área dependiente de la Gerencia Legal, 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 Sistema de Gestión 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 remediar sus efectos.

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. La Sociedad 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.

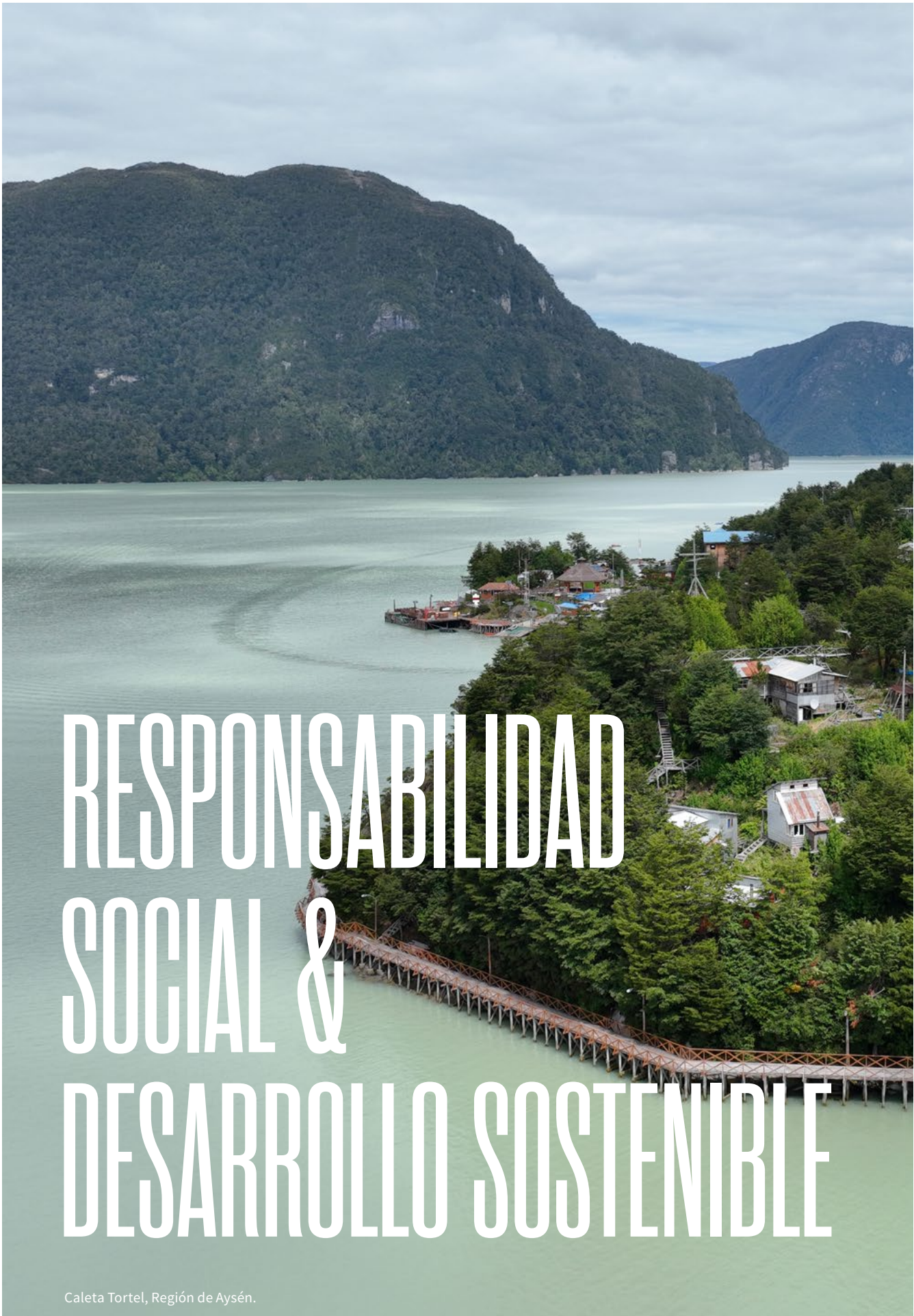
El Sistema de Gestión de Compliance dispone de un diseño integral, que incluye el levantamiento de riesgos, su gestión, monitoreo de mitigadores y reporte semestral al Directorio, así como planes anuales de capacitación y difusión creados para fomentar, promover y reforzar las conductas de cumplimiento en materias declaradas como prioritarias según el alcance establecido en la Política de Compliance. Los elementos de este Sistema de Gestión dan cuenta del compromiso organizacional con la eficiencia y la 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 la Sociedad promueve.

Es importante destacar, que durante el 2022 se realizaron 36 actividades formativas a las que asistieron más de 6 mil participantes, entre los que se cuentan trabajadores propios y personal contratista, y que se traducen en 6.613 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.

Entre las temáticas abordadas por el plan anual de capacitaciones de compliance destacan i) normas de integridad o código de conducta; ii) anticorrupción; iii) libre competencia; iv) protección de datos personales; v) manejo de información confidencial; vi) conflictos de intereses; vii) acoso sexual en el trabajo; viii) cultura de integridad y cumplimiento, entre otros.

En consonancia con lo anterior, este 2022 Grupo Saesa aceptó, una vez más, el desafío de “medir su integridad” aplicando, por sexto año consecutivo, el Barómetro de Valores e Integridad Organizacional (BVIO), que impulsa la Fundación Generación Empresarial. El objetivo de la encuesta es 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 las evidencias solicitadas en la pauta de acreditación, hicieron a la Sociedad merecedora de la distinción máxima otorgada, al recibir por cuarto año consecutivo, el “Reconocimiento Generación Empresarial al Compromiso con la Integridad 2022”. Esta vez la Sociedad fue una de las dos empresas destacadas en la categoría “Trayectoria” de entre las 104 empresas y entidades no empresariales que se sometieron a la evaluación. Cabe subrayar, que la Sociedad es hoy la única empresa en Chile que ha recibido este reconocimiento durante cuatro años consecutivos, lo que ha sido catalogado por la propia organización del evento como “todo un logro”. Este galardón no hace más que reconocer el trabajo sistemático que año tras año la Sociedad ha venido realizando para promover y difundir la integridad y las buenas prácticas corporativas al interior de la organización.



RESPONSABILIDAD SOCIAL & DESARROLLO SOSTENIBLE

Caleta Tortel, Región de Aysén.

DIVERSIDAD DEL DIRECTORIO

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

DIVERSIDAD EN LA GERENCIA GENERAL Y DEMÁS GERENCIAS

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menores a 30 años	-	-	-
Entre 30 y 40 años	3	-	3
Entre 41 y 50 años	24	10	34
Entre 51 y 60 años	12	-	12
Entre 61 y 70 años	3	-	3
Mayor a 70 años	1	-	1
ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3 años	5	1	6
Entre 3 y 6 años	5	1	6
Entre 6 y 9 años	7	-	7
Entre 9 y 12 años	2	-	2
Mayor a 12 años	24	8	32
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	42	10	52
EXTRANJERA	1	-	1

DIVERSIDAD DE LA ORGANIZACIÓN

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menores a 30 años	120	33	153
Entre 30 y 40 años	471	135	606
Entre 41 y 50 años	302	90	392
Entre 51 y 60 años	128	32	160
Entre 61 y 70 años	27	5	32
Mayor a 70 años	-	1	1
ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3 años	213	75	288
Entre 3 y 6 años	293	79	372
Entre 6 y 9 años	120	36	156
Entre 9 y 12 años	122	22	144
Mayor a 12 años	300	84	384
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	1.028	286	1.314
EXTRANJERA	20	10	30

RESUMEN DE LA DIVERSIDAD

DIVERSIDAD	DIRECTORIO		GERENCIAS		ORGANIZACIÓN		TOTAL		REPRESENTATIVIDAD	
RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menores a 30 años	-	-	-	-	120	33	120	33	8,5%	2,3%
Entre 30 y 40 años	1	2	3	-	471	135	475	137	33,8%	9,8%
Entre 41 y 50 años	1	-	24	10	302	90	327	100	23,3%	7,1%
Entre 51 y 60 años	1	1	12	-	128	32	141	33	10,0%	2,3%
Entre 61 y 70 años	2	-	3	-	27	5	32	5	2,3%	0,4%
Mayor a 70 años	-	-	1	-	-	1	1	1	0,1%	0,1%
ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menor a 3 años	2	3	5	1	213	75	220	79	15,7%	5,6%
Entre 3 y 6 años	-	-	5	1	293	79	298	80	21,2%	5,7%
Entre 6 y 9 años	-	-	7	-	120	36	127	36	9,0%	2,6%
Entre 9 y 12 años	2	-	2	-	122	22	126	22	9,0%	1,6%
Mayor a 12 años	1	-	24	8	300	84	325	92	23,1%	6,5%
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
CHILENA	2	1	42	10	1.028	286	1.072	297	76,3%	21,1%
EXTRANJERA	3	2	1	-	20	10	24	12	1,7%	0,9%
							78,0%	22,0%		
							1.405			

*Incluye Directorio

BRECHA SALARIAL POR GÉNERO

FAMILIA DE CARGO	G. FEMENINO	G. MASCULINO	DIFERENCIA
ADMINISTRATIVOS	87%	100%	13%
ENC. UNIDAD	92%	100%	8%
JEFES DE ÁREA	89%	100%	11%
LINIEROS	0%	100%	100%
PROFESIONALES	80%	100%	20%
SUPERVISORES	50%	100%	50%
TÉCNICOS	91%	100%	9%

RESPONSABILIDAD SOCIAL Y DESARROLLO SOSTENIBLE NEGOCIOS NO REGULADOS

DIVERSIDAD DEL DIRECTORIO

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

*De las empresas del grupo que son consideradas como negocios no regulados (Saesa Innova SpA, STN y SGA), de acuerdo con sus estatutos, solo STN y SGA tienen el mismo directorio que las demás empresas del grupo, presentado en la tabla superior.

DIVERSIDAD EN LA GERENCIA GENERAL Y DEMÁS GERENCIAS

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

DIVERSIDAD DE LA ORGANIZACIÓN

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menores a 30 años	71	8	79
Entre 30 y 40 años	116	27	143
Entre 41 y 50 años	93	12	105
Entre 51 y 60 años	41	2	43
Entre 61 y 70 años	5	-	5
Mayor a 70 años	-	-	-
ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3 años	318	49	367
Entre 3 y 6 años	8	-	8
Entre 6 y 9 años	-	-	-
Entre 9 y 12 años	-	-	-
Mayor a 12 años	-	-	-
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	317	48	365
EXTRANJERA	9	1	10

RESUMEN DE LA DIVERSIDAD

DIVERSIDAD	DIRECTORIO		GERENCIAS		ORGANIZACIÓN		TOTAL		REPRESENTATIVIDAD	
RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menores a 30 años	-	-	-	-	71	8	71	8	18,3%	2,1%
Entre 30 y 40 años	1	2	-	2	116	27	117	31	30,1%	8,0%
Entre 41 y 50 años	1	-	3	-	93	12	97	12	24,9%	3,1%
Entre 51 y 60 años	1	1	-	-	41	2	42	3	10,8%	0,8%
Entre 61 y 70 años	2	-	1	-	5	-	8	-	2,1%	0,0%
Mayor a 70 años	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0%	0,0%
ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menor a 3 años	2	3	2	2	318	49	322	54	82,8%	13,9%
Entre 3 y 6 años	-	-	-	-	8	-	8	-	2,1%	0,0%
Entre 6 y 9 años	-	-	1	-	-	-	1	-	0,3%	0,0%
Entre 9 y 12 años	2	-	1	-	-	-	3	-	0,8%	0,0%
Mayor a 12 años	1	-	-	-	-	-	1	-	0,3%	0,0%
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
CHILENA	2	1	4	2	317	48	323	51	83,0%	13,1%
EXTRANJERA	3	2	-	-	9	1	12	3	3,1%	0,8%
							86,1%	13,9%		
							389			

*Incluye Directorio

BRECHA SALARIAL POR GÉNERO

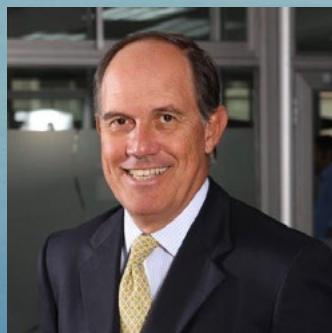
FAMILIA DE CARGO	G. FEMENINO	G. MASCULINO	DIFERENCIA
ADMINISTRATIVOS	33%	100%	67%
ENC. UNIDAD	14%	100%	86%
JEFES DE ÁREA	84%	100%	16%
LINIEROS	0%	100%	100%
PROFESIONALES	90%	100%	10%
SUPERVISORES	0%	100%	100%
TÉCNICOS	68%	100%	32%



DIRECTORIO INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y EMPRESAS FILIALES

En el año 2022 el Directorio de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y sus empresas Filiales se compone de 8 integrantes con la sola excepción de Línea de Transmisión Cabo Leones S.A., cuyo directorio está compuesto por 3 integrantes y las sociedades Saesa Innova SpA y Saesa Gestión y Logística SpA, que son sociedades por acciones cuyos estatutos no contemplan la existencia de Directorio, sin contemplar la existencia de miembros suplentes. La duración en sus cargos corresponde a un periodo de dos años, pudiendo ser reelegidos.

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



PRESIDENTE

Jorge Lesser García- Huidobro
Ingeniero Civil
Rut 6.443.633-3



VICEPRESIDENTE

Iván Díaz-Molina
Ingeniero Civil
Rut 14.655.033-9



DIRECTOR TITULAR

Juan Ignacio Parot
Ingeniero Civil Industrial
Rut 7.011.905-6



DIRECTOR TITULAR

Luz Granier
Ingeniero Comercial
Rut 7.040.317-K



DIRECTOR TITULAR

Jonathan Reay
Administrador de Inversiones
Extranjero



DIRECTOR TITULAR

Shama Naquashbandi
Abogada
Extranjera



DIRECTOR TITULAR

Stephen Best
Contador Público
Extranjero



DIRECTOR TITULAR

Ashley Munroe
Ingeniero Civil
Extranjera

DIRECTORIO

Isla Huilque, Sector Achao. Región de Los Lagos.

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR Y EMPRESAS FILIALES

Durante los últimos años el Directorio ha estado compuesto por los siguientes miembros:

NOMBRE	RUT	PROFESIÓN	CARGO	FECHA ÚLTIMO NOMBRAMIENTO	FECHA CESACIÓN
JORGE LESSER G.	6.443.633-3	INGENIERO CIVIL	PRESIDENTE	11-05-2022	-
IVÁN DÍAZ-MOLINA	14.655.033-9	INGENIERO CIVIL	VICEPRESIDENTE	11-05-2022	-
JUAN IGNACIO PAROT B.	7.011.905-6	INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL	DIRECTOR TITULAR	30-04-2021	-
LUZ GRANIER	7.040.317-K	INGENIERO COMERCIAL	DIRECTOR TITULAR	17-08-2022	-
SHAMA NAQUASHBANDI	EXTRANJERO	ABOGADA	DIRECTOR TITULAR	17-08-2022	-
JON REAY	EXTRANJERO	ADMINISTRADOR DE INVERSIONES	DIRECTOR TITULAR	30-04-2021	-
STEPHEN BEST	EXTRANJERO	CONTADOR PÚBLICO	DIRECTOR TITULAR	17-08-2022	-
ASHLEY MUNROE	EXTRANJERO	INGENIERO CIVIL	DIRECTOR TITULAR	30-04-2021	-
WALDO FORTÍN C.	4.556.889-K	ABOGADO	DIRECTOR TITULAR	30-04-2021	17-08-2022
STACEY PURCELL	EXTRANJERO	INGENIERO COMERCIAL	DIRECTOR TITULAR	30-04-2021	17-08-2022
CHRISTOPHER POWELL	EXTRANJERO	INGENIERO BACHILLER EN CIENCIAS	DIRECTOR TITULAR	30-04-2021	17-08-2022
BEN HAWKINS	EXTRANJERO	MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS	DIRECTOR TITULAR	30-04-2020	14-10-2020
DALE BURGESS	EXTRANJERO	CONTADOR AUDITOR	DIRECTOR TITULAR	26-04-2018	22-08-2018

ADMINISTRACIÓN REGULADA

GERENTE GENERAL

Francisco Alliende Arriagada / Ingeniero Comercial
RUT 6.379.874-6 / Fecha nombramiento 1 de febrero 2012

GERENTE DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS

Diego Molina Henríquez / Ingeniero Civil Industrial
RUT 9.906.254-1 / Fecha nombramiento 01 de marzo 2022

GERENTE DE FINANZAS

Mauricio Núñez Villalobos / Ingeniero Civil Industrial /
RUT 15.364.050-5 / Fecha nombramiento 01 de marzo 2022

GERENTE DE GESTIÓN

Cristian Quintana Rubio / Ingeniero Civil de Industrias con
mención en Electricidad
RUT 10.175.877-K / Fecha nombramiento 01 de marzo 2022

GERENTE LEGAL

Sebastián Sáez Rees / Abogado /
RUT 8.955.392-K / Fecha nombramiento 1 de octubre 2007

GERENTE COMERCIAL DE TRANSMISIÓN

Marcelo Bobadilla Morales / Ingeniero Civil Eléctrico
RUT 10.151.086-7 / Fecha nombramiento 1 de septiembre 2009

GERENTE DE PROYECTOS DE DISTRIBUCIÓN

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

GERENTE DE REGULACIÓN

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

GERENTE DE PERSONAS

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

GERENTE DE DESARROLLO DE NEGOCIOS

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

GERENTE DE PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA, GESTIÓN Y RIESGOS

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

GERENTE DE TRANSMISIÓN

Marcelo Matus Castro / Ingeniero Eléctrico
RUT 11.364.868-6 / Fecha nombramiento 17 de diciembre 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 2013

DIRECTOR DE AUDITORÍA INTERNA

Jorge Castillo Quiroz / Contador Auditor
RUT 7.759.917-7 / Fecha nombramiento 1 de octubre 2013

SUBGERENTE DE REGULACIÓN

Jorge Muñoz Sepúlveda / Ingeniero Civil Electricista
RUT 11.694.983-0 / Fecha nombramiento 1 de septiembre 2009

GERENTE DE CLIENTES

Bárbara Boekemeyer Slater / Ingeniero Civil Industrial
RUT 12.747.160-6 / Fecha nombramiento 1 de abril 2018

GERENTE DE EXPLOTACIÓN

Diego Moenne-Loccoz / Contador Público y Auditor
RUT 12.708.537-4 / Fecha nombramiento 1 de enero 2018

SUBGERENTE ASUNTOS CORPORATIVOS Y SUSTENTABILIDAD

Alondra Leal Maldonado / Ingeniero Comercial
RUT 12.421.730-k / Fecha nombramiento 1 de abril 2016

GERENTE DE TRANSFORMACIÓN DIGITAL

Cristian Ricardo Venegas Espinoza / Ingeniero Comercial
RUT 9.908.526-6 / Fecha nombramiento 07 de noviembre 2022

GERENTE TECNOLOGÍA DE LA INFORMACIÓN

Sergio Sánchez Ríos / Ingeniero en Informática
RUT 13.257.722-6 / Fecha nombramiento 23 de marzo 2020



ADMINISTRACIÓN NO REGULADA

GERENTE GENERAL

Raúl González Rojas
Ingeniero Civil Eléctrico
RUT 7.741.108-9
Fecha nombramiento 1 de septiembre 2021

GERENTE DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS

Matías Vogel Alonso
Ingeniero Civil Industrial
RUT 14.119.508-5
Fecha nombramiento 1 de agosto 2021

GERENTE DE VENTAS Y SERVICIOS

Mauricio Gormaz Barrientos
Ingeniero en Mantenimiento Industrial
RUT 13.967.733-1
Fecha nombramiento 1 de agosto 2021

SUBGERENTE COMERCIAL Y CLIENTES

Camila Trujillo
Ingeniero Civil Industrial
RUT 15.709.878-0
Fecha nombramiento 1 de junio 2021

SUBGERENTE DE ADMINISTRACIÓN Y CONTROL

Marcia Estelle Melita
Ingeniero Civil Industrial
RUT 15.732.355-5
Fecha nombramiento 1 de agosto 2021

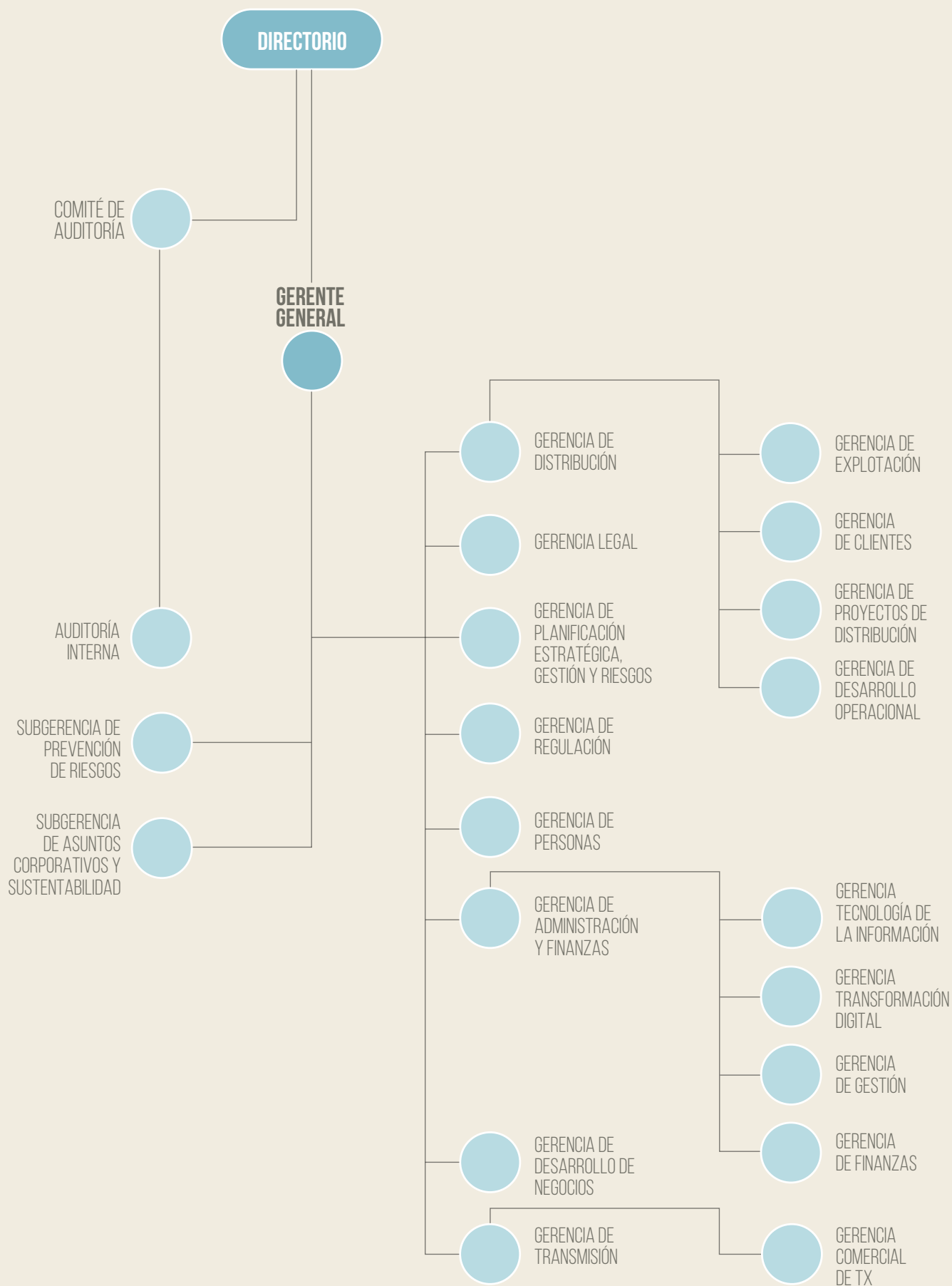
GERENTE ZONAL TRANSMISIÓN NORTE

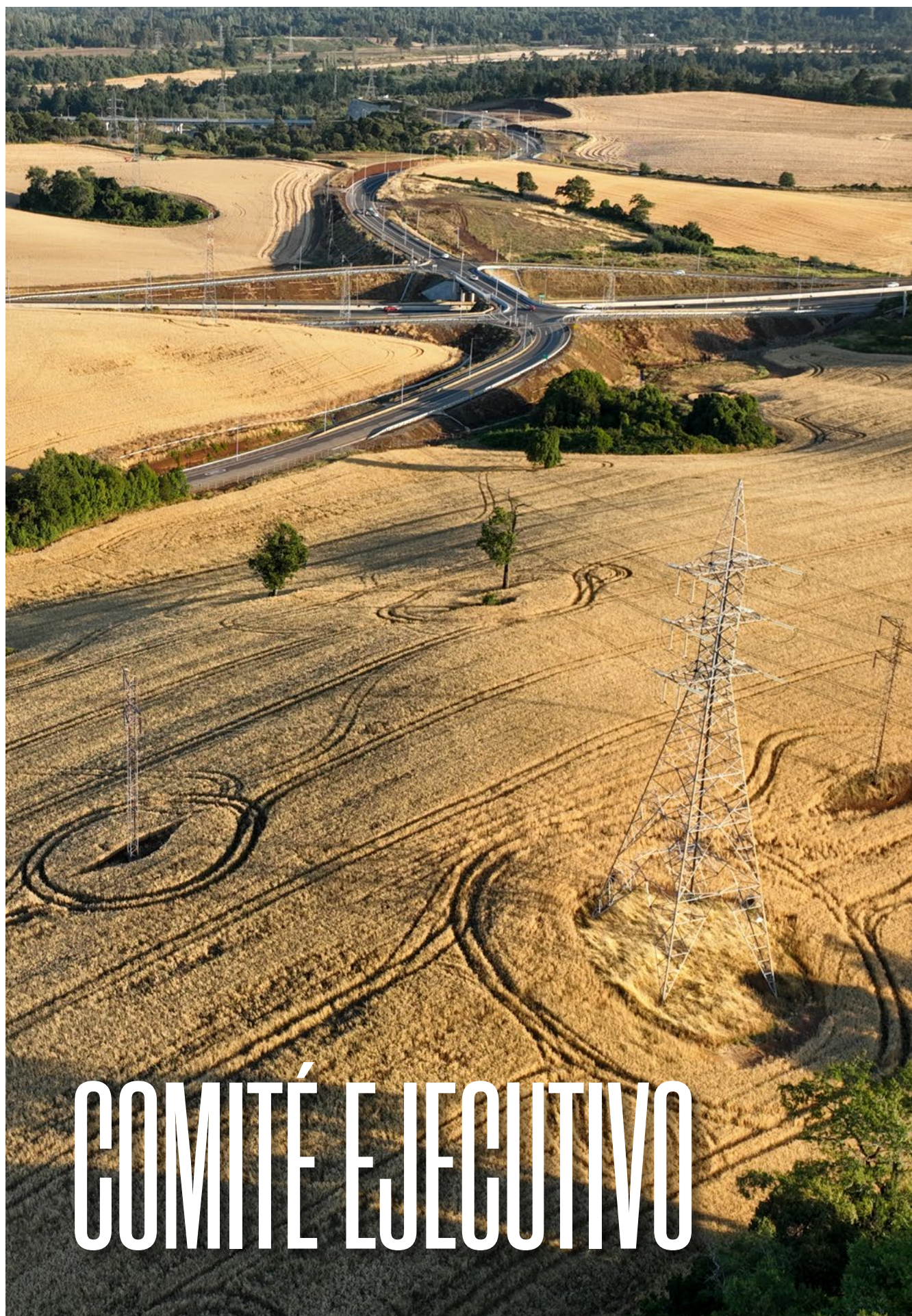
Patricio Saglie Castillo
Ingeniero Civil Eléctrico
RUT 12.946.254-K
Fecha nombramiento 1 de junio 2021

Portezuelo, Región de Antofagasta.

ESTRUCTURA ORGANIZATIVA

El Directorio, el Gerente General y el Comité Ejecutivo, desempeñan los mismos cargos y funciones tanto en la Sociedad 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.







**GERENTE
GENERAL**

Francisco Allende Arriagada



**GERENTE DE
ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS**

Diego Molina Henríquez



**GERENTE
LEGAL**

Sebastián Sáez Rees



**GERENTE
DE REGULACIÓN**

Rodrigo Miranda Díaz



**GERENTE
DE PERSONAS**

María Dolores Labbé Daniel



**GERENTE
DE DESARROLLO DE NEGOCIOS**

Charles Naylor Del Río



**GERENTE DE PLANIFICACIÓN
ESTRATÉGICA, GESTIÓN Y RIESGOS**

Marcela Ellwanger Hollstein



**GERENTE
DE TRANSMISIÓN**

Marcelo Matus Castro



**GERENTE
DE DISTRIBUCIÓN**

Leonel Martínez Martínez



**SUBGERENTE
DE PREVENCIÓN DE RIESGOS**

Patricio Velásquez Soto



**SUBGERENTE ASUNTOS
CORPORATIVOS Y SUSTENTABILIDAD**

Alondra Leal Maldonado

RESEÑA HISTÓRICA

2022

En enero de 2022 Grupo Saesa, a través de su filial STA, realiza su emisión inaugural en mercados internacionales de bonos verdes por 390 millones de dólares, a una tasa de 4% anual y plazo de 10 años (con vencimiento en 2032), la operación se llevó a cabo bajo la regla 144A y la regulación S de Estados Unidos.

En el ámbito de las obras, en el mes de julio se puso en servicio el proyecto “Nueva S/E Guardiamarina 110/23 – 13,2 kV desarrollado por la filial SATT, que fue adjudicado en 2019 y aprobado ambientalmente en abril de 2020 (Decreto exento 418 de 2017 del Ministerio de Energía). Durante este mismo mes de julio el Coordinador Eléctrico Nacional, adjudico a la filial STS los proyectos de obras de ampliación “Seccionamiento Circuito N°1 Línea 2x66 kV Pullinque -Los Lagos en S/E Panguipulli” y “Ampliación en S/E Los Lagos (NTR ATMT)” (décima región). Estas obras habían sido ordenadas por el Decretos exentos 185 y 171 de 2020 del Ministerio de Energía.

En cuanto a proyectos calificados como obras urgentes de acuerdo

con el art. 102 perteneciente a la resolución exenta N°456/2020 del 01 de diciembre 2020, durante julio 2022 entró en operación comercial el proyecto denominado “Ampliación S/E Lucero” que viene a posibilitar la conexión de la futura línea de transmisión Lucero-Montenegro (ex los Canelos) (autorizada por la resolución exenta N° 198 del 11 de junio 2020)

Entre los meses de septiembre 2022 y noviembre 2022, entraron en servicio diferentes proyectos, entre estos; el proyecto “Nueva S/E Llanquihue 220 kV” con puesta en servicio el 15 de septiembre 2022; proyecto “S/E Santa Cruz” calificado como obra urgente por art. 102 perteneciente a la resolución exenta N°469 con puesta en servicio el 22 de noviembre 2022; proyecto “S/E Fuentecilla” también calificado como obra urgente por el art. 102 perteneciente a la resolución exenta N° 467 con puesta en servicio el 23 de noviembre 2022; proyecto “S/E Puquillay” calificado también como obra urgente por art. 102 resolución exenta N° 468 con puesta en servicio el 24 de noviembre de 2022;

proyecto calificado como “Obra de ampliación S/E Negrete” (decreto exento 293 del 08 de noviembre 2022), entró en servicio el 20 de noviembre de 2022.

El día 09 de diciembre de 2022, se concretó la adquisición de la sociedad “Enel Transmisión Chile S.A” por parte de Sociedad Transmisora Metropolitana SpA, sociedad constituida para tal efecto. Con esto se incorporan a Grupo Saesa activos de transmisión en la Región Metropolitana consistentes en 683 kilómetros de líneas y 57 subestaciones (aparte de diversos proyectos en ejecución, la operación fue aprobada previamente por la Fiscalía nacional Económica el 21 de octubre de 2022)

De igual forma durante el último mes del año y en materias de proyectos zonales, la Comisión de Evaluación Ambiental de la Región de los Ríos, aprueba ambientalmente el proyecto “Nueva Línea 2X66 kV Nueva Valdivia – Picarte, Tendido del primer circuito” (Decreto exento 418 de 2017 del Ministerio de Energía).



Sector El Salto, Lago General Carrera, Región de Aysén.

2021

En enero, la filial SATT da inicio a la construcción del proyecto “Nueva S/E Guardiamarina 110/23 -13 kV en la II región.

Durante el mes de marzo, la Comisión de Evaluación Ambiental de la IV región aprueba ambientalmente el proyecto Nueva S/E Seccionadora La Ruca 110 kV de SATT, también se pone en servicio la S/E Seccionadora Río Toltén 220 kV de propiedad de SATT en la IX región.

En el mes de mayo, SATT ingresa al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental el proyecto S/E La Señoraza 220/66 kV (VIII región)

En julio, STA adquiere de Acciona Energía Global S.L. la sociedad “Tolchén Transmisión SpA”, propietaria del sistema de transmisión dedicado Tolpán Mulchén 2x220 kV (VIII y IX Regiones) que evacúa la electricidad producida por el Parque Eólico San Gabriel (184 MW) actualmente en operaciones y permitirá posteriormente la inyección de la electricidad de los parques eólicos Tolpán Sur (73 MW), El Alba (42 MW) y Los Olmos (100 MW), todos ellos en distintas fases de desarrollo.

Durante el mes de octubre, el Coordinador Eléctrico Nacional adjudica a STA los proyectos de obras nuevas: Nueva Línea 2x220 kV Gamboa - Chonchi energizada en 110 kV, tendido del primer circuito (X región), Nueva S/E Seccionadora Epuleufu” (IX región), Nueva Línea 1x66 kV Angol - Epuleufu” (regiones VIII y IX) y la ampliación en S/E Angol 66 kV (BS)” (IX región).

En noviembre, entra en operación el proyecto “Ampliación S/E Kimal” de SATT en la II región (antes “Ampliación S/E Nueva Crucero Encuentro)

2020

Se pone en servicio la ampliación de la S/E María Elena 220kV (II Región), el segundo circuito de la Sistema de Transmisión Cabo Leones Maitencillo 220 kV (III Región), y también entra en operación la ampliación de la S/E San Andrés 220 kV (III Región).

En el ámbito de las licitaciones públicas, el Coordinador Eléctrico Nacional adjudica a Grupo Saesa el proyecto “Nueva S/E la Señoraza 220/66 kV” en la VIII Región, y el proyecto “Nueva S/E Seccionadora La Ruca 110 kV” en la IV Región.

A mediados del año, Sociedad Austral de Electricidad S.A materializa la venta de su participación en las sociedades Eletrans S.A., Eletrans II S.A. y Eletrans III S.A.

Se materializa la división de las sociedades Saesa y Frontel, pasando a conformarse las empresas de transmisión; Saesa Transmisión S.A. y Frontel Transmisión S.A., a las cuales les fueron transferidos sus activos relacionados a transmisión (incluyendo las acciones de Saesa en STS), en el marco del cumplimiento de la ley de giro único.

2019

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

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

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

En agosto, inicia su operación la Nueva Subestación Pargua, propiedad de STS. Ubicada a 60 km al suroeste de la ciudad de Puerto Montt.

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



2018

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

En octubre SATT, se adjudica mediante licitación pública internacional el proyecto de la S/E Guardiamarina ubicado en Antofagasta. En noviembre, la nueva subestación Kimal, propiedad de SATT, ubicada en medio del desierto de Atacama, inicia su operación en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

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

2017

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

SATT, filial del Grupo Saesa, cierra la adquisición de la S/E María Elena 220 kV por \$11.500 millones y se suscribe un contrato de peaje para la evacuación de la electricidad del parque fotovoltaico María Elena.

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

Durante el mes de junio, Grupo Saesa inauguró las instalaciones del proyecto de suministro eléctrico para el Observatorio Europeo Austral (ESO). La autoridad asignó mediante Decreto Exento N°418, la ejecución de 14 proyectos de transmisión zonal a STS

y 5 a Frontel por US\$200 millones y US\$28 millones respectivamente.

Eletrans, empresa filial del Grupo, pone en operación la línea de transmisión Ciruelos-Pichirropulli que une las localidades de San José de la Mariquina y Paillaco en la Región de los Ríos. Esta obra, tuvo una inversión total conjunta de US\$86 millones.

2016

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

2015

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

2014

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

2013

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

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

2012

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

2011

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

2010

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

2009 / 2000

2009

Finaliza la construcción del primer proyecto de electrificación rural conectado al SIC mediante el cruce aéreo entre islas. Retail alcanza 58 puntos de venta en la zona de concesión.

2008

Ontario Teachers' Pension Plan y Morgan Stanley Investment Funds adquieren la totalidad del Grupo Saesa.

2007

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

2006

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

2002

Se constituye SGA.

2001

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

2000

Saesa y STS modifican las instalaciones de transmisión que abastecen a la isla de Chiloé, quedando el sistema energizado con 110 kV. Saesa adquiere el 1,56% de las acciones de Edelsys que pertenecían a Corfo, aumentando así su participación al 91,67%.



Quinchao, Chiloé, Región de Los Lagos.

1999 / 1990

1999

Saesa y Frontel adquieren Creo Ltda.

1998

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

1996

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

1994

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

1989 / 1970

1989

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

1988

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

1986

Corfo, Edelaysen y Endesa inician la construcción de minicentrales hidroeléctricas y líneas de transmisión por la Carretera Austral.

1982

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

1981

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

1980

Copec se convierte en accionista mayoritario de Saesa y Frontel.

1969 / 1960

1960

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

1959 / 1950

1957

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

1956

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

1949 / 1926

1946

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

1926

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

CAPÍTULO DOS

ANTECEDENTES RELEVANTES
FACTORES DE RIESGO
MARCHA DE LA EMPRESA
GESTIÓN COMERCIAL
PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN
HECHOS RELEVANTES
GESTIÓN FINANCIERA

Chaitén, Región de Los Lagos.





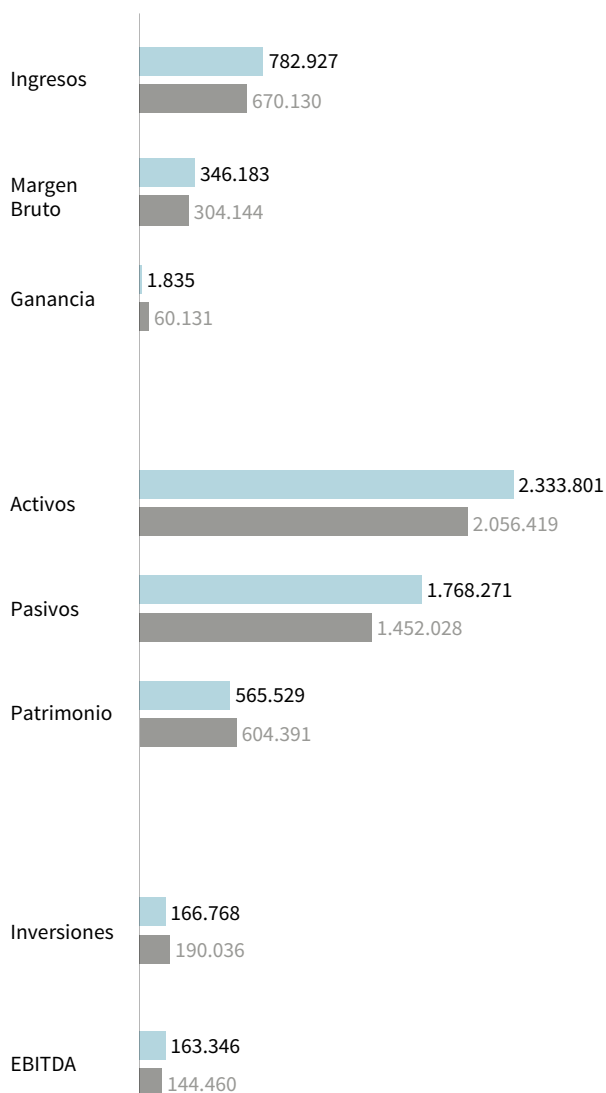
ANTECEDENTES RELEVANTES

ELÉCTRICAS DEL SUR

ANTECEDENTES FINANCIEROS

CONSOLIDADO (MM\$)

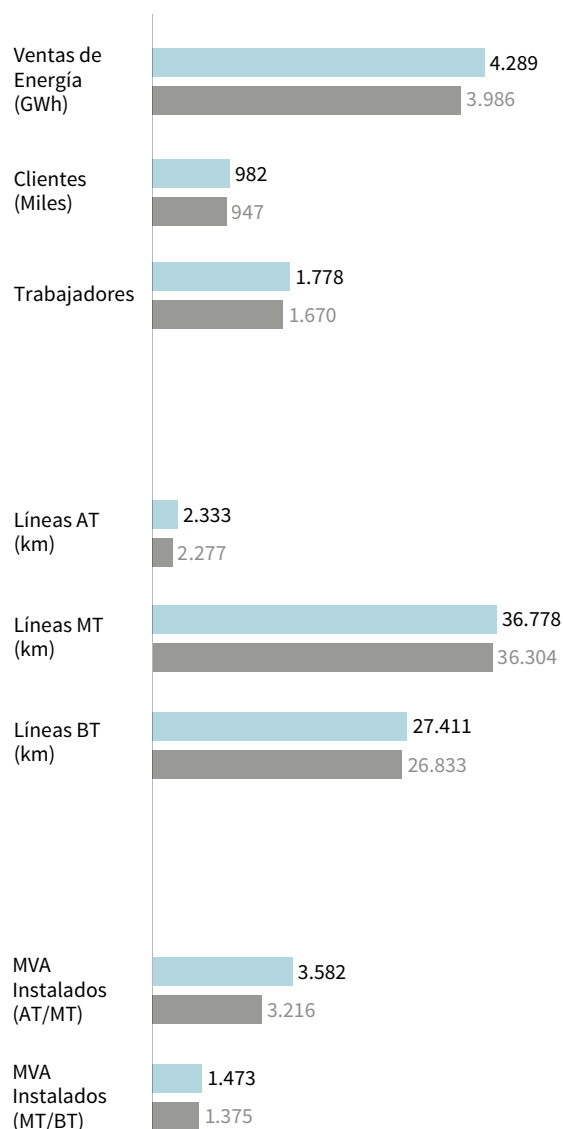
2022 2021



ANTECEDENTES OPERACIONALES

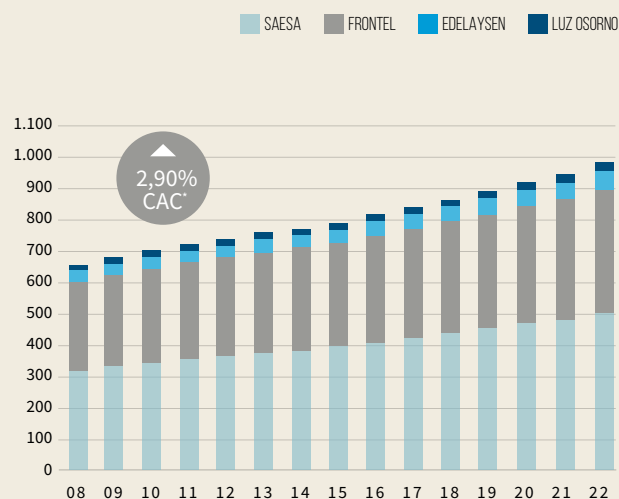
CONSOLIDADO

2022 2021



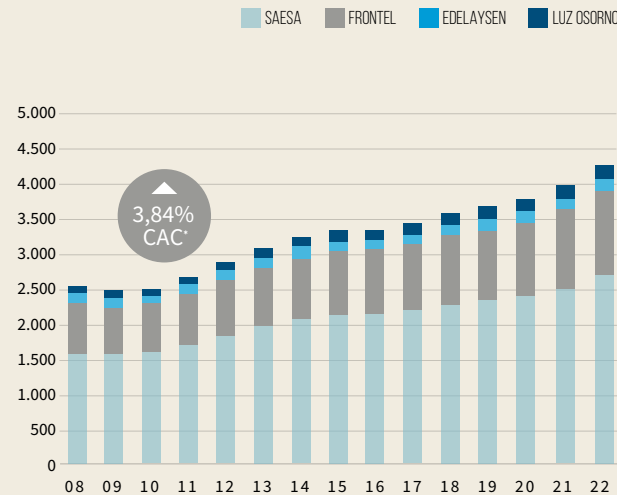
CLIENTES

(EN MILES)



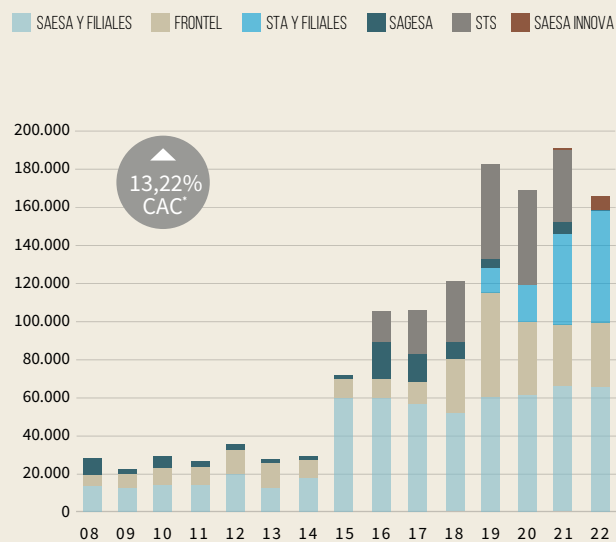
VENTAS DE ENERGÍA

(EN GWh)



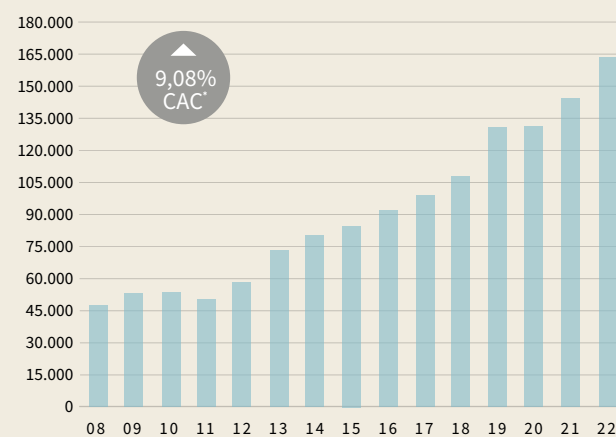
INVERSIONES

(EN MM\$)



EBITDA

(EN MM\$)



CLASIFICACIONES DE RIESGO

	BONOS	CLASIFICADORA
INV. ELÉCTRICAS DEL SUR	AA-	ICR / FELLER RATE
SAESA	AA+	ICR / FELLER RATE
FRONTEL	AA+	ICR / FELLER RATE
STS	AA+	ICR / FELLER RATE
STA	BBB/Baa2	Fitch / Moody's

GENERACIÓN

TIPO DE TECNOLOGÍA	MW INSTALADOS	CANTIDAD DE CENTRALES
EDELAYSEN		
Hidroeléctrica	22,59	7
Eólica	2,97	1
Diésel	49,80	20
Total	75,358	28

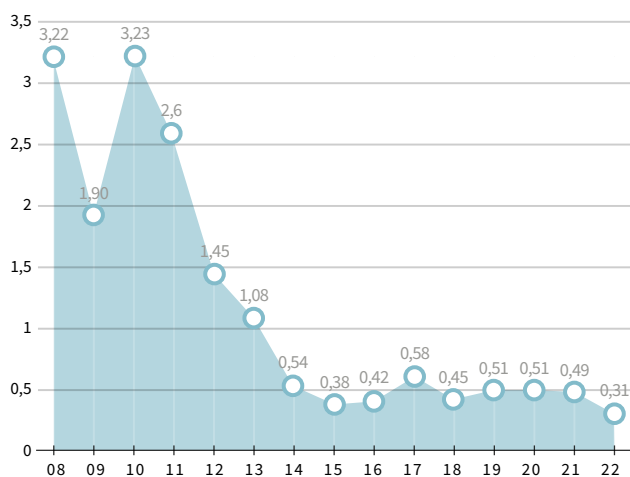
SAGESA		
Gas / Diésel	45,70	1
Diésel	103,87	78
Eólica	0,00	1
Solar / Panel	0,037	
Total	149,606	80

FRONTEL / Diésel	29,600	24
SAESA / Diésel	18,668	16
LUZ OSORNO / Diésel	1,600	1
TOTAL	274,83	149

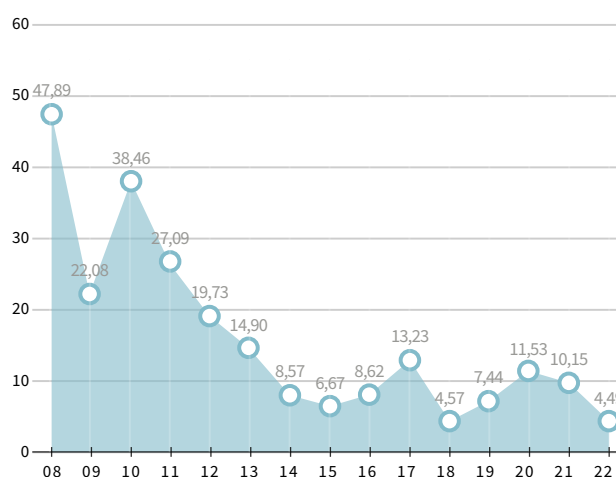
ÍNDICES DE SEGURIDAD

Los resultados de seguridad en la compañía para el año 2022 cierran con un RIRDA de 0,31 y LDR 4,49.

RIRDA (INDICADOR DE FRECUENCIA)



LDR (INDICADOR DE GRAVEDAD)





FACTORES DE RIESGO

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.



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 Saesa.

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:



Puerto Ramírez, Región de Los Lagos.

A) CAMBIO DE LA REGULACIÓN

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

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

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

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

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

- Proceso de revisión, discusión y consulta pública de modificaciones a la LGSE, que gestione el Ministerio de Energía. En este sentido, la Autoridad ya ha manifestado su interés por introducir perfeccionamientos a la reciente Ley de Transmisión y también para los Sistemas Medianos. Adicionalmente, durante el año 2020 se envió al congreso un proyecto de ley que establece el derecho a la portabilidad del servicio eléctrico, conocido como comercialización.
- Proceso de elaboración y consulta pública respecto de la reglamentación de diversas leyes, que defina el Ministerio de Energía.

- Proceso de elaboración o revisión, discusión y consulta pública de diversos cuerpos Normativos (Sistemas Medianos, NetBilling, Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), Servicios Complementarios (SSCC), entre otros), según el plan anual que defina la CNE.

B) FIJACIÓN DE TARIFAS DE GENERACIÓN

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

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

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

la energía vendida al precio establecido en dichos contratos bilaterales de suministro.

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

Para los sistemas medianos, la fijación de tarifas de generación es realizada cada cuatro años, reflejando los costos medios de generación eficiente en la zona correspondiente y estableciendo un plan de obras de expansión de carácter obligatorio. Los precios determinados son incorporados a la tarifa total del cliente final. En marzo 2020 se publicaron tarifas para los sistemas medianos que rigen desde noviembre 2018 a octubre 2022. En todo caso, producto de la ley N°21.194 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21-12-2019, las tarifas para los usuarios finales de los SSMM quedan estabilizadas temporalmente, y cuyas diferencias serán saldadas a medida que el precio medio de compra del conjunto agregado de distribuidoras sea inferior al precio estabilizado.

El proceso de tarificación de sistemas medianos para el período noviembre 2022 – octubre 2026 se encuentra en curso. Se espera que la CNE publique su informe técnico el primer semestre de 2023, el que puede ser discrepado por las empresas en el Panel de Expertos.

C) FIJACIÓN DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 24 de

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.

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 2022, se encuentra en curso el estudio de fijación de tarifas de distribución, período 2020-2024. El 23 de diciembre CNE publicó su Informe Técnico, el que será discrepado por las empresas de Grupo SAESA ante el Panel de Expertos, quién debe emitir su dictamen el primer semestre de 2023. Con ello, CNE emite un nuevo informe técnico, el que es la base para establecer las estructuras tarifarias que permiten recuperar los valores anuales determinados, y con las cuales se elabora el decreto respectivo, con vigencia retroactiva al 4 de noviembre de 2020.

También se encuentra en curso el proceso tarifario 2024-2028, del cual CNE emitió las Bases Técnicas Preliminares, las cuales fueron observadas por Grupo SAESA. De las observaciones no acogidas, o de los cambios no observados, se pueden presentar discrepancias al Panel de Expertos. Luego de emitido el dictamen, CNE debe licitar un estudio de VAD, el que es la base de su informe técnico.

Adicionalmente, está en curso una nueva modificación de la Norma Técnica de

Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, la que debiese ser publicada el primer semestre de 2023.

La misma Ley 21.149 exige a las empresas distribuidoras constituirse como sociedades de giro exclusivo de distribución y, en consecuencia, sólo pueden prestar dicho servicio público de distribución. Esta exigencia se aplica desde el 01.01.2021 pudiendo las empresas solicitar extensión del plazo hasta el 01.01.2022.

Adicionalmente, con fecha 02-11-2019, 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 31-12-2020. Los saldos resultantes entre el precio estabilizado y los precios que debieron aplicarse producto de las indexaciones ordinarias, cuyo riesgo queda a cargo de las generadoras, se saldarán con la entrada de los contratos de suministros ya firmados que en promedio son más baratos que los actuales. En todo caso, la tarifa final resultante para cada periodo antes de que salden las diferencias, no podrá superar el precio congelado indexado por el IPC, a menos que quede un remanente al 31-12-2026, 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. Se espera que CNE publique un nuevo informe técnico de valorización de servicios asociados durante el año 2023.

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. Luego fue modificada, incorporando un subsidio a las deudas del período de pandemia.

D) FIJACIÓN DE TARIFAS DE TRANSMISIÓN

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

- Para las obras nuevas construidas como resultado de los procesos de licitación mandados producto de los Planes de Expansión definidos por la Autoridad, su valor anual se fija por 20 años desde su puesta en operación en función de

los valores ofertados por las empresas licitantes.

- Para las obras de ampliación, se define el valor de inversión para los siguientes 20 años en función del resultado de la licitación de construcción y sus costos de operación, mantenimiento y administración son el resultado de un estudio tarifario.

- Para las obras existentes o pasados los 20 años de las obras licitadas, su valor anual se determina cada 4 años como parte de un proceso reglado de valorización. El primer proceso bajo esta nueva ley deberá establecer el valor anual de transmisión por tramo del período 2020-2023. Se está a la espera de la publicación del Informe Técnico Definitivo de CNE, el que es la base para los decretos tarifarios que elabora el Ministerio de Energía con aplicación retroactiva a enero 2020.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de la Transmisión son monitoreados continuamente, en función de los cambios que la autoridad introduzca con ocasión de cada nuevo proceso tarifario, con el objeto de proteger los activos de la Sociedad y rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la reglamentación vigente, esto es, ante la CNE, el Panel de Expertos o la Contraloría General de la República, según sea el caso. El decreto de valorización de transmisión período 2020-2023 se encuentra en

proceso de toma de razón, el que tendrá vigencia retroactiva a enero 2023.

Adicionalmente, la CNE está iniciando el proceso de tarificación 2024-2027. Se espera que durante el 2023 se realice el proceso de calificación de instalaciones para luego iniciar el estudio, que realiza un consultor y supervisa un comité.

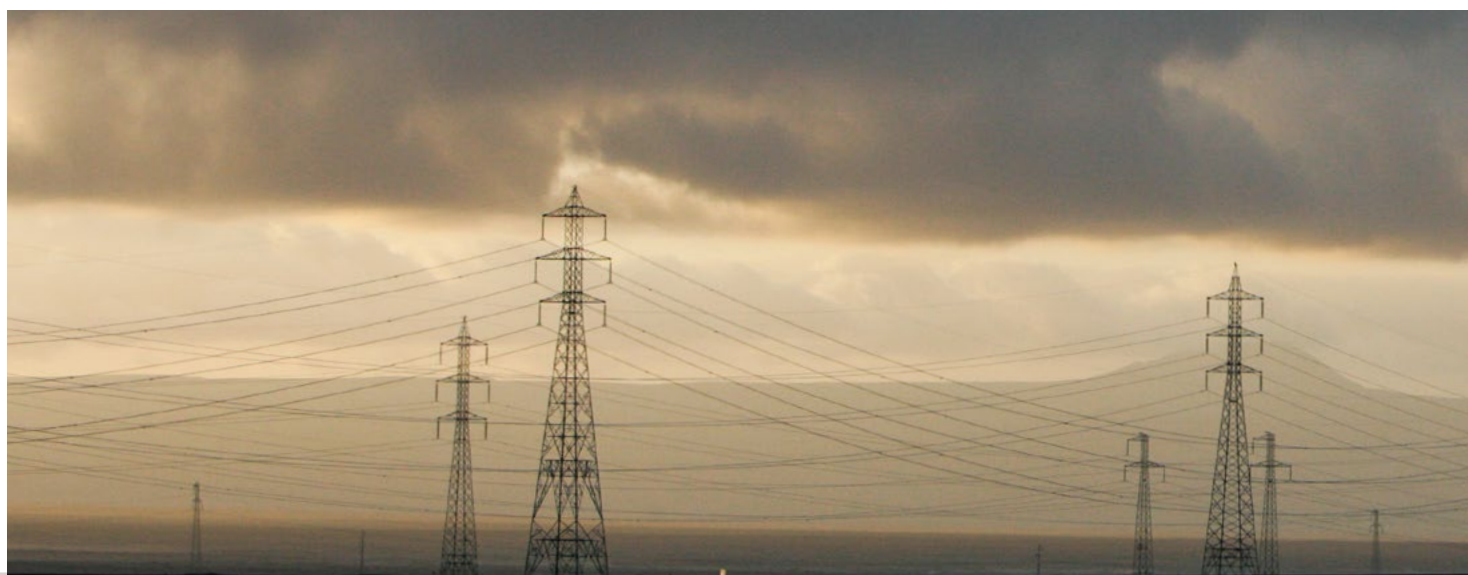
RIESGO CONTRATO DE SUMINISTRO Y ABASTECIMIENTO

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



Sector Inca de Oro, Región de Atacama.

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.

BJ 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^{vv}, de liquidez y de mercado, se encuentra en la Nota 4. Política de Riesgo de los Estados Financieros.



MARCHA DE LA EMPRESA



Sector laguna Chiguay, Región de Aysén.

NUESTRA META ES OFRECER A NUESTROS **CLIENTES Y A LA COMUNIDAD** SOLUCIONES ENERGÉTICAS QUE MEJOREN SU **CALIDAD DE VIDA**.

EXCELENCIA OPERACIONAL

Durante los últimos años, las empresas distribuidoras de Grupo Saesa han vivido un importante proceso de transformación y modernización de sus operaciones con el objetivo de seguir entregando energía segura y confiable a sus clientes. Este proceso de modernización se ha centrado en el ámbito del fortalecimiento de la red de distribución, la implementación de nuevos modelos de operación, el desarrollo de las personas y una última etapa, en la cual hoy se encuentra trabajando la compañía, que es la eficiencia y el foco en la información al cliente, particularmente desde sus equipos técnicos de terreno. Este proceso

de transformación busca consolidar un servicio seguro y continuo, que garantice una experiencia de calidad hacia el cliente.

En el año 2022, se ha continuado mejorando la calidad de servicio, a pesar de las numerosas dificultades y en especial las inclemencias del clima vividas entre enero y septiembre, que trajeron ocho fuertes y prolongados temporales, siendo los de abril los de mayor impacto de los últimos 5 años. Gracias a las inversiones y planes de mantenimiento de la red, así como a una efectiva gestión tecnológica y de equipos en terreno desde los centros de

control, se obtuvieron buenos resultados, logrando una recuperación promedio del 87% de los clientes en el primer día.

En cuanto al desempeño anual de la calidad de servicio, medida por los indicadores globales SAIDI y SAIFI, que representan las horas promedio en que los clientes permanecen sin suministro y la cantidad de interrupciones promedio por cliente, debido a la responsabilidad de sus distribuidoras, ha mejorado considerablemente en comparación con 2017: Frontel pasó de 58.9 a 21.62 horas en 2022, Saesa de 21.0 a 14.78 horas, y

Edelaysen de 34.4 a 12.66 horas, esto dado el robusto plan de inversión, mantenimiento y gestión operacional implementado.

El plan de inversiones de los últimos años ha estado enfocado principalmente en la implementación de equipos de maniobra automática, buscando establecer una red inteligente y flexible capaz de reducir el número de clientes afectados por una interrupción y el tiempo de esta, mediante transferencia de consumos. Este fortalecimiento de la red ha permitido que, ante interrupciones de gran envergadura, la capacidad de restablecimiento del suministro se realice antes de 30 minutos al 80% de los clientes afectados.

Respecto del desarrollo del Plan de Mantenimiento de Líneas y Equipos se ha logrado avanzar de manera efectiva, en la estrategia preventiva asociada a la inspección de instalaciones prioritarias y críticas de la red de distribución, con un progreso de más de 10.000 km. de líneas MT y del 100% de los equipos primarios inspeccionados, generando con ello, de manera oportuna y adecuada las distintas acciones de mantenimiento o renovación, lo que se orienta y alinea con el próximo objetivo, que dice relación con el mantenimiento predictivo y de gestión de activos (basado en condición y/o riesgo).

Respecto al manejo de vegetación, se ha implementado una estrategia que define polígonos troncales, forestales, arranques secundarios y centros urbanos con las variables de criticidad según un levantamiento, todo esto, apoyado por tecnología y recursos humanos especializados (capas satelitales, drones e inspección pedestre), matriz de crecimiento, densidad, análisis histórico de fallas, impacto en indicadores de calidad, y topología de la red, realizando una evaluación trimestral del plan. Durante el año 2022, se realizó la ejecución de 6.307 km. con un presupuesto de MM\$8.800 con 88 brigadas, 6 líneas de mantenimiento mecanizado y la aplicación de herbicida en algunas especies, todos los trabajos según los estándares establecidos en el manual de calidad.

De igual forma durante el año 2022, se avanzó en la consolidación de la técnica constructiva de soterrar líneas de media tensión directo en tierra. Esta técnica aplicada principalmente en zonas rurales permitirá a la compañía disminuir las interrupciones principalmente por caída de árboles, impacto de aves, choques de postes, entre otras, lo que implica una mejora sustancial en la calidad de servicio a los clientes. Por otro lado, esta solución que tiene una importante inversión inicial, tiene también una reducción en gastos,

dada la disminución del mantenimiento de líneas y de la faja eléctrica, que se refleja en las compensaciones legales destinadas a los clientes debido a la menor cantidad de interrupciones.

Dentro del desafío de avanzar en materia de transformación digital con foco en mejorar la calidad de servicio, se han implementado soluciones sistémicas para robustecer el plan de mantenimiento anual en las distribuidoras de Grupo Saesa, incorporando el gestor de tareas que permite efectuar inspecciones, registrar hallazgos y automatizar la asignación de tareas de mantenimiento en un entorno de un 100% digital, optimizando tiempos de respuesta, entregando trazabilidad sistémica de las acciones y posibilitando el seguimiento de la ejecución de las actividades planificadas.

Orientados al mantenimiento predictivo, se incorporó una plataforma web destinada al análisis de fotografías, videos y/o imágenes termográficas mediante herramientas de Inteligencia Artificial (Machine Learning), orientada a la detección de irregularidades, condiciones anormales o hallazgos en los elementos que componen la red de distribución de Media Tensión perteneciente a Grupo Saesa. Dentro de los estándares operacionales, y a modo de entregar un suministro seguro y confiable, se avanzó en mejorar la operación de los procesos bajo estándares internacionales, en particular desde el año 2019 las distribuidoras de Grupo Saesa se han certificado en la "Norma ISO 22301 de Continuidad del Negocio", lo que permite responder y estar preparados de forma segura y correcta, frente a eventos disruptivos que pudieran afectar el suministro eléctrico.

Desde el año 2022, la compañía está trabajando y preparándose para avanzar en la certificación de la "Norma ISO 55001 de Gestión de Activos", que permitirá administrar las instalaciones de la red de distribución, de una forma estratégica que asegure un servicio eléctrico continuo, de calidad y con rentabilidad en los activos.





SUSTENTABILIDAD

REPORTE Y ESTRATEGIA DE SUSTENTABILIDAD

A mediados del año 2022 Grupo Saesa publica su tercer Reporte de Sustentabilidad, que da cuenta a todos los stakeholders, en forma transparente y detallada, la gestión realizada durante el año 2021.

Al igual que en años anteriores y para informar acerca de los planes, actividades,

objetivos y resultados en materia social, ambiental y económica, la compañía continuó basándose en la metodología GRI (Global Reporting Initiative) para la elaboración del reporte, apegados de esta forma a estándares y parámetros de nivel mundial.

La estrategia 2022 de Grupo Saesa en materia de sustentabilidad se sostuvo en 3 pilares fundamentales: Operación Responsable, entregando energía con

los más altos estándares de la industria; Sintonía con el Entorno, en virtud del cual se busca sintonizar y alinear las diferentes actividades con los intereses de la comunidad y el cuidado del medio ambiente, y finalmente el pilar de la Amplificación Energética, que busca proveer alternativas y soluciones sustentables tales como el recambio energético y el acceso de zonas aisladas a la electricidad mediante el uso de nuevas tecnologías.

INICIATIVAS DE RELACIONAMIENTO COMUNITARIO DEL GRUPO SAESA

PROGRAMA SOMOS VECINOS

Este programa que lleva desarrollándose desde hace 10 años en la compañía, es un espacio de encuentro y diálogo con la comunidad que busca principalmente atender inquietudes, trabajar conjuntamente en soluciones y entregar información de interés a diferentes miembros de la comunidad, a través de reuniones participativas presenciales o modalidad online con organizaciones sociales, como juntas de vecinos, bomberos, comunidades rurales, gremios, cámaras de comercio, concejos municipales, clubes deportivos, escuelas y liceos, entre otros.

El 2022, tras la pandemia, se logró reactivar dichas reuniones presenciales totalizando alrededor de 150 encuentros, reuniendo en estos a más de 1.700 personas a lo largo de 45 comunas, en la misma línea y enfocados en potenciar el desarrollo de este programa, es que en el transcurso del año se realizaron 296 programas radiales, en 130 radios diferentes a lo largo de 98 comunas, completando más de 10 mil minutos al aire, llevando información actualizada y útil a comunidades lejanas geográficamente.

PROGRAMA LIGA SAESA

Considerado el más importante campeonato de básquetbol formativo que existe en Chile y principal semillero de jóvenes talentos que nutren a selecciones nacionales menores. Esta liga es financiada y organizada por Grupo Saesa desde el año 1999.

Este 2022, se reabrieron las puertas del campeonato para continuar apoyando el deporte y transformando la vida de niños, jóvenes y por supuesto sus familias, en torno a la sana competencia y el trabajo en equipo. Se jugaron más de 400 partidos a lo largo de 5 meses, con la presencia de aproximadamente 1.600 niños y jóvenes basquetbolistas orgullosos representantes de 20 clubes pertenecientes a 16 comunas.

PROGRAMA A LA ESCUELA CON ENERGÍA

Con el propósito de conectar con el inicio de clases, este programa contempla la entrega de mochilas, útiles escolares y equipamiento audiovisual, musical o deportivo a escuelas rurales y sus niños.

Adicionalmente se incentiva el ahorro de energía, a través de una competencia de eficiencia energética entre las escuelas, donde se les orienta respecto del consumo de sus artefactos eléctricos y se les proponen diferentes medidas de ahorro.

El 2022 participaron en el programa

96 escuelas de 39 comunas diferentes involucrando de esta forma en la competencia por ahorrar energía a más de 2.500 niños. El resultado de esta iniciativa fue; 8 escuelas ganadoras que en promedio lograron disminuir casi un 40% de su consumo eléctrico con respecto al año anterior.

PROGRAMA DE CONEXIÓN DE SEDES SOCIALES

A través de este programa, se busca conectar a la red eléctrica a sedes sociales de juntas de vecinos, organizaciones comunitarias, clubes deportivos, parroquias o rucas, construidas con el esfuerzo de los vecinos, pero que no han contado nunca con suministro eléctrico. Es así como durante el 2022 Grupo Saesa ha conectado a la red y la instalación eléctrica interior sin costo alguno, a 22 inmuebles en 15 comunas, estimando más de 2 mil personas beneficiadas.

PROGRAMA LICEOS ELÉCTRICOS

Con foco en el proceso formativo de estudiantes de electricidad, de tercer y cuarto año de enseñanza media de liceos técnico-profesionales, este programa cumplió diez años desde su lanzamiento, con un total de 22 liceos beneficiados, compartiendo con ellos conocimientos y experiencias a través de clases prácticas y teóricas, demostraciones, visitas guiadas, entrega de elementos de protección personal y la donación de patios



Programa Liga Saesa



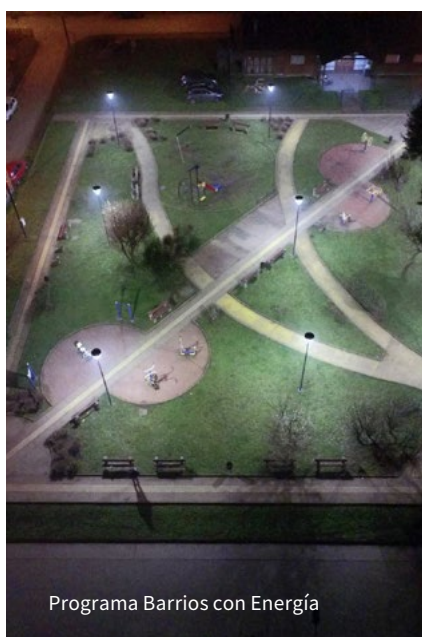
Programa A la Escuela con Energía



Programa Somos Vecinos



Programa Mujeres con Energía



Programa Barrios con Energía



Programa No + Pilas

de entrenamiento construidos para los establecimientos.

El 2022 se sumaron 3 nuevos liceos y 90 alumnos a este programa, establecimientos pertenecientes a las comunas de Chile Chico, Gorbea y Arauco.

PROGRAMA MUJERES CON ENERGÍA

Este programa que nace como un hito en medio de la pandemia y gracias a la comunicación permanente con la comunidad, permitió a la compañía visibilizar diferentes historias de mujeres que habían quedado sin trabajo como consecuencia de la crisis sanitaria y que por supuesto requerían de manera urgente un apoyo real que les permitiera contar con adecuadas herramientas que eventualmente las llevaran a poder desarrollar un emprendimiento de la mejor manera posible.

Es así como surge este programa, que trata de una academia de emprendimiento articulada con la colaboración del Instituto Profesional AIEP y los Centros de Negocios Sercotec, que entrega capacitación a microempresarias de todas las edades, desde la región de Ñuble hasta la región de Aysén.

El 2022, a partir de 2 academias desarrolladas durante el año, se recibieron 1.033 postulaciones, seleccionando finalmente a 172 emprendedoras, que pudieron asistir a clases virtuales, con módulos de libre acceso y clases magistrales impartidas. Entre las alumnas, se premiaron a las 40 mujeres con mejor desempeño académico, quienes fueron reconocidas con importantes premios.

PROGRAMA CONECTA TU ENERGÍA

Grupo Saesa, conectado en todo momento con la necesidad de las personas de mantenerse activamente relacionadas con el mundo a través de sus teléfonos, en especial en momentos críticos como pudiera ser por ejemplo en un centro asistencial con tiempos de espera considerables, es que realiza durante el 2022 una donación de 24 tótems de carga eléctrica para celulares a centros de salud familiar, hospitales y un terminal de buses, estimando aproximadamente 17 mil personas beneficiadas en 24 comunas.

PROGRAMA BARRIOS CON ENERGÍA

A través de este programa se busca llevar luz a espacios públicos para que la comunidad pueda volver a compartir

en lugares tales como plazas, parques, canchas de fútbol o multicanchas de barrios entre otros. Lo más relevante además de contribuir con iluminación es también velar por la seguridad de los vecinos en lugares tan frecuentados como paraderos de micros, costaneras o muelles.

El 2022 se llevaron a cabo 18 intervenciones lumínicas en 18 comunas diferentes llevando luz a espacios potencialmente inseguros y beneficiando con ello a más de 12 mil personas en total.

PROGRAMA NO + PILAS

Desde su implementación, hace más de 10 años, la compañía apoya diferentes iniciativas de instituciones y comunidades para la recolección de pilas. Las campañas tienen como objetivo evitar que las pilas, consideradas un residuo peligroso, lleguen al medioambiente y lo contamine. Grupo Saesa se responsabiliza del transporte y disposición final.

El 2022 se logró reunir alrededor de 14 toneladas de pilas a lo largo de 70 comunas y 5 regiones, como se detalla mas adelante en el apartado de medioambiente.

MEDIOAMBIENTE

Grupo Saesa continua durante el año 2022, con su permanente ampliación energética, es así como se siguen desarrollando y fomentando proyectos vinculados con energías renovables, generando así soluciones eólicas y fotovoltaicas.

A través de su filial Saesa Innova, en conjunto con Saesa (la distribuidora), se desarrollaron 17 proyectos fotovoltaicos en centrales de norma técnica de acuerdo con el siguiente detalle y que totalizan 14.148 MWp:

PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

Grupo 1	POTENCIA (MWp)	GRUPO 2	POTENCIA (MWp)	GRUPO 3	POTENCIA (MWp)
San Ignacio	0,69	Carahue	0,68	Queule	1,3
Quilacoya	0,83	Perquenco	1,37	Nueva Toltén	1,2
El Carmen	1,38	Nueva Imperial	0,58	Lago Ranco	0,68
Talcamavida	0,6	Teodoro Schmidt	0,52	Fresia	0,37
Yumbel	0,58	Puerto Saavedra	1,03	Quenuir	0,65
Laja	0,83	Vilcún	0,87		
Total	4,9	Total	5,05	Total	4,2

Estas soluciones generaron un impacto beneficioso en la calidad de vida de las familias, fomentando el desarrollo de las mismas.

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

- Proyecto de autoconsumo, comuna de Panguipulli, 2.93 MWp instalados en suelo y con tracker 2V.
- Proyecto de autoconsumo, comuna de Lautaro, 0.913 MWp instalados en suelo.
- Construcción de proyectos Netbilling de 136.1 kWp para clientes agrícolas en la comuna de Purranque.
- Proyecto de autoconsumo, comuna de Purranque, 0.217 MWp instalados en suelo.

Estos proyectos, continúan permitiendo a los clientes generar ahorros significativos en sus cuentas de suministro a través de una generación limpia y renovable.

En el contexto del cuidado del medioambiente, desde el año 2011 Grupo Saesa 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), Municipalidades y comunidad organizada 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 “No + Pilas”, invita a la toda la comunidad a formar parte activa de esta iniciativa, continuando una cultura de recolección domiciliar y disposición en puntos habilitados.

Desde su implementación hemos apoyado campañas donde se han reunido más de 79 toneladas de pilas, en el año 2022 se realizaron un total de 9 campañas donde se logró recolectar un total de 13.882 kg., distribuidos de la siguiente manera entre las filiales: Frontel 5.266 kg. (38%), Saesa 7.866 kg. (57%) y Edelayen 750 kg. (5%).

De igual forma, durante el año 2022 se gestionaron 301 toneladas entre equipos eléctricos asociados a transformadores y reguladores en desuso, los cuales se distribuyen en las siguientes proporciones; 281.000 kg. correspondientes a la filial Saesa (93,35%) y 20.000 kg. (6,65%) correspondientes a la filial Frontel.

En este año, y luego de haber retomado el trabajo presencial, se reanudó la gestión

de residuos reciclables en el edificio corporativo de la compañía. En dicho contexto, entre enero y diciembre se logró reincorporar a la cadena de valor un total de 3,14 toneladas de residuos reciclables, una cifra que muestra una leve disminución respecto del año anterior. Durante este periodo ingresaron al proceso de economía circular 3.140 kg. de residuos, que se distribuyeron de la siguiente forma; papel 553,65 kg. (18%), cartón 1.015,1 kg. (32%), plástico 223,3 kg. (7%), aluminio 59,65 kg. (2%), residuos orgánicos 409,4 kg. (13%), vidrio 835,1 kg. (27%) y tetrapak 43,5 kg. (1%).

Otro tipo de residuos que pasaron por un proceso de revalorización durante el año 2022, son aquellos denominados Residuos Industriales No Peligrosos (RINP) 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 un total de 2.478 toneladas, distribuidas en los siguientes tipos; Hormigón 2.109,1 toneladas (85,1%), Tejas y materiales cerámicos 67 toneladas (2,7%), Cobre 151,2 toneladas (6,1%), Aluminio 101,3 toneladas (4,1%), Hierro y acero no galvanizado 4 toneladas (0,2%) y Hierro y acero galvanizado 45,4 toneladas (1,8%).

En otros aspectos medioambientales, y



respecto 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 los 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 2022 Grupo Saesa reforestó 48,04 hectáreas de bosque nativo dentro de su zona de concesión, las cuales se distribuyen de la siguiente manera entre sus filiales; Saesa 14,85 hectáreas (31%), Luz Osorno 13,21 hectáreas (27%), Edelayen 6,5 hectáreas (14%), Sagesa 0,26 hectáreas (1%), STS 7,8 hectáreas (16%) y STC 5,42 hectáreas (11%).

PERSONAS, EL VALOR DE LA EMPRESA

Lo más importante para Grupo Saesa son las personas, a la fecha la dotación asciende a 6.051 colaboradores de los cuales 1.865 (incluye Servicios Mineros - Ex ENEL y Newco) pertenecen a las empresas del Grupo y 4.186 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 2022.

Se continúa transitando hacia una cultura centrada en el cliente ocupados de su bienestar, del crecimiento de los colaboradores y colaboradoras, y de proporcionar las herramientas necesarias para estar siempre mejor preparados. Asimismo, cada vez más conscientes del impacto que la compañía tiene para sus colaboradores, clientes y comunidades con las que se relaciona, Grupo Saesa trabajó en un proceso abierto y participativo en la definición de un propósito común, que permitió recordar el sentido y el beneficio

de lo que hace la compañía de cara a las personas y a la sociedad en general.

Somos energía que conecta y transforma vidas, es hoy día el mayor propósito, cuyo lanzamiento fue en 2021 y que se ha comunicado y promovido masivamente entre los colaboradores como guía e inspiración en aspectos más estructurales.

SOMOS FORMADORES

- El año 2022, fue un año de retorno a la normalidad saliendo de pandemia, donde el aforo en ciertos cursos contribuyó a una mayor cantidad de participantes para las actividades presenciales, tales como Escuela de Linieros, Roce, Modelo Cortez, asimismo se continuó con el formato de cursos híbrido (virtual y presencial) en actividades de Gestión y Liderazgo, Cursos Técnicos, logrando generar mayor eficiencia en los procesos de formación en los diversos programas.

También se diseñaron nuevas metodologías de formación, implementándose cápsulas en forma semanal para el piloto Jefes de Faena de Elite, que abordaron temas orientados a la gestión y liderazgo para este rol.



- Al cierre del 2022 se realizaron 125.651 horas, conducentes al desarrollo profesional de los trabajadores, un 25% superior al año 2021. Participaron en la formación 3.503 colaboradores, siendo 1.982 pertenecientes a empresas contratistas, realizando un total de 31.764 horas de formación, en cuanto a personal propio se capacitaron a 1.532 colaboradores con 93.887 horas de formación.

- Como ya es tradición dentro de la compañía se continúa con el Programa Crece, beneficiando a 80 colaboradores, cuyo programa de desarrollo contempló 44 mil horas.

- 16 jóvenes egresaron de la Escuela de Linieros N°16 como Ayudante de Liniero de Obras y Mantenimiento, este programa fue creado con la finalidad de formar especialistas con competencias técnicas en electricidad, seguridad y gestión, impartido por instructores especializados de la compañía, cuyos alumnos fueron representados por empresa contratista Telecsa e Ingen, efectuando un total de 3.840 horas de formación en los 3 meses que duró este programa, lo que consolida a 264 alumnos egresados de las diferentes Escuelas de la Linieros.

- El compromiso con las personas, la sociedad y el medio ambiente se traduce en acciones concretas que buscan el beneficio de todas las partes, por ello el Programa de Responsabilidad Social Empresarial (RSE) contribuyó en gran medida al bienestar y desarrollo a través de la formación de 178 personas, registrando un total de 518 horas, con una inversión de MM\$41 en las áreas que se presentan a continuación:

- ✓ Electricidad domiciliaria.
- ✓ Manejo de datos Excel Nivel intermedio.
- ✓ Seguridad y Prevención de Riesgos.
- ✓ Técnica de elaboración de cecinas y embutidos artesanales.
- ✓ Técnicas para la aplicación de capacidades sociolaborales e inserción.

- El Programa de Becas Laborales con enfoque en el desarrollo de competencias laborales en el año 2022 tuvo una inversión de MM\$66, donde 6 Otec se adjudicaron 14 cursos que se lograron ejecutar en diferentes comunas, la cantidad de participantes tuvo un alcance de 230 personas, el beneficio entregado por este programa es posibilitar a la comunidad el acceso a un trabajo dependiente o independiente de calidad, a personas vulnerables y/o en situación de riesgo,

cesantes, y a quienes buscan trabajo por primera vez.

Las temáticas entregadas en los cursos son las siguientes:

- ✓ Gestión de emprendimiento en personas mayores (Lonquimay).
- ✓ Habilidades digitales para el trabajo (Río Negro, Quinchao, San Pablo, Toltén, Chiguayante).
- ✓ Potenciando mi negocio (Santa Bárbara, Curanilahue, Panguipulli, Lebu, Saavedra).
- ✓ Manejo de hortalizas procesadas (Aysén).
- ✓ Herramientas computacionales básicas (Valdivia).
- ✓ Herramientas básicas de comunicación en inglés (Hualaihué).

- Este año al igual que el anterior continuo fuertemente el Foco en el cliente, incorporando tres nuevas zonas del Front office al programa Modelo Cortez (Osorno, Puerto Montt y Chiloé), el cual tiene como principal objetivo entregar las herramientas necesarias para brindar una atención de excelencia, basada en la internalización de conductas de servicio al cliente alineadas con nuestra propuesta de valor. En las que se destacan:

- ✓ Cercanos y Empáticos.

- ✓ Ágiles al Resolver.
- ✓ Somos Expertos y te Asesoramos.

También en la línea del Foco en el cliente se diseñó e implementó un programa especial para “Lectura y Reparto”, el cual está orientado a proporcionar herramientas básicas en la atención con el cliente final, teniendo una participación de 225 colaboradores, distribuido en todas las zonas quienes realizaron 2.072 horas de formación.

- El programa de “Formadores Internos” además de mejorar el sentido de equipo dentro de la compañía, viene a fortalecer el rol de formador que existe dentro de la cultura de Grupo Saesa, trabajando plenamente bajo los valores considerados como la esencia del grupo, destacando colaboración, flexibilidad e innovación los cuales, son el motor para seguir desarrollándonos en distintas materias de formación. Durante el año 2022, participaron 1.371 colaboradores, quienes realizaron 5.150 horas de capacitación, los temas abordados fueron los siguientes:

- ✓ Empalmes Monofásicos Domiciliarios.
- ✓ Cómo estamos creciendo en Transmisión.
- ✓ Líneas eléctricas y vegetación, nuevas obligaciones.
- ✓ Taller “El hurto de energía eléctrica y su impacto en nuestros clientes”.
- ✓ Taller de regulación eléctrica.
- ✓ Medición inteligente en Grupo Saesa.
- ✓ Gestión de tareas con office 365.
- ✓ Ley de servicios básicos.
- ✓ Metodología pLuz.
- ✓ Protección de datos personales.

- Se continúa con las Inducciones de Cultura y Seguridad, Foco Crítico; cuyo objetivo es 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 447.

- Este año, se concluyó el tercer semestre del programa “Malla de especialistas” cuyo objetivo es potenciar el talento a nivel de especialistas y de este modo asegurar que la compañía cuente con capacidades tanto técnicas como de gestión necesarias para el desarrollo actual y futuro del negocio. En este programa participaron

34 colaboradores, quienes realizaron 1.492 horas de formación; siendo el alcance colaboradores de las áreas 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; este año se puso en régimen el piloto que inicio el año 2021, continuando con Frontel específicamente con la Zonal Araucanía, con este programa se busca 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 en Cautín con 7 mentores y 53 linieros en la Zonal Araucanía, durante el segundo semestre.

- Se realizaron actividades de sensibilización para las Zonas de Conflicto operacional en las localidades de Cañete, Angol y Temuco, durante los meses de julio y agosto, se realizaron 19 jornadas de capacitaciones de 1 hora y media que registraron una asistencia de 900 trabajadores. En estas actividades, las metodologías de capacitación que se aplicaron fueron:

- ✓ Videos simulados por eventos o atracos en sectores de la ZRO, participando brigadas de empresa y contratista junto a actores del equipo.
- ✓ Jornadas de reflexión y toma de conciencia de la realidad en la zona, con experiencia de colegas que han vivido el proceso.
- ✓ Reforzar las 5 reglas de Oro.
- ✓ Videos y material entregados al Área PPRR para reforzar en jornadas de seguridad.

- El Sistema de Evaluación de Desempeño y Recompensa (SEDR) se realizó en 2022 con sus 2 estados característicos (estado A y estado B) con la vuelta a la presencialidad, las retroalimentaciones se hicieron de forma presencial y virtual, quedando a elección de cada evaluado y evaluador. Para el Estado B se reconfiguró el formulario de evaluación en facilita, pasando de un formulario lineal a uno en 360°, esto disminuyó los errores para los usuarios y mejoró la capacidad de reportería de los administradores. Además, se presentó la propuesta de mejoras para el modelo del SEDR que contempla los próximos 3 años.

- Grupo Saesa cuenta con una política de diversidad, equidad e inclusión que promueve espacios laborales libres de discriminación entre colaboradores y fomenta la igualdad de oportunidades en procesos de reclutamiento, desarrollo de carrera, beneficios y promoción.

Con el objetivo de involucrar nuevas miradas, voces y opinión a la estrategia D.E.I., se conformó el comité de diversidad equidad e inclusión, espacio colaborativo compuesto por 7 líderes en roles claves dentro de la compañía que promueven las buenas prácticas D.E.I.

Bajo el compromiso de crear una cultura que respete, valore y promueva la diversidad de los talentos internos a través de diversas capacitaciones y charlas de sensibilización, se sumaron competencias de comunicación de personal front office en lengua de señas y mapudungun. En esta misma línea, se amplió la gestión formativa a clientes y comunidad beneficiando a hombres y mujeres, personas con discapacidad, migrantes y personas mayores (510) a lo largo de nuestra zona de operación en oficios como:

- ✓ Guardias de seguridad.
- ✓ Técnica de cuidado primario a personas en situación de dependencia.
- ✓ Técnica adaptación al mundo laboral.
- ✓ Herramientas básicas de administración de bodegas.
- ✓ Técnicas de manipulación, higiene y preparación de alimentos.

que buscan fomentar la inserción laboral o emprendimiento de las y los beneficiados, llegando a un total de 2.637 horas de capacitación online y presencial.

En términos regulatorios sobre inclusión laboral de personas con discapacidad (ley 21.015), las empresas Saesa, Frontel, Edelayen y STS cuya dotación supera las 100 personas lograron asegurar su 1% a través de contratación directa.

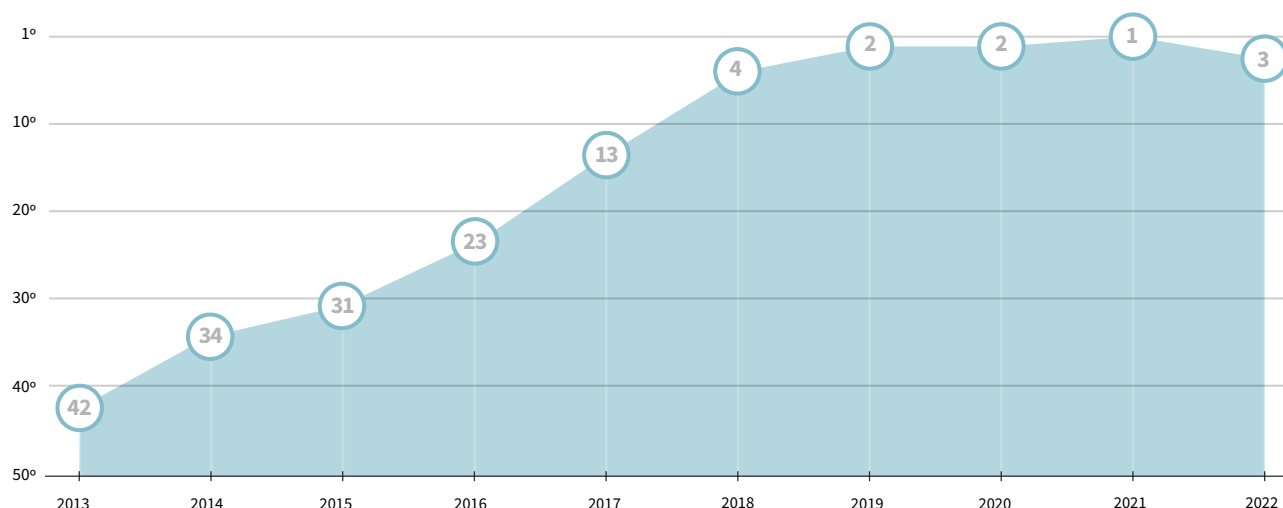
UN GRAN LUGAR PARA TRABAJAR

Grupo Saesa continúa posicionándose como una de las mejores empresas para trabajar en Chile, según consta en el ranking Great Place to Work.

La compañía ha trabajado fuertemente para construir una cultura única y diferenciadora, avanzando notoriamente en su lugar en el ranking desde el 2013 a la fecha.

EVOLUCIÓN RANKING GREAT PLACE TO WORK

50 MEJORES EMPRESAS PARA TRABAJAR EN CHILE



SEGUIMOS CUIDANDO A LOS NUESTROS

Sabemos que la pandemia nos acompañará por un tiempo más y es por lo que se hizo necesario retomar nuestras actividades y rutinas diarias de la manera más normal posible. Una de ellas fue el retorno total el 1 de marzo a nuestras oficinas porque sin duda nuestra cultura y gran clima lo construimos trabajando en equipo, intercambiando ideas, viéndonos y conectándonos de forma presencial.

Hasta hoy mantenemos el comité de crisis. La misión es asegurar la continuidad de la operación, el resguardo de los trabajadores en su retorno, para que cuenten con las condiciones sanitarias óptimas.

Luego de transitar durante más de 2 años en pandemia, continuamos reforzando la entrega de herramientas y facilitando condiciones de seguridad física y mental a los trabajadores. Creamos con un **Programa de Agotamiento Laboral** que nació en el 2021 propio del contexto pandemia, y que ahora se mantiene como un plan permanente de gestión de riesgos en salud. Su objetivo es facilitar herramientas y acompañar a las áreas que presenten alertas en indicadores de agotamiento laboral para abordarlas de manera integral.

Al instalarse la pandemia en el mundo, definimos un comité de crisis con la misión de evaluar la contingencia y buscar propuestas de solución a las dificultades que fueran presentándose. Allí surgió nuestro protocolo de seguridad sanitaria laboral, junto con las definiciones y acciones ante el Covid-19. Como empresa de servicio, necesitábamos proteger a nuestros colaboradores, pero también a nuestros más de 950.000 clientes desde Antofagasta a Villa O'Higgins.

Nuestro 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 necesitamos mantener con nuestros equipos. De manera permanente estamos motivando la conversación y la búsqueda de espacios para el diálogo, que nos permita conocernos más, indagar las diferentes realidades y poder ser flexibles cuando se necesite.

Un factor al que le asignamos un valor muy importante y determinante en la instalación y permanencia de nuestra cultura a través de los años es el liderazgo cercano y el direccionamiento que nos entrega nuestro gerente general. No solo a través de su actuar, sino con la motivación permanente que promueve hacia toda la compañía. Ello se refleja en los datos de satisfacción de clima laboral interno en donde hemos escalado de un 71% el 2013 a un 89% el pasado 2022. Evidencia de que hemos trabajado continuamente en proteger nuestro gran lugar para trabajar, que no solo otorgue un gran ambiente laboral, sino que a partir de ahí alcance los estándares operacionales necesarios para ser motivo de orgullo entre los colaboradores y colaboradoras.

Este conocimiento más profundo de nuestras personas nos llevó a implementar una jornada flexible tras el regreso presencial en marzo de 2022. Para ello invitamos a todos quienes la naturaleza

de su cargo lo permitiera a optar a la modalidad. Hoy día el 70 % de los empleados trabaja desde su casa por 2 días o 4 medias jornadas. Estamos seguros de que con esta medida promovemos el bienestar y la calidad de vida.

Una de las decisiones más agradecidas por todos ha sido mantener de manera permanente el horario de verano, que finaliza la jornada laboral los viernes a las 14:30 horas, fomentando la vida personal y familiar de nuestros colaboradores. En esta misma línea, específicamente en el afán de cuidar la salud de todos y todas, asignamos un día libre adicional, para la realización de un examen preventivo de salud.

En temas relacionados a la seguridad corporativa se ha continuado potenciando esta como un valor intransable, fortaleciendo el propósito de la compañía y orientando las conductas seguras de las personas, con el único fin de proteger a sus trabajadores en las labores diarias.

El conjunto de planes y acciones implementados en materia de seguridad, han permitido integrar este valor en todos los niveles de la compañía, por ello, continúan centrándose en el compromiso de fortalecer su intransable mediante un trabajo colaborativo, identificando nuevas prácticas que garanticen un ambiente

laboral seguro, libre de accidentes graves y fatales en la operación de Grupo Saesa.

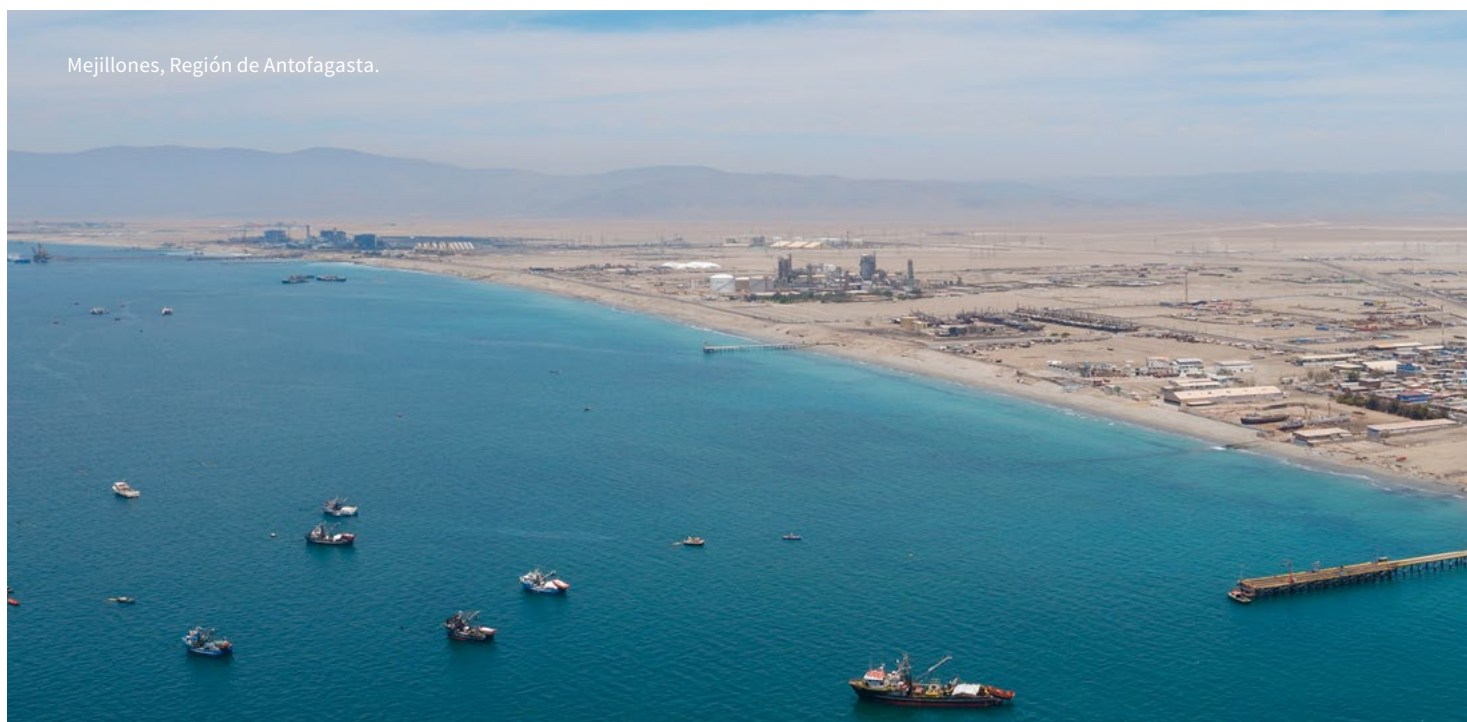
Además, importante es mencionar que el uso de nuevas tecnologías permite llevar a cabo soluciones modernas que impulsan la excelencia operativa y ofrecen un valor sostenible a nuevos retos en la compañía, por ello, se ha desarrollado un proceso de modernización y fortalecimiento de la formación técnica, capacitación y prevención de riesgos, representando grandes hitos en la compañía y reafirmando su compromiso con este objetivo.

Destacamos en el 2022 la incorporación de una iniciativa innovadora en Chile y la industria eléctrica, el Laboratorio de riesgos eléctricos MT/BT, el cual contribuye a la prevención de incidentes, demostrando a través de la capacitación práctica, los fenómenos de alto potencial de riesgo en las actividades del proceso eléctrico, simulando condiciones reales y de riesgo controlando las fallas en las redes eléctricas.

Dentro de las iniciativas, protocolos y acciones en materia de seguridad y salud ocupacional que se han llevado a cabo en 2022, se destacan las siguientes:

- Accountability: Instancias de revisión en temas de seguridad con gerentes y dueños

Mejillones, Región de Antofagasta.



de las empresas contratistas.

- Jornada de concientización: Emisión vía streaming de actividades preventivas con interacción de los equipos de trabajo a lo largo del país, con la finalidad de concientizar en los focos críticos de incidencias.

- Caminata por la seguridad: Visita por parte de los ejecutivos de la compañía a las bases y faenas de las empresas contratistas, con el objetivo de fortalecer instancias de relacionamiento y liderazgo visible en seguridad.

- Ampliado comités paritarios: Jornada de trabajo transversal de estos comités, donde su foco se centra en compartir buenas prácticas de seguridad y salud ocupacional entre los comités paritarios de toda la compañía.

- MACRO: Sistema de gestión de seguridad y salud en el trabajo, a través del método de aseguramiento para el control de los riesgos operacionales.

- Esquema preventivo de proyectos: Sistema de gestión para el control de riesgos en proyectos de transmisión y otros relevantes.

- Programa para supervisores: Curso

específico para supervisores, el cual entregó herramientas preventivas para la supervisión en terreno.

- Diplomado en seguridad y gestión de riesgos eléctricos: Diplomado para los asesores en prevención de riesgos del Grupo Saesa, que tiene por objetivo potenciar y reforzar aspectos de competencias profesionales en post del cuidado de las personas.

- Escuela de linieros: Proyecto que permite reclutar y capacitar a personas sin conocimiento del área eléctrica, para que desempeñen el cargo de ayudantes y linieros en obras y mantenimiento, adquiriendo el conocimiento técnico y de seguridad necesario, junto con las habilidades requeridas para el cargo. En 2022 se realizó la titulación de la XVI Escuela de Linieros.

- Mira para Arriba: Programa de vinculación con la comunidad que busca concientizar a la comunidad y los clientes de Grupo Saesa sobre los riesgos y precauciones que se deben considerar al trabajar o realizar actividades cerca del tendido eléctrico.

- Formación sistemas aislados: Capacitación a trabajadores del área generación y distribución eléctrica de zonas aisladas (archipiélago de Chiloé) para fortalecer

las competencias técnicas y de seguridad, que contribuyan a un mejor desempeño en continuidad del suministro eléctrico y relacionamiento hacia los clientes.

- Sistema control de acceso en subestaciones, utilizando tecnología avanzada (llave mecatrónica) para mejorar el acceso y control de ingreso de las personas.

- Control de acceso multifunción en oficinas y edificios (reconocimiento facial, lectura de huella digital, lectura código QR de cédula de identidad, entre otros), optimizando el proceso de control y registro de las personas que acceden a las instalaciones.

Por último, se destaca en el transcurso del 2022 la autogestión de las empresas contratistas en materias de seguridad, además de avanzar en una serie de iniciativas englobadas en el marco del Plan Contratistas 2.0, ámbitos de gestión asociados a Seguridad, Procesos internos, Contratos, Tecnología, Personas, Gestión y Clientes. Para 2023 se seguirán implementando iniciativas desde los distintos ámbitos, para potenciar el desarrollo y crecimiento de los colaboradores de la compañía.



NUEVA S/E GUARDIAMARINA 110/23 -13,2 kV

El proyecto cuyo período de puesta en servicio comenzó el 24 de junio de 2022, finalizó con la entrada en servicio y en operación el día **7 de julio de 2022**. El proyecto perteneciente al Decreto 5T del 31/08/2019, consistió en la construcción de una nueva S/E, en configuración doble barra más transferencia en su patio de 110 kV, conformada por cuatro paños para seccionar las líneas 1x110 kV Mejillones – Antofagasta y 1x110 kV Esmeralda – La Portada, un paño acoplador de barra, dos paños de transformación y al menos tres paños disponibles. El proyecto consideró la instalación de dos transformadores de poder. Uno de ellos, el de 30 MVA, estará destinado a alimentar una barra 23 kV, en celda con configuración barra simple seccionada con seis salidas de 23 kV, servicios auxiliares y banco de condensadores.

El segundo transformador, de 50 MVA, estará destinado a alimentar una barra 13,8 kV en celda con configuración barra simple seccionada con seis salidas de 13,8 kV y banco de condensadores.

Adicionalmente, el proyecto incorporó todas las obras civiles y obras necesarias para la ejecución y puesta en servicio del proyecto.

AMPLIACIÓN S/E LUCERO

El proyecto calificado como obra urgente por Art. 102 y que pertenece a la Res. Ex. N° 456/2020 del 01/12/2020 finalizó su puesta en servicio y entrada en operación comercial el día **10 de julio de 2022**. El proyecto consistió en la ampliación de la barra principal e instalaciones comunes del patio de 66 kV de la Subestación Lucero, cuya configuración corresponde a barra simple del tipo parrón, en una nueva posición, de manera de posibilitar la conexión de la futura línea de transmisión 1 x 66 kV Lucero – Montenegro (ex Los Canelos), autorizada por la Resolución Exenta N°198 del 11 de junio de 2020.

El Proyecto descrito anteriormente incluyó todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

NUEVA S/E LLANQUIHUE 220 kV

El Proyecto que pertenece al Decreto exento N° 418/2017 del 19/08/2017, entró en servicio el **15 de septiembre de 2022** y en operación comercial el día **26 de septiembre de 2022**. El proyecto consistió en la construcción de una nueva S/E denominada Llanquihue en 220 kV ubicada al norte de Puerto Varas cuya conexión fue en derivación (Tap off) al circuito N°2 de la línea 1 x 220 kV Tineo – Puerto Montt. El proyecto incluyó la instalación de un nuevo equipo de transformación 220/66 kV, 90 MVA, en la S/E Llanquihue y una barra de 66 kV en configuración interruptor y medio, junto con el seccionamiento de las líneas 2x66 kV Puerto Varas – Frutillar. Adicionalmente, el proyecto incorporó todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del mismo.

S/E SANTA CRUZ

El proyecto calificado como obra urgente por Art. 102 y que pertenece a la Res. Exta N° 469, entró en servicio el **22 de noviembre de 2022** y en operación comercial el día **29 de noviembre de 2022**. El proyecto, consistió en la construcción de una nueva subestación con un nuevo transformador de 66/13,2 kV, 30 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC). La subestación consideró una configuración de barra principal y barra de transferencia, la construcción y habilitación de los paños para el nuevo transformador en ambos niveles de tensión y el paño acoplador de barras 66 kV. Adicionalmente, para el patio de 66 kV, consideró la construcción de barra y plataforma para dos posiciones, correspondientes al seccionamiento de la línea 1x66 kV Paniahue – Lihueimo, una posición para el paño de Alta Tensión correspondiente a la conexión del transformador 66/13,2 kV y la posición para el paño acoplador de barras 66 kV. Adicionalmente, el proyecto consideró espacio en la subestación para el crecimiento de una segunda unidad de transformación con su respectivo patio de media tensión y terreno nivelado para la extensión de la barra en alta tensión para, al menos, tres posiciones. Además, consideró la construcción de una sala de celdas para el patio de 13,2 kV, en configuración de barra simple, para albergar el paño correspondiente a la conexión del transformador 66/13,2 kV, tres paños para alimentadores destinados a clientes regulados, un paño para servicios auxiliares y un paño para

medición, además de un paño para un futuro alimentador.

El proyecto descrito anteriormente incluyó todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

S/E FUENTECILLA

El proyecto calificado como obra urgente por Art. 102 y que pertenece a la Res. Exta N° 467, entró en servicio el **23 de noviembre de 2022** y en operación comercial el día **29 de noviembre de 2022**. El proyecto, consistió en la construcción de una nueva subestación con un nuevo transformador de 66/15 kV, 30 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC). La subestación consideró una configuración de barra principal y barra de transferencia, la construcción y habilitación de los paños para el nuevo transformador en ambos niveles de tensión y el paño acoplador de barras 66 kV. Adicionalmente, para el patio de 66 kV, consideró la construcción de barra y plataforma para dos posiciones, correspondientes al seccionamiento de la línea 1 x 66 kV Malloa Nueva – San Vicente de Tagua Tagua, una posición para el paño de Alta Tensión correspondiente a la conexión del transformador 66/15 kV y la posición para el paño acoplador de barras 66 kV. Adicionalmente, el proyecto consideró espacio para el crecimiento de una segunda unidad de transformación con el respectivo patio de media tensión y terreno nivelado para la extensión de la barra en alta tensión para, al menos, tres posiciones.

Adicionalmente consideró la construcción de una sala de celdas para el patio de 15 kV, en configuración de barra simple, para albergar el paño correspondiente a la conexión del transformador 66/15 kV, tres paños para alimentadores destinados a clientes regulados, un paño para servicios auxiliares y un paño para medición, además de un paño para un futuro alimentador.

El Proyecto descrito anteriormente incluyó todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones



Angol, Región de La Araucanía.

en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

S/E PUQUILLAY

El proyecto calificado como obra urgente por Art. 102 y que pertenece a la Res. Exta N° 468, entró en servicio el **24 de noviembre de 2022** y en operación comercial el día **29 de noviembre de 2022**. El proyecto, consistió en la construcción de una nueva subestación con un nuevo transformador de 66/13,2 kV, 16 MVA, con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC). La subestación consideró una configuración de barra principal y barra de transferencia, la construcción y habilitación de los paños para el nuevo transformador en ambos niveles de tensión y el paño acoplador de

barras 66 kV. Adicionalmente, para el patio de 66 kV, se consideró la construcción de barra y plataforma para dos posiciones, correspondientes al seccionamiento de la línea 1 x 66 kV Nancagua – Paniahue, propiedad de Compañía General de Electricidad S.A, una posición para el paño de Alta Tensión correspondiente a la conexión del transformador 66/13,2 kV y la posición para el paño acoplador de barras 66 kV. Adicionalmente, el proyecto consideró espacio en la subestación para el crecimiento de una segunda unidad de transformación con su respectivo patio de media tensión y terreno nivelado para la extensión de la barra en alta tensión para, al menos, tres posiciones.

Además, consideró la construcción de una sala de celdas para el patio de 13,2 kV, en configuración de barra simple, para albergar el paño correspondiente a la conexión del transformador 66/13,2 kV, dos paños para alimentadores destinados a

clientes regulados, un paño para servicios auxiliares y un paño para medición, además de dos paños para futuros alimentadores. Finalmente, el proyecto descrito anteriormente incluyó todas las obras, modificaciones y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio de las nuevas instalaciones, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuación de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

AMPLIACIÓN S/E NEGRETE

El proyecto calificado como Obra de Ampliación y que pertenece al Decreto Exento 293 del 08 de noviembre de 2018, entró en servicio el **20 de noviembre de 2022** y en operación comercial el día **24 de noviembre de 2022**. El proyecto consistió



en la ampliación de la Subestación Negrete y el seccionamiento de la línea 1x66 kV Los Ángeles – Angol de propiedad de Compañía General de Electricidad S.A., construyendo una nueva barra de 66 kV con plataforma y adecuación de instalaciones comunes que permita la conexión del seccionamiento antes descrito, la conexión del transformador existente y tres posiciones para futuros proyectos de la zona. Además, el proyecto considera los paños de la línea 1x66 kV Los Ángeles - Angol que se conectan a la futura barra de 66 kV. El proyecto incluye todas las obras civiles y labores necesarias para la ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.

ELECTRIFICACIÓN RURAL

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

Durante el año 2022 se pusieron en servicio 38 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 18 comunas dentro las regiones del Bío Bío, La Araucanía, Los Ríos, Los Lagos y Aysén y se firmaron 32

nuevos proyectos para 17 comunas ubicadas entre las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos, Los Lagos y Aysén, actualmente en etapas de ingeniería y permisos.

La finalización y puesta en servicio de estos proyectos cumplen con el objetivo de haber brindado suministro eléctrico a 1.372 familias de sectores rurales, considerando obras que abarcan una extensión de redes de 184 km de línea de media tensión, 133 km de línea de baja tensión en postación individual, 26 km de línea de baja tensión en postación común y 483 transformadores de distribución entre 5 y 15 kVA.





GESTIÓN COMERCIAL

Sin duda todos los desafíos abordados en el 2022, junto a las mejoras operacionales llevaron a Grupo Saesa a obtener un resultado sostenido en mejoras, pese al gran número de temporales e incidentes climáticos.

GESTIÓN DE CLIENTES 2022

El cliente como núcleo de la estrategia de la compañía continuó incrementándose en 2022, gracias a un trabajo mancomunado entre las distintas áreas de la empresa, las que en una labor altamente colaborativa y a través de metodologías ágiles, avanzaron en los objetivos del programa Inspira.

PROGRAMA INSPIRA

Inspira, iniciado en plena crisis pandémica, busca continuar sustentando el propósito de la compañía; ser energía que conecta y transforma vidas, con cambios concretos hacia el cliente en materias de experiencia a través de una transformación físico-digital.

Alineados a un constante cambio en los requerimientos del cliente, la compañía trabajó fuertemente en crear una propuesta de valor que se base en los conceptos

de “relación y resolución”, incorporando tecnología sin perder esos espacios de contacto que parte importante de los clientes requiere. La propuesta se basa en cinco pilares estratégicos;

- Simples y autogestionables
- Información y promesas transparentes
- Somos expertos, te asesoramos
- Ágiles al resolver
- Cercanos y empáticos

Además, se estableció un sueño, llegar a los 50 puntos de satisfacción en el último trimestre de 2022, para lo que gracias a la metodología de Inspira, se priorizaron iniciativas y se estableció la gobernanza para diseñar e implementar.

Gracias a Inspira se logró cambiar la forma de hacer las cosas, viviendo la experiencia digital desde los clientes, con mejoras

prácticas y una propuesta de valor a través de proyectos que tangibilizan la experiencia de servicio en los distintos viajes de consumo, de cortes y post venta.

Se generaron nuevas plataformas de atención, un nuevo sitio privado y una nueva versión de la aplicación, incorporando siempre al cliente en el centro del diseño a través de laboratorios de experiencia, testeos y pilotos. Dentro de los viajes, se incorporaron notificaciones del ciclo comercial, se consolidó el modelo atención en lectura y reparto, se redefinió modelo de atención de reclamos, se siguió desarrollando un centro de especialistas, entre otras funcionalidades que sin duda apoyaron a lograr la meta tan soñada que Grupo Saesa se había planteado. Más de 100 personas se involucraron directamente en este exitoso programa y más de 1.000 vieron el impacto en el cambio de la forma de trabajo.

INCORPORACIÓN DEL MACRO DE CLIENTES: LA EXPERIENCIA SE BASA EN LAS PERSONAS

En medio de un intenso proceso de desarrollo de soluciones, se logró también conectar a todos los equipos con el cambio que se estaba viviendo desde un programa que apunta más a la cultura. Siempre de la mano de un valor intransable, la seguridad, se replicó el reconocido sistema de gestión Macro de Seguridad en el Macro de Clientes.

Este programa incluye un conjunto de actividades orientadas al cliente como:

1

Charlas en todas las zonas y áreas centralizadas, con participación también de equipos contratistas.

2

Acompañamientos en terreno, momento en el que gerentes, subgerentes, jefes de área y líderes se acercan a colaboradores que tienen contacto directo con clientes y presencian los momentos de la verdad.

3

Incidentes, hallazgos y reconocimientos. Replicando el modelo de seguridad se levantan oportunidades de mejora en la relación con el cliente, así como reconocimientos. Se realizan análisis de casos y mejora continua.

4

Comités zonales y centralizadas. Con mucho entusiasmo, con mediciones claras y los eventos del mes, se juntan los equipos para tomar decisiones respecto a las mejoras para los clientes, resolviendo o escalándose las problemáticas para gestionarlas eficiente y oportunamente.

100%
CUMPLIMIENTO

15 Charlas
1.700 Participantes
(Promedio)



84%
CUMPLIMIENTO

Acompañamientos
1.335
(Total)



893
REGISTROS

333 Hallazgos
300 Incidentes
238 Reconocimientos



100%
CUMPLIMIENTO

63 Comités
Zonales



100%
CUMPLIMIENTO

6 Comités
6 Charlas
Centralizados



LANZAMIENTO NUEVA MARCA

Grupo Saesa en búsqueda de una permanente mejora en cuanto a la interacción con sus clientes, lanza en junio 2022 una nueva imagen corporativa, con miras a renovar su compromiso con la comunidad. La estrategia elegida consistió en modificar el ambiente digital y algunos elementos de gran impacto como boletas, flota de camionetas y la intervención de las principales oficinas.

Se destaca también, que los aspectos de marca aumentaron de 14,6 puntos a 28, 5 durante el 2022, llegando a un máximo histórico desde que se registra esta medición.

LEY DE SERVICIOS BÁSICOS

Este año también estuvo afectado por los impactos de las actualizaciones de la ley de Servicios Básicos.

En julio de 2022 se realizó un llamado a los clientes a regularizar sus deudas para mantener el beneficio de la Ley 21.423 de subsidio para deudas originadas en pandemia.

Esta normativa contempla un subsidio estatal, y un aporte de las distribuidoras, para apoyar a las familias que se vieron afectadas por la pandemia de Covid-19.

Esta ley subsidia los consumos entre el 18 de marzo de 2020 y el 31 de diciembre de 2021 y establece que, para que los usuarios mantengan el beneficio de condonación de deuda, deben tener al día su cuenta no subsidiada.

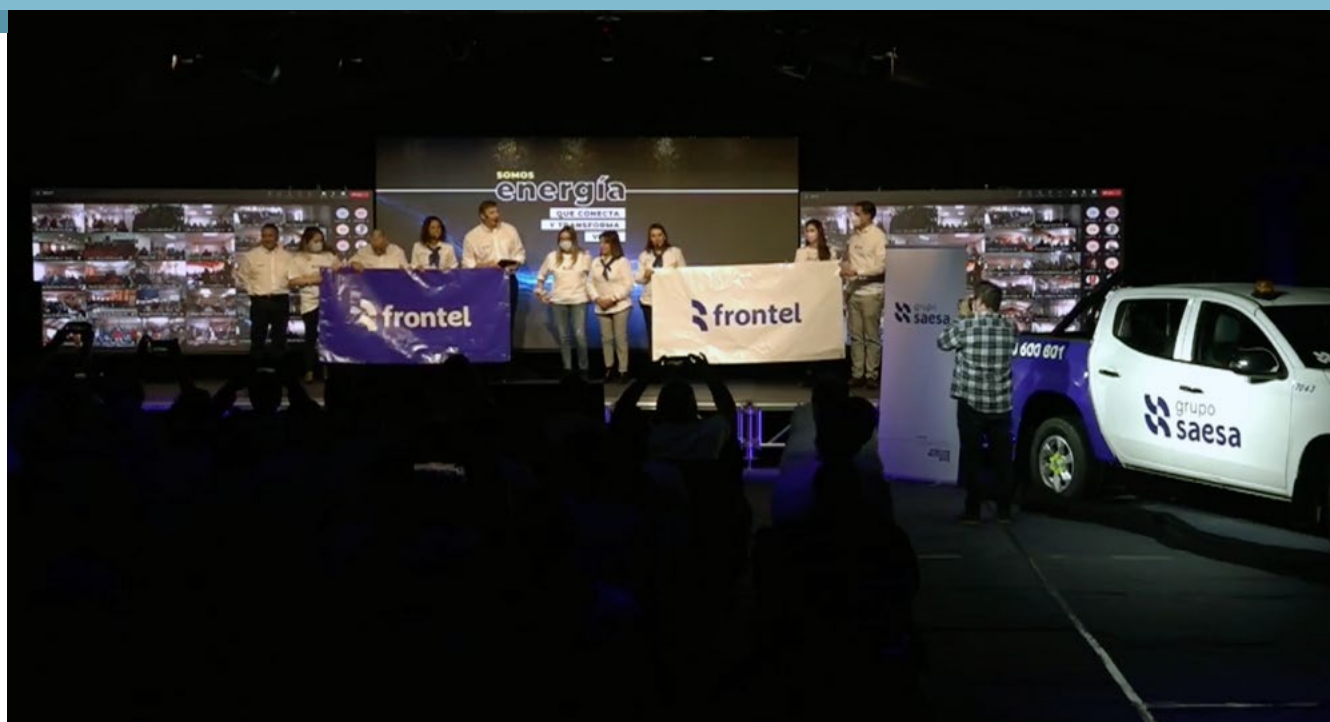
Este beneficio impactó a más de 140 mil clientes, con lo que se ha tenido una comunicación directa.

El llamado consistió también en evitar cortes de suministro, invitando a los clientes a buscar alternativas de pago acorde a cada situación.

La implementación de esta ley fue un desafío transversal en la compañía, exigió un efectivo plan comunicacional, adecuación de los sistemas de facturación, reactivación del corte por deuda, redefinición de la cobranza, capacitación y actualización de las plataformas de atención, entre otros.

Sin duda todos los desafíos abordados en el 2022, junto a las mejoras operacionales llevaron a Grupo Saesa a obtener un resultado sostenido en mejoras, pese al gran número de temporales e incidentes climáticos.

LANZAMIENTO DE LA NUEVA MARCA



PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN

Pequeños medios de generación distribuida (PMGD)

CONEXIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Durante el periodo 2022 se realizaron diversas conexiones en el segmento de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) y también un crecimiento exponencial en las conexiones de tarifas Netbilling con Equipamientos de Generación (EG), destacando la alta participación y contribución de tecnología fotovoltaica en la zona de concesión de la compañía, a pesar de la ubicación bastante Austral dentro de Chile.

A su vez, debido a las señales de mercado que han fomentado el desarrollo e inserción de estos proyectos, la compañía se ha visto obligada a priorizar la implementación de herramientas de

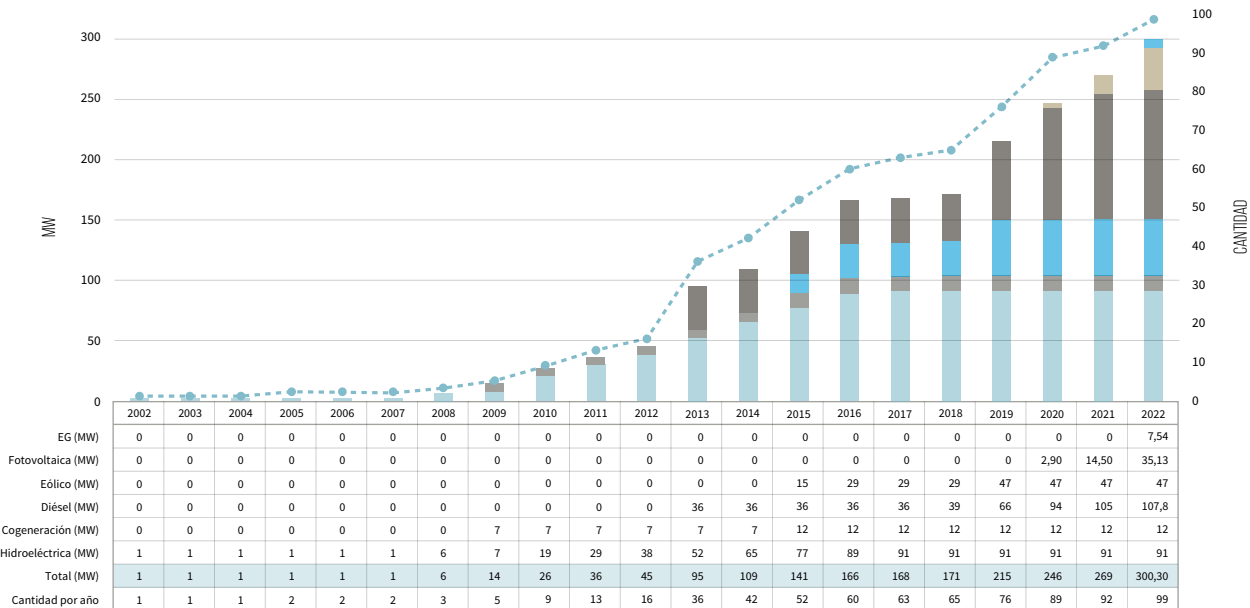
gestión y control de la administración de los proyectos. Así, finalizado el período 2022 se puso en marcha el paso a productivo de la Plataforma PMGD, la cual busca digitalizar y facilitar la entrega de los formularios de cada proyecto, mejorando la trazabilidad y entrega de antecedentes técnicos. Grupo Saesa, busca entregar una atención oportuna y de calidad, para continuar siendo un referente nacional en estas materias y fomentar el crecimiento de las energías renovables en el país, disminuyendo las barreras de entrada, pero manteniendo siempre un foco en la seguridad operacional.

A la fecha, Grupo Saesa cuenta con un total

de 98 centrales conectadas (incluyendo los procesos de ampliación) en calidad de PMGD sumando 293,96 [MW] de potencia instalada, de las cuales el 63,32% corresponden a proyectos de energías renovables no convencionales. A lo anterior, se debe adicionar 1.124 Equipamientos de Generación en calidad de Netbilling con una potencia superior a los 7,54 [MW] y que tiene un crecimiento acelerado.

En el gráfico a continuación se aprecia la evolución de la capacidad instalada dentro de Grupo Saesa y la tendencia de las distintas tecnologías.

PMGD CONECTADOS AL 2022



Otro de los hitos relevantes transcurridos durante el 2022 fue la participación del Grupo Saesa en el Comité Consultivo Especial de la Comisión Nacional de Energía (CNE), donde se presentaron y discutieron las distintas necesidades de modificación de la Norma Técnica de Conexión y Operación. Este proceso finalizó con un Seminario organizado en conjunto por CNE y el Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRE) Chile, donde se presentaron las nuevas iniciativas de mejora e incentivos a este segmento de Generación y Distribución Eléctrica, con la participación de diversos expositores pertenecientes a Grupo Saesa.

A modo de resumen, las centrales conectadas en 2022 fueron:

- PMGD PS Fulgor, central Fotovoltaica de 2,64 [MW] en la comuna de Negrete.
- PMGD Lagunitas, central Diésel de 2,5 [MW] en la comuna de Puerto Montt.
- PMGD Paranal, central Fotovoltaica de 4,0 [MW] en la comuna de Antofagasta.
- PMGD Armazones, central Fotovoltaica de 5,0 [MW] en la comuna de Antofagasta.
- PMGD Don Martín I, central Fotovoltaica

de 2,75 [MW] en la comuna de San Carlos de Mulchén.

- PMGD Don Martín II, central Fotovoltaica de 5,2 [MW] en la comuna de San Carlos de Mulchén.
- PMGD Hidrorriñihue (ampliación), central Minihidro ampliada en 0,2 [MW] adicionales en la comuna de Lago Ranco.

RECURSO FOTOVOLTAICO

Durante el año 2022 se conectó a la red 19,6 MW de energía fotovoltaica, en las redes de distribución de Grupo Saesa, donde destacan los 9 [MW] construidos para el Observatorio ESO en la Subestación Armazones y Paranal, destinadas a dar suministro renovable al observatorio en una alianza con Grupo Saesa, y la primera central fotovoltaica PMGD conectada en redes del grupo pertenecientes a la empresa Flux Solar, filial de Copec.

RECURSO HIDROELÉCTRICO

La historia PMGD de Grupo Saesa comenzó el año 2002 con una central minihidro en

la comuna de Río Bueno, Región de los Ríos que hoy despacha su energía en la Nueva Subestación Chirre. El transcurso de los años ha hecho que esta tecnología se vuelva cada vez más compleja de desarrollar y han tomado mayor fuerza los proyectos eólicos y fotovoltaicos.

Durante el 2022 la central Hidrorriñihue, que se conectó el año 2017, logró una ampliación de su capacidad instalada de generación en 200 [kW], llegando a un total de 2,1 [MW] aprovechando capacidad de las redes de distribución y disponibilidad de recursos hidroeléctricos.

RECURSO DIÉSEL

Los últimos 7 años se registró un alza en los proyectos de tecnología diésel, y el 2022 no fue la excepción. Fue durante el mes de mayo, que en parte del barrio industrial de Puerto Montt se puso en servicio el PMGD Lagunitas, central diésel de 2,5 MW desarrollada por la empresa CRELL.

Comprometidos con la generación distribuida, se espera seguir contribuyendo en el desarrollo de estos proyectos, brindando una atención y asesoría técnica que den paso a una transición eléctrica sustentable.

NOMBRE	POTENCIA (MW)	ZONAL	EMPRESA	ALIMENTADOR	TECNOLOGÍA	FECHA PES
Pehui	1,00	Osorno	SAESA	Pilmaiquen-Mantilhue	Hidroeléctrica	2005
Manzano	4,70	Temuco	FRONTEL	Licanco-Padre Las Casas	Hidroeléctrica	2008
Orafti	7,00	Concepción	FRONTEL	Cabrero-Bulnes	Cogeneración	2009
Truful Truful	0,83	Temuco	FRONTEL	Licanco-Padre Las Casas	Hidroeléctrica	2009
Trueno	5,60	Temuco	FRONTEL	Lautaro	Hidroeléctrica	2010
Los Corrales	0,84	Osorno	SAESA	Pilmaiquen-Mantilhue	Hidroeléctrica	2010
Doña Hilda	0,40	Valdivia	SAESA	Pichirropulli-Futrone	Hidroeléctrica	2010
Dongo	6,00	Puerto Montt	SAESA	Chonchi Centro	Hidroeléctrica	2010
Donguil	0,24	Temuco	FRONTEL	Pitrufquén-Gorbea	Hidroeléctrica	2011
Reca	1,65	Valdivia	SAESA	Panguipulli-Pullinque	Hidroeléctrica	2011
Muchi	0,80	Valdivia	SAESA	Pichirropulli-Futrone	Hidroeléctrica	2011
La Arena	6,70	Puerto Montt	SAESA	Antihual	Hidroeléctrica	2011
Allipén	2,60	Temuco	FRONTEL	Pitrufquén-Freire	Hidroeléctrica	2012
Canelo	6,00	Temuco	FRONTEL	Licanco-Padre Las Casas	Hidroeléctrica	2012
Ampliación Truful Truful	0,43	Temuco	FRONTEL	Licanco-Padre Las Casas	Hidroeléctrica	2012
Los Corrales II	1,03	Osorno	SAESA	Pilmaiquén-Mantilhue	Hidroeléctrica	2013
El Arrayán	0,15	Osorno	SAESA	Pilmaiquén-Mantilhue	Hidroeléctrica	2013
MC1	9,00	Osorno	SAESA	S/E Bonito	Hidroeléctrica	2013
MC2	3,20	Osorno	SAESA	S/E Bonito	Hidroeléctrica	2013
Maisan	0,56	Temuco	Frontel	Pitrufquén-Comuy	Hidroeléctrica	2013
Quillaileo	0,83	Temuco	Frontel	Picoltué-Santa Bárbara	Hidroeléctrica	2014
Los Colonos	0,70	Osorno	LUZ OSORNO	Aihuapi - Los Puentes	Hidroeléctrica	2014
Pichilonco	1,20	Osorno	SAESA	Pilmaiquén-Mantilhue	Hidroeléctrica	2014
Ampliación La Arena	3,70	Puerto Montt	SAESA	Antihual	Hidroeléctrica	2014
Collil	7,00	Puerto Montt	SAESA	Conchi Centro	Hidroeléctrica	2014
María Elena	0,30	Osorno	LUZ OSORNO	Aihupi-Lago Ranco	Hidroeléctrica	2014
Las Flores	2,10	Osorno	SAESA	Pichirropulli-Futrone	Hidroeléctrica	2015
Orafti Ampliación	5,00	Concepción	FRONTEL	Cabrero-Bulnes	Cogeneración	2015
Bureo	2,30	Temuco	FRONTEL	Negrete-Mulchén	Hidroeléctrica	2015
Raki	9,00	Concepción	FRONTEL	Tres Pinos-Cañete	Eólico	2015
Munilque 1	0,60	Temuco	FRONTEL	Negrete-Mulchén	Hidroeléctrica	2015
Munilque 2	0,60	Temuco	FRONTEL	Negrete-Mulchén	Hidroeléctrica	2015
El Mirador	3,00	Temuco	FRONTEL	Ralco	Hidroeléctrica	2015
Huajache	6,00	Concepción	FRONTEL	Tres Pinos-Cañete	Eólico	2015
Mulchén	3,00	Temuco	FRONTEL	Picoltué Mulchén	Hidroeléctrica	2015
Panguipulli	0,35	Valdivia	SAESA	Panguipulli-Pullinque	Hidroeléctrica	2015
Chanleufu	3,40	Osorno	SAESA	Lago Ranco	Hidroeléctrica	2016
Las Peñas	8,40	Concepción	FRONTEL	Campangue - Arauco	Eólico	2016
El Agrio	2,50	Temuco	FRONTEL	Curacautín-Lonquimay	Hidroeléctrica	2016
Colorado	2,10	Puerto Montt	SAESA	Pelluco	Hidroeléctrica	2016
Tranquil	3,00	Valdivia	SAESA	Coñaripe Liquiñe	Hidroeléctrica	2016
Lebu II	5,25	Concepción	FRONTEL	Santa Rosa Lebu	Eólico	2016
Piutrel	0,56	Valdivia	SAESA	Panguipulli	Hidroeléctrica	2016
Hidroriñinahue	1,00	Osorno	SAESA	Pilmaiquén-Mantilhue	Hidroeléctrica	2017
La Viña	0,55	Temuco	FRONTEL	Picoltué Mulchén	Hidroeléctrica	2027
La Bifurcada	0,24	Temuco	FRONTEL	Picoltué Mulchén	Hidroeléctrica	2017
El Brinco	0,20		FRONTEL	Picoltué Mulchén	Hidroeléctrica	2018
Almadrado	3,00		SAESA	Chonchi Notuco	Diésel	2018
El Arbol	9,00		FRONTEL	La Fortuna	Eólico	2019

NOMBRE	POTENCIA (MW)	ZONAL	EMPRESA	ALIMENTADOR	TECNOLOGÍA	FECHA PES
Diésel Los Sauces	2,90		FRONTEL	Los Sauces Lumaco	Diésel	2019
Diésel Picoltue	2,90		FRONTEL	Picoltue Mulchén	Diésel	2019
Yumbel	2,90		FRONTEL	Cabrero Yumbel	Diésel	2019
Parque Eólico El Nogal	9,00		FRONTEL	Negrete Mulchén	Eólico	2019
Gami	2,88		SAESA	Germán Hube	Diésel	2019
Río Azul	3,00		SAESA	Panitao	Diésel	2019
Calfuco	3,00		SAESA	Panitao	Diésel	2019
Santa Juana	1,60		FRONTEL	Laja San Rosendo	Diésel	2013
Chufquén	2,40		FRONTEL	Traiguén Ciudad	Diésel	2013
Curacautín	3,20		FRONTEL	Curacautín Lonquimay	Diésel	2013
Lonquimay	1,60		FRONTEL	Curacautín Lonquimay	Diésel	2013
Cañete	4,80		FRONTEL	Cañete	Diésel	2013
Curanilahue	4,30		FRONTEL	Curanilahue	Diésel	2013
Lebu	3,20		FRONTEL	La Fortuna	Diésel	2013
Los Álamos	0,80		FRONTEL	Tres Pinos Los Álamos	Diésel	2013
Tirúa	2,20		FRONTEL	Cañete Tirúa	Diésel	2013
los Sauces	3,00		FRONTEL	Angol Los Sauces	Diésel	2013
Corral (El Rey)	0,80		SAESA	Corral	Diésel	2013
Mex II	1,60		SAESA	Cayenel	Diésel	2013
Mex I	0,80		SAESA	Cayenel	Diésel	2013
LP Panguipulli	3,00		SAESA	Malahue	Diésel	2013
LP Lautaro	3,00		FRONTEL	Lautaro	Diésel	2013
Ciruelillo	3,00		SAESA	Chacao	Diésel	2019
Calafate	3,00		SAESA	Pelluco	Diésel	2019
El Alerce	3,00		SAESA	Pelluco	Diésel	2019
Los Aromos (Los Sauces 3)	3,00		FRONTEL	Los Sauces - Lumaco	Diésel	2020
Los Boldos (Pinos)	3,00		FRONTEL	Picoltue - Santa Bárbara	Diésel	2020
El Resplandor (Cabrero II)	2,90		FRONTEL	Cabrero - Bulnes	Fotovoltaica	2020
Hidrorriñahue 3	1,00		SAESA	Futahuente	Hidroeléctrica	2020
Deuco II	2,88		FRONTEL	Campo de Marte	Diésel	2020
Bluegate	3,00		SAESA	Panitao	Diésel	2020
PRP Chifin	2,99		SAESA	Chifin	Diésel	2020
PRP Los Tambores II	2,99		SAESA	Río Bueno	Diésel	2020
PRP Los Negros	2,99		LUZ OSORNO	Los Negros	Diésel	2020
PRP Campesina	2,99		SAESA	Aldea Campesina	Diésel	2020
El Atajo	1,20		FRONTEL	Picoltue - Mulchén	Diésel	2020
Chilco	0,20		SAESA	Pichirropulli - Futrono	Hidroeléctrica	2020
PRP Rapaco	2,99		SAESA	Rapaco	Diésel	2020
Diésel Quitralmán (El Rincón)	2,40		FRONTEL	Picoltue - Mulchén	Diésel	2021
Sanbar F II	2,60		FRONTEL	Las Delicias	Fotovoltaica	2021
Las Quemas	9,00		SAESA	Con Con	Diésel	2021
El Cortijo III	9,00		FRONTEL	Cabrero - Salto del Laja	Fotovoltaica	2021
Parque Solar Fulgor	2,64		FRONTEL	Negrete - Renaico	Fotovoltaica	2022
Generadora Lagunitas	2,50		SAESA	Tepual	Diésel	2022
PFV Paranal	4,00		SAESA	Observatorio Paranal	Fotovoltaica	2022
PFV Armazones	5,00		SAESA	Observatorio Armazones	Fotovoltaica	2022
Don Martín (Albor I)	2,99		FRONTEL	Picoltue - Santa Bárbara	Fotovoltaica	2022
Don Martín 2 (Albor II)	6,00		FRONTEL	Picoltue - Santa Bárbara	Fotovoltaica	2022
Ampliación Hidrorriñahue	0,20		SAESA	Futahuente	Hidroeléctrica	2022

HECHOS RELEVANTES

Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y Filiales

1 Con fecha 21 de enero de 2022, la filial de la Sociedad, Sociedad de Transmisión Austral S.A. ("STA") colocó uno bono en el mercado internacional por un monto total de US\$390.000.000, con vencimiento a diez años, a una tasa de 4% anual. La emisión fue efectuada por STA con sujeción a la Regla N°144A y a la Regulación S, ambas emitidas por la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América, en aplicación de la Securities Act of 1933 o ley de valores de los Estados Unidos de América.

Los fondos provenientes de esta colocación serán destinados por STA a financiar, (i) por un monto aproximado de US\$55.000.000, gastos de capital relacionados con sus proyectos de transmisión calificados como "Proyectos Verdes" en base a un Acuerdo Marco de Financiamiento Verde a la que se sometió voluntariamente STA bajo los Principios de Bonos Verdes de la Asociación Internacional de Mercado de Capitales (la International Capital Markets Association - ICMA), incluyendo el refinanciamiento de ciertos créditos intercompañía que fueron destinados en forma previa a la colocación de dichos bonos al financiamiento de tales proyectos, algunos de los cuales eran adeudados a la Sociedad al momento de la colocación, y cuyo monto adeudado

total por concepto de capital al 30 de septiembre de 2021 ascendía a la cantidad aproximada de US\$ 346.000.000 (trescientos cuarenta y seis millones de Dólares); y (ii) el saldo, de haberlo, para financiar fines corporativos generales de STA.

2 Con fecha 11 de febrero de 2022 fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 21.423, la cual regula el prorrateo 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 prorrateo 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.

3 En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada con fecha 27 de abril de 2022, se aprobó el pago de un dividendo final de \$638,87840974 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre

de 2021.

El dividendo aprobado por la Junta de Accionistas se pagó a partir del día 27 de mayo de 2022 a los accionistas que figuraban inscritos en el registro de Accionistas de la Sociedad al quinto día hábil anterior a la fecha de pago.

El dividendo se pagó en dinero efectivo y el número de acciones con derecho a recibirlo asciende a 79.573.772, lo que significa un pago total de M\$50.837.965 por este concepto.

4 En sesión celebrada con fecha 11 de mayo de 2022, el Directorio de la Sociedad designó al director señor Jorge Lesser García-Huidobro en calidad de Presidente del Directorio y de la Sociedad y al director señor Iván Díaz-Molina en calidad de Vicepresidente.

5 Con fecha 2 de agosto de 2022, fue publicada la Ley N°21.472 que crea un fondo de estabilización de tarifas y establece un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios de la electricidad para clientes regulados. Esta Ley permite sólo alzas graduales de

las cuentas de la luz durante la próxima década.

Los clientes de Grupo Saesa en los rangos inferiores de consumo se verán beneficiados, al no ver traspasadas a sus cuentas el alza completa del precio promedio de compra de electricidad. La diferencia será cubierta por un fondo administrado por la Tesorería General de la República y financiado por el Ministerio de Hacienda y los Clientes Finales; se está a la espera de los reglamentos y resoluciones que reglamenten la operación de la Ley.

6 Con fecha 17 de agosto de 2022, el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al Directorio de la Sociedad de los directores Christopher Powell, Stacey Purcell y Waldo Fortín. Acto seguido, el Directorio procedió a designar, en su reemplazo, a Shama Naquashbandi, Stephen Best y Luz Granier.

7 Con fecha 3 de noviembre del 2022, el Directorio de la filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. acordó proceder al rescate anticipado parcial de un 25% de los bonos vigentes correspondientes a la

Serie A, emitidos con cargo a la línea de bonos de la filial, inscrita en el Registro de Valores bajo el N° 923. El rescate anticipado parcial corresponde a un monto total de UF 1.000.000 los cuales serán determinados por medio de un sorteo, a efectuarse el 25 de noviembre de 2022 en Notaría de Santiago de don Andrés Zavala. El rescate y pago se materializó el día 21 de diciembre de 2022.

8 Con fecha 6 de diciembre de 2022, en Junta Extraordinaria de Accionistas de las filiales Saesa y Frontel, se aprobó, conforme a los términos del Título XVI de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas, la operación con partes relacionadas consistente en la compra de ciertos activos de generación de sistemas medianos y sistemas aislados de propiedad de la sociedad relacionada SAGESA S.A.

Lo anterior, teniendo en consideración el Informe del Evaluador Independiente PwC Chile, designado por el Directorio, conforme establece el artículo 147 de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas, con el propósito de informar respecto de las condiciones de la Operación, sus efectos y potencial impacto para las filiales; el informe antes

referido, las opiniones individuales de los directores y demás antecedentes quedaron a disposición del público general y de los señores accionistas en el sitio web y en las oficinas de las filiales Saesa y Frontel.

9 Con fecha 30 de diciembre de 2022, en Junta Extraordinaria de Accionistas de la filial SAGESA S.A. se acordó la división de dicha sociedad en dos sociedades: (a) la continuadora, que mantuvo la razón social y la participación en la filial Cabo Leones y los activos de transmisión; y (b) una nueva sociedad, denominada "SAGESA Generación S.A.", a la cual se le asignaron los activos correspondientes a centrales SIC y PMGD.

GESTIÓN FINANCIERA

UTILIDAD LÍQUIDA DISTRIBUIBLE

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

año. Los ajustes de la primera adopción a IFRS, no forman parte de este cálculo en la medida que no se realicen.

Esta política de cálculo de la utilidad líquida distributable es aplicable a partir del año 2010, tras acuerdo en sesión de directorio de fecha 7 de octubre de 2010

y conforme a lo estipulado en la Circular N°1.945 de fecha 29 de septiembre de 2009 de la ex Superintendencia de Valores y Seguros, hoy Comisión para el Mercado Financiero.

En razón a lo anterior la utilidad líquida distributable por el ejercicio 2022 quedó determinada por los siguientes montos:

UTILIDAD LÍQUIDA DISTRIBUIBLE

UTILIDAD LÍQUIDA DISTRIBUIBLE	M\$
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	1.988.959
Ganancias acumuladas	142.652.252
Provisión dividendo mínimo	(596.688)
Dividendos distribuidos y reverso provisión	(32.895.153)
UTILIDAD LÍQUIDA DISTRIBUIBLE EJERCICIO 2022	111.149.370

DIVIDENDOS

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

DETALLE DIVIDENDOS

DIVIDENDO	FECHA DE PAGO	\$ POR ACCIÓN MONEDA HISTÓRICA	IMPUTADO EJERCICIO
Provisorio N°3	09-06-2014	26,16367705	2014
Final N°10	23-06-2015	125,7315129	2014
Final N°11	23-06-2016	63,27341829	2015
Final N°12	23-06-2017	186,5306151	2016
Final N°13	20-06-2018	178,9552712	2017
Final N°14	24-05-2019	331,4445385	2018
Final N°15	30-05-2020	413,8615318	2019
Final N°16	28-05-2021	534,6208377655	2020
Final N°17	27-05-2022	638,8784097400	2021

DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES

El directorio propone distribuir las utilidades de la siguiente forma:

DIVIDENDO PROPUESTO

	M\$
De utilidad líquida distribuible ejercicio 2022 a pagar dividendo final N°18	1.988.959
De utilidades retenidas de ejercicios anteriores a pagar dividendo final N°19	40.000.000
UTILIDAD A DISTRIBUIR	41.988.959

El Directorio de la sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución de un dividendo final N°18 de \$24,99516085 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2022. Este dividendo representa un 100% de la utilidad. Un dividendo adicional N°19 de \$502,67819401 por acción, con cargo a utilidades retenidas de ejercicios anteriores.

CAPITAL SOCIAL

El capital suscrito y pagado de la Sociedad al 31 de diciembre de 2022 ascendía a M\$385.906.755 distribuido en 79.573.772 acciones suscritas y pagadas.

En caso de que la Junta Ordinaria de Accionistas apruebe la distribución de utilidades propuesta, la composición de los fondos sociales al 31 de diciembre de 2022 sería la siguiente:

CAPITAL SOCIAL

	M\$
Capital emitido	385.906.755
Ganancias acumuladas	70.130.135
Otras reservas	60.547.744
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	516.584.634

REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO Y EJECUTIVOS PRINCIPALES

DIRECTORIO

En conformidad a lo dispuesto en la Ley N°18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad. Los Directores señores; Juan Ignacio Parot Becker, Luz Granier, Jonathan Reay, Shama Naquashbandi, Stephen Best 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\$)

	AÑO 2022						TOTAL AÑO 2021
	ELÉCTRICAS	SAESA Y FILIALES	FRONTEL	SGA	SAGESA	STS	
Jorge Lesser García-Huidobro	1.625	33.585	29.978	1.469	1.980	1.821	69.792
Iván Díaz-Molina	1.633	39.404	35.497	1.767	1.984	2.157	72.348
TOTAL	3.258	72.989	65.475	3.236	3.964	3.978	142.140

Durante el año 2022, la Sociedad no ha realizado pagos a empresas relacionadas con Directores.

En el año 2022 no se registraron gastos en asesorías ni otros servicios relevantes contratados por el Directorio, o incentivos, tales como bonos, compensaciones en acciones, opciones de acciones u otros.

Los Directores no poseen porcentajes de participación en la propiedad de la sociedad matriz y sus filiales.

EJECUTIVOS PRINCIPALES

La compañía no tiene ejecutivos directamente remunerados por ella. Sin embargo, sus filiales tienen establecido para sus ejecutivos un plan de incentivo por cumplimiento de objetivos individuales de aportación a los resultados de las sociedades. Estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas, pagándose un anticipo de 25% de una remuneración bruta durante el tercer trimestre de cada año y el saldo en el primer trimestre del año siguiente.

Los ejecutivos principales no poseen porcentajes de participación en la propiedad de la sociedad matriz y sus filiales.

Las siguientes remuneraciones e incentivos totales han sido percibidas por el Comité Ejecutivo de la sociedad matriz y sus filiales durante el ejercicio 2022:

REMUNERACIONES COMITÉ EJECUTIVO

MM\$	2022	2021
REMUNERACIONES FIJAS	5.495	4.959
INCENTIVOS VARIABLES	2.670	2.421
TOTAL	8.165	7.380

En el año 2022 el monto de indemnizaciones por años de servicio percibidas por gerentes y principales ejecutivos de la sociedad y sus filiales fue de MM\$426. Durante el año 2021 estas ascendieron a MM\$450.

DOTACIÓN PERSONAL

Al 31 de diciembre de 2022, la sociedad y sus filiales cuentan con la siguiente dotación de personal:

	EMPRESAS REGULADAS					EMPRESAS NO REGULADAS			TOTAL EMPRESAS REGULADAS	TOTAL EMPRESAS NO REGULADAS	TOTAL GENERAL COMPAÑÍA
	SAESA Y FILIALES	FRONTEL	STA Y FILIALES	SGA	SAESA GESTIÓN Y LOGÍSTICA	SAESA INNOVA	STN	SGA			
GERENCIA Y EJECUTIVOS PRINCIPALES	38	9	6	-	-	4	1	1	53	6	59
PROFESIONALES Y TÉCNICOS	540	271	132	-	49	52	106	10	992	168	1.160
ADMINISTRATIVOS Y ELECTRICISTAS	172	124	35	-	21	3	204	0	352	207	559
TOTAL	750	404	173	-	70	59	311	11	1.397	381	1.778

*No incluye directorio

INFORMACIÓN FINANCIERA

POLÍTICAS DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO

La sociedad y sus filiales continuarán su estrategia de desarrollo a través del fortalecimiento de los negocios en que participan actualmente, consolidando su posición de distribuidora, transmisora 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 y daños físicos a terceros, y Todo Riesgo incluido perjuicio por paralización para bienes físicos como construcciones, centrales, subestaciones, contenido y existencias. Habitualmente la vigencia de los seguros contratados es de al menos 12 meses.



CAPÍTULO TRES

SECTOR DE LA INDUSTRIA
ACTIVIDADES Y NEGOCIOS
MARCAS DE LA COMPAÑÍA
ZONAS DE OPERACIÓN
CENTROS DE ATENCIÓN
EMPRESAS FILIALES
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Puerto Bertrand, Región de Aysén.





SECTOR DE LA INDUSTRIA

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

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

Al mismo tiempo, con ventas en 2022 por 4.289 GWh y más de 982 mil clientes atendidos, Grupo Saesa es uno de los mayores grupos de distribución de energía eléctrica en el país, tanto a nivel de ventas como en número de clientes. En el cuadro siguiente se presenta el detalle por cada una de sus respectivas empresas distribuidoras:

DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

	ZONA DE DISTRIBUCIÓN	CLIENTES (miles)	VENTAS (GWh)
SAESA	Regiones de La Araucanía, Los Lagos y Los Ríos	501	2.703
FRONTEL	Regiones del Bío Bío, La Araucanía y Nuble	399	1.203
EDELAYSEN	Regiones de Los Lagos y Aysén	54	184
LUZ OSORNO	Regiones de Los Lagos y Los Ríos	28	199



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 Inter-

conectado Central ("SIC"), que se extiende desde Tal-Tal a Chiloé; constituyéndose de esta manera el nuevo Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Adicionalmente, existen varios sistemas medianos (SSMM), cuya capacidad instalada de generación es superior a los 1.500 kW e inferior a los 200 MW, que atienden en las regiones de Los Lagos, Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo, y Magallanes y Antártica Chilena, y que son operados generalmente por empresas integradas verticalmente, siendo responsables de la generación, transporte y distribución de electricidad (entre ellas la filial Edelaysen y la filial Saesa).

GENERACIÓN ELÉCTRICA

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

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

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

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

c) Mercado de Clientes Regulados: Pertenecen a este segmento todas las

transferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de tarifas (en adelante los “clientes regulados”). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

El precio al que se realizan estas últimas transacciones se obtiene de licitaciones abiertas, transparentes y no discriminatorias las que se establecen habitualmente por un período de 20 años. Los precios de compraventa de electricidad de las licitaciones se establecen a nivel de barras nacionales (transmisión nacional).

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

En cuanto a los Sistemas Medianos (SSMM), no tienen un tamaño suficiente para constituir un mercado competitivo lo que lo

diferencia del SEN, razón por la cual en estos sistemas eléctricos los costos de generación y transmisión son determinados en base a un estudio tarifario específico realizado cada cuatro años.

En el caso de los SSMM de Aysén, Palena y General Carrera, ellos son operados por una misma empresa que administra tanto las instalaciones de generación como las de transmisión y distribución (integradas verticalmente como es el caso de la filial Edelayesen) y que tiene la función de coordinar la operación del sistema de la forma más eficiente y segura posible. Diferente es el caso del sistema Cochamó, en el cual desde diciembre 2022 los activos de generación, transmisión y distribución son operados por la empresa Saesa y existen además dos empresas de terceros que operan centrales hidráulicas: TerraAustral y CH Cochamó. Por su parte, en el sistema Hornopirén, desde diciembre 2022 los activos de generación, transmisión y distribución son operados por Saesa y existe además un tercero que opera una central hidroeléctrica: Cuchildeo.

TRANSMISIÓN

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

En el caso de la transmisión dedicada, los cargos por transporte se rigen por contratos privados entre las partes y su uso para

suministro destinado a clientes regulados implica un cálculo de tarifa regulada por parte de la autoridad.

La información para definir los peajes es pública en todos los casos. El sistema de cobro de las empresas transmisoras constituye un peaje cargado a las empresas de generación y a los usuarios finales, que de acuerdo a la nueva Ley migrará en el

tiempo para que sea toda de cargo de los usuarios finales. Este peaje permite a las compañías propietarias de las instalaciones de transmisión recuperar y remunerar sus inversiones en activos de transmisión y recaudar los costos asociados a la operación de dichos activos.

El 20 de julio de 2016, se publicó en el Diario Oficial la nueva Ley de Transmisión (Ley

TRANSMISIÓN

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

N° 20.936) que establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.

Los principales cambios realizados 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. De acuerdo con la legislación vigente corresponde a CNE determinar cada cuatro años el valor anual de los sistemas de Transmisión Zonal, Transmisión Nacional y transmisión dedicada utilizada por clientes regulados.

DISTRIBUCIÓN

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

Las compañías dedicadas a la distribución eléctrica operan bajo el sistema de concesiones, que definen los territorios en los cuales cada compañía se obliga a servir a los clientes regulados bajo un régimen de tarifa máxima, conjugado con un modelo de empresa eficiente, fijada por la autoridad regulatoria. Dada las 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. Se fija semestralmente a través de resolución exenta de CNE los meses de enero y julio.

- **Cargo por Servicio Público:** Componente que financia el presupuesto del Coordinador, del Panel de Expertos y el estudio de franja. Se fija anualmente en diciembre a través de resolución exenta de CNE.

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

La tarifa que corresponde a cada empresa de distribución es fijada por la CNE, en base a un proceso de clasificación de cada una de ellas en áreas típicas, para lo cual se toman en cuenta criterios económicos, tales como densidad de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simulan varias empresas modelo, una en cada área típica, considerando fundamentalmente estándares constructivos y operacionales que permitan el abastecimiento de la demanda de una empresa real, según sus características de distribución espacial, categoría de clientes y otras restricciones que enfrenta en su zona de concesión la empresa real denominada “empresa de referencia”. Producto de la ley N° 21.149 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21-12-2019 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



Entrelagos, Región de Los Lagos.

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 después de impuestos. 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
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 de enero 2019, denominado Precio Estabilizado a Cliente Regulado (PEC). Este valor se ajusta por IPC a contar del segundo semestre de 2021 y permanece como techo hasta el 2025, siempre que el saldo a pagar a los generadores no supere los 1.350 millones de



dólares. Sin embargo, en junio 2022 se superó el monto del saldo, debiendo entonces traspasarse a cliente final la totalidad de los precios contratados.

Para evitar alzas bruscas a cliente final, se publicó la Ley N°21.472 el 02/08/2022 que crea un fondo de estabilización de tarifas y establece un nuevo mecanismo transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios. Esta Ley agrega un cargo adicional a la tarifa para solventar el fondo, diferenciado por nivel de consumo. El fondo también se solventa con aportes directos del Ministerio de Hacienda. A su vez, se definen aumentos máximos a clientes según su rango de consumo, definiendo 3 niveles: menor a 350 kWh al mes, entre 350 y 500 kWh al mes y sobre 500 kWh al mes. La Ley contempla que la totalidad de los saldos queden saldados al 2032.

- Ley N°21.194 del Ministerio de Energía
Publicada en el Diario Oficial el 20.12.2019, 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. Esta Ley además exige a las empresas distribuidoras tener un giro exclusivo de distribución.

- Resolución Exenta CNE N°176/2020 - Giro Exclusivo
La Resolución y sus modificaciones posteriores 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.

Las exigencias de Giro Exclusivo permiten realizar otros servicios regulados, como generación en sistemas medianos y transmisión, manteniendo un sistema de contabilidad independiente. Por ello, la generación y distribución en los sistemas medianos de Palena, Aysén y General Carrera se mantuvieron bajo el RUT de la filial Edelayen.

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

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

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 fue publicada en el Diario Oficial la Ley 21.423, que regula el prorrato y pago de deudas por servicios de agua potable y electricidad generados durante la pandemia COVID-19, y establece subsidios a clientes vulnerables. Esta ley prorratea en 48 cuotas sin interés y con un límite de 15% de la facturación promedio la deuda contraída durante el período de pandemia (marzo 2020 a diciembre 2021). La cuota será cubierta por un subsidio del gobierno y la deuda no cubierta por las

cuotas se extingue. El 23 de junio se publicó la Resolución MEN N°130/2022, que aprueba el procedimiento para el pago de los subsidios. El mecanismo comenzó a operar en agosto 2022.

- Ley N°21.304 del Ministerio de Energía
Dictada por el Presidente de la República con fecha 31-12-2020 y publicado el 12-01-2021 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.

- 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 del decreto tarifario 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 finales. Producto de un rechazo de la opinión pública al cambio del medidor y su costo asociado, el Ministerio de Energía anunció (29/04/19) que el cambio a la medición inteligente sería voluntario y que lo cobrado hasta la fecha en la tarifa por este concepto sería ser 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 10.12.19 mediante RE CNE N°763-19, perfeccionando algunos puntos de la norma publicada el 2017. Está en curso una nueva modificación, la que debiese ser publicada el primer semestre de 2023.



Sector Varas. Región de Atacama.

ACTIVIDADES Y NEGOCIOS

CONCESIONES

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

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

Por otro lado, la concesión impone a su titular la obligación de dar servicio eléctrico a quien lo solicite dentro de su zona de concesión, bajo las condiciones establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos y su Reglamento. La calidad del servicio eléctrico que debe prestar el concesionario corresponde a los estándares normales establecidos en la ley, su reglamento y normas técnicas pertinentes, acorde con las tarifas que el concesionario tiene

derecho a cobrar por este servicio, las que son fijadas cada cuatro años por decreto del Ministerio de Energía, mediante fórmulas que representan el costo de los recursos utilizados por los usuarios a nivel de generación - transporte y distribución.

Las concesiones de que son titulares las empresas pertenecientes al Grupo Saesa, han sido otorgadas por la autoridad competente, con el carácter de indefinidas.

Al 31 de diciembre de 2022, las sociedades del Grupo Saesa tienen las siguientes superficies asociadas a sus zonas de concesión, conferidas mediante la cantidad de decretos de concesión que se indican:

CONCESIONES

	SUPERFICIE (km²)	CANTIDAD DE DECRETOS
SAESA	20.301	149
FRONTEL	24.715	132
EDELAYSEN	620	6
LUZ OSORNO	4.361	12
TOTAL	49.997	299

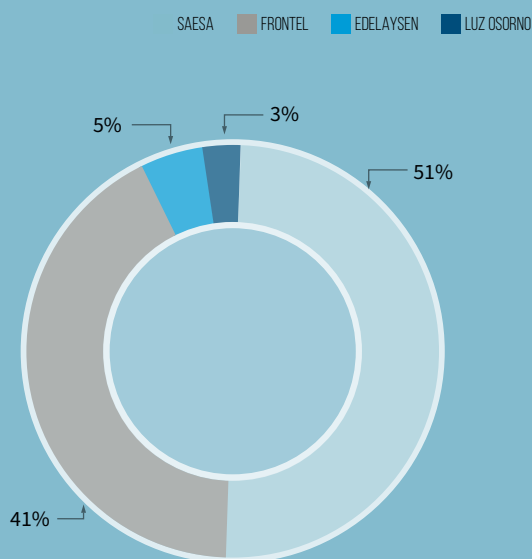
CRECIMIENTO SOSTENIDO DE LA DEMANDA

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

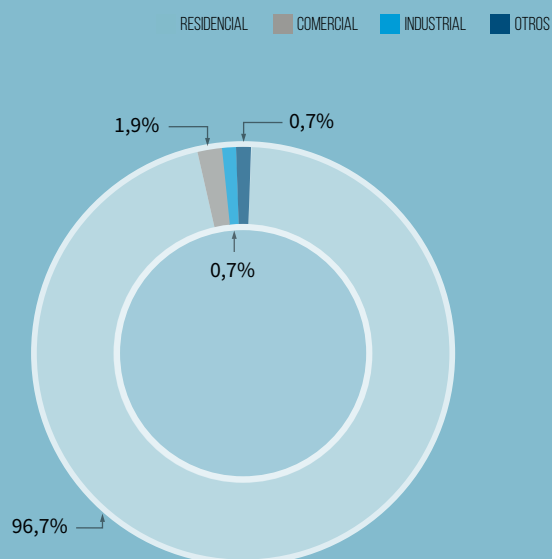
El desarrollo económico experimentado por la zona sur del país, impulsado principalmente por las industrias forestal, salmonera y lechera, junto con el desarrollo urbano en la zona, se han visto reflejados en el crecimiento en las operaciones en los últimos años, tanto en ventas de electricidad como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

Desde hace 15 años atrás, las ventas de energía eléctrica crecieron a una tasa anual promedio de 3,84%, mientras que los clientes atendidos lo hicieron a una tasa de 2,90%. Lo anterior ha sido posible gracias al constante esfuerzo de suministrar energía eléctrica a todos los sectores de su zona de influencia. Las ventas de energía eléctrica presentan una alta correlación con el crecimiento económico, la actividad industrial y comercial.

CLIENTES

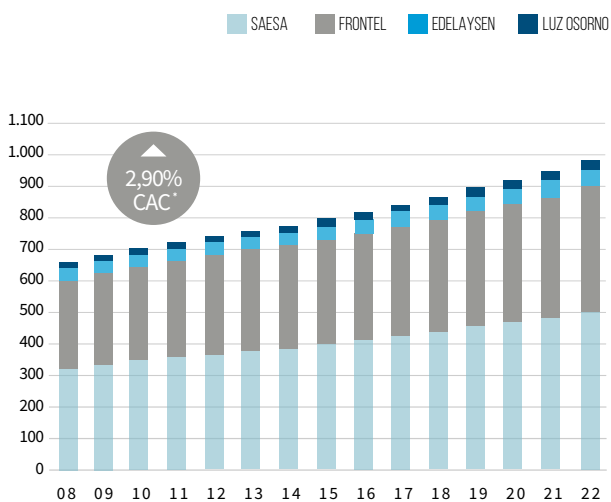


COMPOSICIÓN DE CLIENTES



EVOLUCIÓN CLIENTES

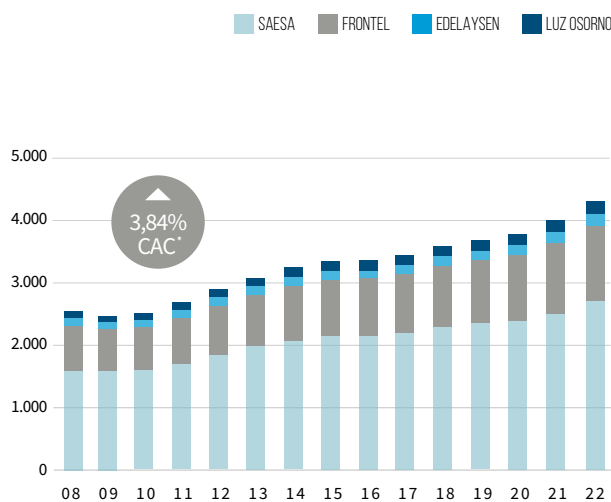
(EN MILES)



*Crecimiento anual compuesto

EVOLUCIÓN DE VENTAS

(EN GWh)



*Crecimiento anual compuesto

PROVEEDORES Y CLIENTES PRINCIPALES

Durante el ejercicio 2022, los proveedores Engie, El Campesino y Enel constituyen el 50% del suministro distribuido (compras de energía y peaje de transmisión zonal).

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

En el caso de las comercializadoras SGA, Saesa, Frontel y Luz Osorno, sus ingresos provienen de un grupo de aproximadamente 219 servicios de 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 60%.

En SAGESA y Edelayen, empresas principalmente generadoras,

Copec constituye cerca del 50% y 80% respectivamente de la compra de petróleo, en resto de las compras se distribuyó principalmente entre Enx y Esmax.

En la filial STS, empresa dedicada principalmente a la transmisión, un 42% de sus ingresos están concentrados en Saesa, 9% en Enel Generación y un 12% en CGE.

SATT, empresa del grupo también dedicada a la transmisión, y dedicada para llevar la energía de centrales de fuentes no convencionales (ERNC) a los centros de consumo distribuidos en el norte del país. En 2022, puso en servicio la Nueva S/E Guardiamarina.



Ruta V-590 sector El Tepual, Región de Los Lagos.

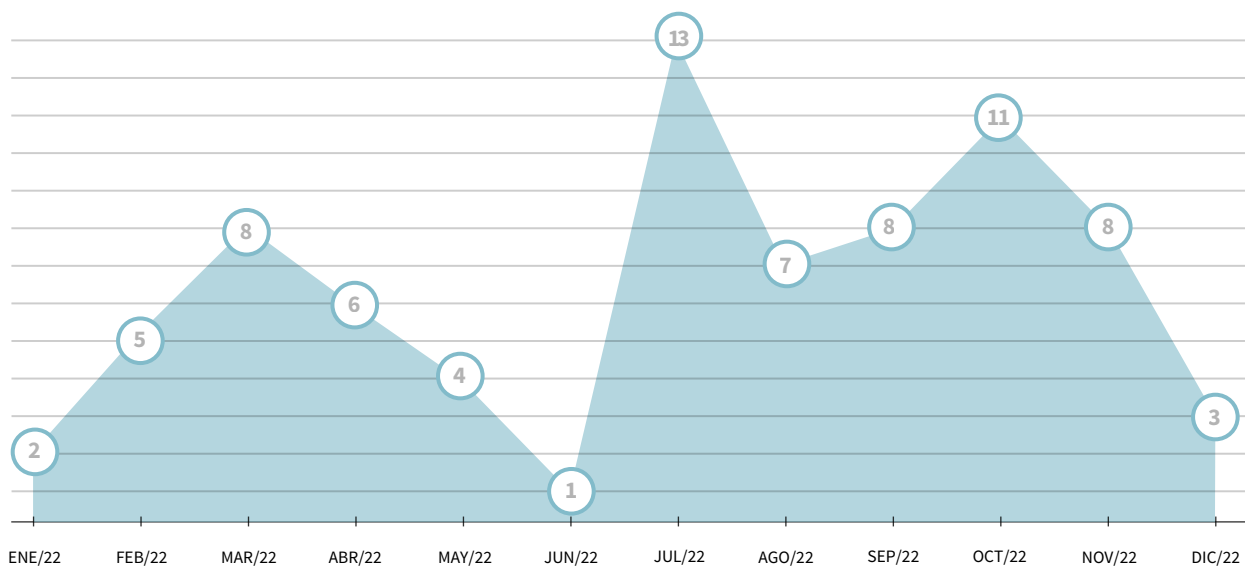
CALIDAD DEL SERVICIO

En el año 2022 la Calidad de Suministro se continúa midiendo de acuerdo a lo descrito en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, vigente desde septiembre de 2018. Esto significa que la unidad de medición para los indicadores corresponde a SAIFI y SAIDI de pares empresa-comuna.

En el gráfico siguiente, correspondiente a Grupo Saesa, se observa el comportamiento de las comunas fuera de estándar para el 2022, Grupo Saesa cubre 129 pares empresa-comuna y que suman 977.000 clientes aproximadamente.

COMUNAS FUERA DE ESTANDAR 12 MESES MÓVILES GRUPO

COMUNAS FS 12 MESES MÓVILES



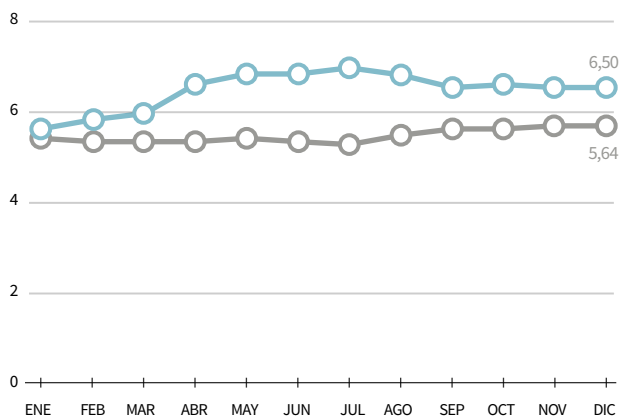
Comparativa 2021 vs 2022 de SAIFI y SAIDI a nivel de Grupo Saesa considerando la Distribución, es decir, interrupciones Internas + Fuerza Mayor y sin Desconexiones Programadas:

Aumento de SAIFI, de 5.64 a 6.50, es decir, un 15% de alza. Aumento de SAIDI, de 13.64 a 18.03, es decir, un 32% de alza.

SAIFI GRUPO SAESA 2021 VS 2022

(CANTIDAD)

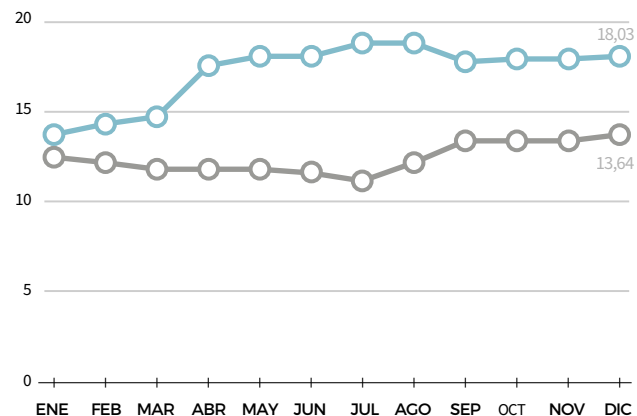
SAIFI ACUMULADO 2021 SAIFI ACUMULADO 2022



SAIDI GRUPO SAESA 2021 VS 2022

(HORAS)

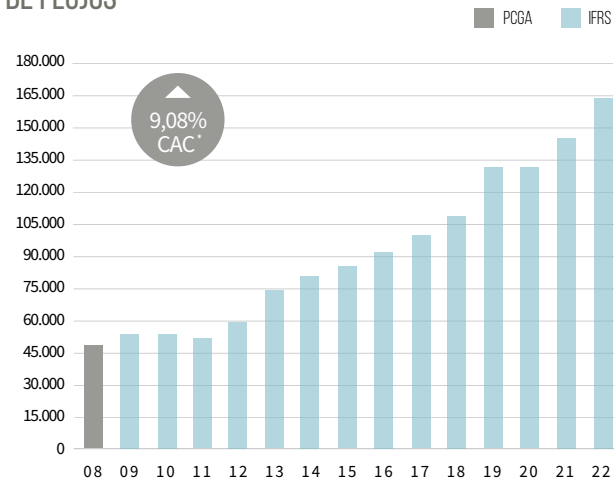
SAIDI ACUMULADO 2021 SAIDI ACUMULADO 2022



GENERACIÓN DE FLUJO

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

EVOLUCIÓN GENERACIÓN CONSOLIDADA DE FLUJOS (EN MM\$)



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

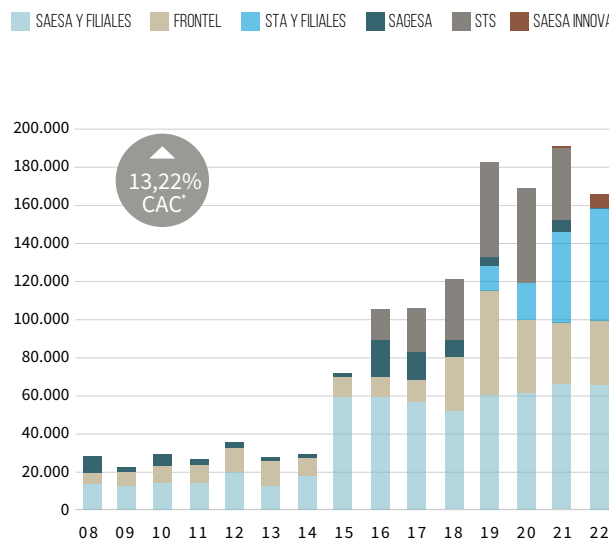
(2) EBITDA (IFRS): Ingresos de actividades ordinarias + otros ingresos por naturaleza – materias primas y consumibles utilizados – gasto por beneficio a los empleados – otros gastos por naturaleza.

*CAC: Crecimiento Anual Compuesto.

INVERSIONES

Grupo Saesa realiza un plan quinquenal de inversiones, participando en Distribución, Transmisión, Generación y Otros, por medio de sus filiales: Edelayesen, Frontel, Luz Osorno, Saesa, SAGESA, STS, STN, STC, SATT, Tolchén, Saesa Innova y Cabo Leones.

INVERSIONES (EN MM\$)



*Crecimiento Anual Compuesto.

Nota: Durante el año 2022 STS, pasa a ser filial y consolidar por tanto con la información que se presenta para el año 2022 con STA y filiales.

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 bordea los MM\$90.000, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa.

Durante el 2022, se destaca la puesta en servicio de los proyectos, S/E Llanquihue, Nueva S/E Guardiamarina, Ampliación de la S/E Negrete, Ampliación de la Subestación Lucero y las obras urgentes de la sexta región (Nuevas S/E Fuentecilla, Santa Cruz y Puquillay), el propósito de los proyectos es poder satisfacer la demanda energética y asegurar la calidad de servicio de transmisión que se presenta en las diferentes zonas, implicando una inversión aproximada de MM\$46.000

Adicionalmente, se destacan los nuevos proyectos en ejecución, como lo son Angol – Epuleufu, Gamboa – Chonchi y las ampliaciones de las S/E Alto Bonito, Los Tambores y Puerto Varas.

La inversión total del año 2022 fue de \$166.768 millones.

PROPIEDADES E INSTALACIONES

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

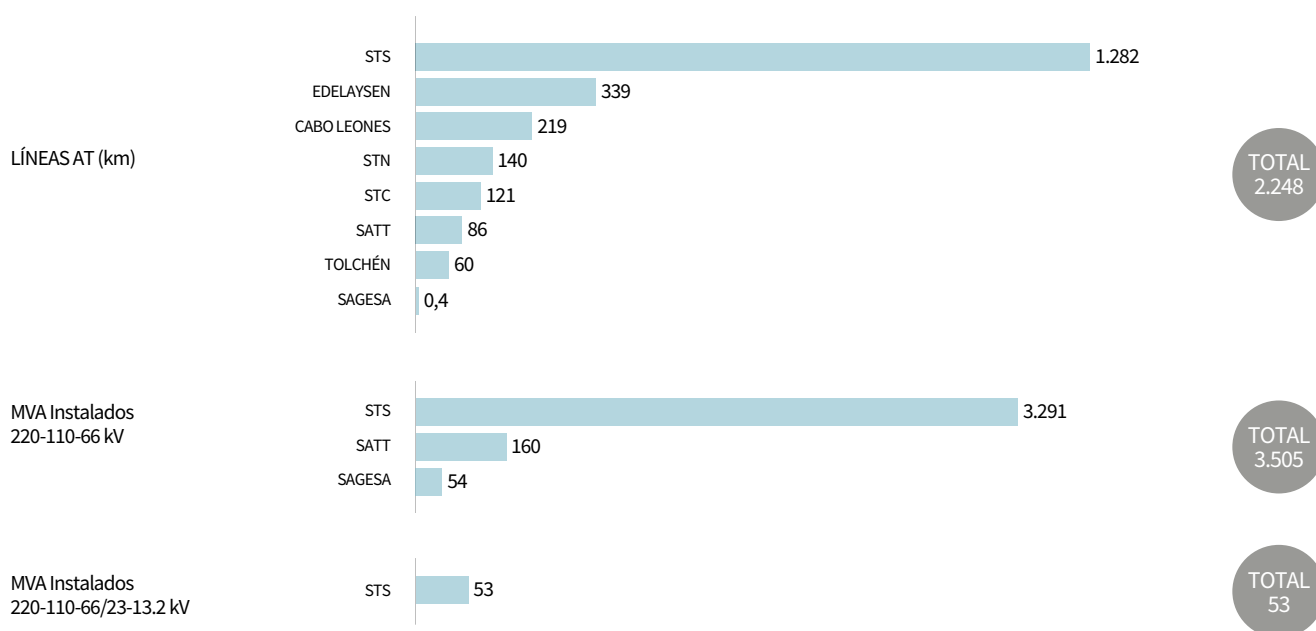
EMPRESA	PRINCIPALES PROPIEDADES	UBICACIÓN	CARACTERÍSTICAS
SAESA	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores.	Localidades de las Provincias de Cautín, Valdivia, Ranco, Osorno, Llanquihue, Palena y Chiloé.	12.927 Líneas MT (km) 10.653 Líneas BT (km) 829 MVA (MT/BT)
FRONTEL	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores.	Localidades de las Provincias de Arauco, Concepción, Biobío, Ñuble, Cautín y Malleco.	17.952 Líneas MT (km) 14.766 Líneas BT (km) 494 MVA (MT/BT)
LUZ OSORNO	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores.	Distintas localidades de la Provincia de Osorno principalmente.	3.929 Líneas MT (km) 912 Líneas BT (km) 88 MVA (MT/BT)
STS	Subestación Melipulli Subestación Osorno Subestación Puerto Montt Subestación Antillanca Subestación Nueva Pichirropulli Subestación Pilauco Subestación Picarte Subestación Valdivia Subestación Cholguán Subestación La Unión Subestación Degan Subestación Barro Blanco Subestación Los Lagos Subestación Paranal Subestación Armazones Otras Subestaciones	Puerto Montt Osorno Puerto Montt Puyehue Paillaco Osorno Valdivia Valdivia Cholguán La Unión Cruce Dalcabue, Chiloé Osorno Los Lagos Paposo Paranal-Armazones Distintas localidades entre las provincias de Ñuble y Chiloé	240 MVA 90 MVA 60 MVA 180 MVA 180 MVA 120 MVA 60 MVA 120 MVA 50 MVA 42 MVA 40 MVA 50 MVA 16 MVA 30 MVA 10 MVA 2.056 MVA
EDELAYSÉN	Central Tehuelche Central Lago Atravesado Central Chacabuco Central Hidroeléctrica Aysén Otras Centrales	Coyhaique Coyhaique Chacabuco Aysén Distintas localidades de la Región de Aysén	20,68 MW 10,50 MW 9,68 MW 6,55 MW 27,95 MW
SAGESA	Central Coronel Central Chuyaca Central Calle Calle Central Cañete Otras Centrales	Coronel Osorno Valdivia Cañete Distintas localidades entre las Provincias de Concepción y Chiloé	45,70 MW 14,40 MW 4,32 MW 4,40 MW 80,79 MW
STN	Subestación Kapatur	Atacama	800 MVA

TRANSMISIÓN

Las actividades desarrolladas en el negocio de transmisión corresponden principalmente a transporte hacia las generadoras con contrato de suministro con empresas distribuidoras de las regiones de Bío Bío, La Araucanía, Los Ríos, Los Lagos y recientemente también la región Metropolitana a través de “Sociedad Transmisora Metropolitana SpA”, luego de la

adquisición de “Enel Transmisión Chile S.A.” -hoy llamada Sociedad Transmisora Metropolitana S.A. II” (cabe señalar que “Sociedad Transmisora Metropolitana SpA” no depende de “Inversiones Eléctricas del Sur S.A.” si no de “Inversiones Grupo Saesa Ltda.” por tal, no consolida cifras operacionales bajo esta memoria).

CIFRAS OPERACIONALES



Adicionalmente las filiales de Transmisión de Grupo Saesa operan y mantienen instalaciones de terceros, que al cierre del año 2022 alcanzaron los 548,10 km de líneas (Eletrans 463,5 Masisa 10,5 STLL 20,1 Capullo 54) y una potencia de transformación de 24 MVA correspondientes a la clasificación 220-110-66 kV (AT/MT).

GENERACIÓN

La filial Edelaysen genera energía en las regiones de Los Lagos y Aysén y posee una central eólica de 2,97 MW, además de grupos de generadores diésel e hidráulicos.

La filial SAGESA, es una empresa generadora que opera desde la Región del Bío Bío a la Región de Los Lagos. Posee una central gas/diésel de 45,70 MW y grupos de generadores diésel con

una potencia instalada total de 103,87 MW. Parte de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del CDEC-SIC a través de la filial SGA, y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado, la parte restante se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel y Luz Osorno).

SISTEMAS AISLADOS

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

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

SISTEMAS AISLADOS

	SISTEMAS AISLADOS	VENTAS ENERGÍA (MWh)	CLIENTES
SAESA	Ayacara	754	653
	Isla Tac	82	99
	Isla Quehui	237	315
	Isla Caguach	88	133
	Isla Meulín	138	230
	Isla Quenac	110	147
	Isla Llingua	63	106
	Isla Alao	98	135
	Isla Chaulinec	106	178
	Isla Apiao	148	218
	Isla Laitec	148	142
	Isla Cailin 1	97	142
	Isla Cailin 2		
	Isla Coldita	37	81
	Isla Acuy	12	26
	Isla Lin Lin	97	156
	Isla Taucolón	8,7	18
	Isla Teuquelin	5	9
	Isla Chaulín	32	37
	Isla Chelin	75	102
	Isla Cheniao	60	91
FRONTEL	Santa María	1.278	651
EDELAYSEN	Cisnes	3.738	1.437
	Huichas	837	484
	Villa O'Higgins	1.061	390
	Amengual-La Tapera	536	314
	Total	9.846	6.294

MARCAS DE LA COMPAÑÍA

Grupo Saesa en búsqueda de una permanente mejora en cuanto a la interacción con sus clientes, lanza en junio de 2022 una nueva imagen corporativa, imagen que viene acompañada además de una versión renovada de su página web, oficina virtual y aplicación móvil, todas estas iniciativas buscan hacer más ágiles y simples los procesos de atención a los clientes.

En la actualidad la compañía cuenta con 16 marcas registradas con una nueva imagen, a través de las cuales desarrolla distintas actividades relacionadas con el negocio eléctrico a lo largo de su zona de operaciones.





Temuco, Región de La Araucanía.

SGA[®] | grupo
saesa[®]

SAGESA[®] | grupo
saesa[®]

SATT[®] | grupo
saesa[®]

STM[®] | grupo
saesa[®]

STN[®] | grupo
saesa[®]

STA[®] | grupo
saesa[®]

STC[®] | grupo
saesa[®]

STS[®] | grupo
saesa[®]

TOLCHÉN TRANSMISIÓN

LT CABO LEONES

SAESA GESTIÓN Y LOGÍSTICA

saesa
INNOVA

ZONA DE OPERACIONES

1 FRONTEL

Zona de Operaciones: Región del Bío Bío y Región de la Araucanía.

Clientes: 399 mil / Ventas: 1.203 GWh.

2 SAESA

Zona de Operaciones: Región de la Araucanía, Región de los Ríos y Región de los Lagos.

Clientes: 501 mil / Ventas: 2.703 GWh.

3 LUZ OSORNO

Zona de Operaciones: Región de los Lagos y Región de los Ríos.

Clientes: 28 mil / Ventas: 199 GWh.

4 EDELAYSEN

Zona de Operaciones: Región de los Lagos y Región de Aysén.

Clientes: 54 mil / Ventas: 184 GWh.

5 STS

Zona de Operaciones: Región de Atacama, Región del Libertador Bernardo O'Higgins, Región del Bío Bío, Región de la Araucanía, Región de los Lagos, Región de los Ríos y Región de Ñuble (incluye Paranal, Armazones, S/E Fuentecilla, Puquillay, Santa Cruz, Larqui y Lucero).

Líneas: 220-110-66-23 kV 1.282,31 km .

6 SGA

Zona de Operaciones: Región del Bío Bío, Región de la Araucanía y Región de los Lagos.

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

7 STN

Zona de Operaciones: Región de Antofagasta (Kapatur).

Actividad: Proyectos de Transmisión.

8 SAGESA

Zona de Operaciones: Región del Bío Bio y Región de los Lagos (TG Coronel y Chuyaca).

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

9 STC

Zona de Operaciones: Región de Ñuble y Región del Maule.

Actividad: Proyectos de Transmisión.

10 SATT S.A.

Zona de Operaciones: Región de Antofagasta, Región de Atacama y Región de la Araucanía (María Elena, Kimal, Seccionadora San Andrés, Subestación Río Toltén).

Actividad: Proyectos de Transmisión.

11 L.T. CABO LEONES

Zona de Operaciones: Región de Atacama (Maitencillo – Cabo Leones N°1 y N°2).

Actividad: Proyectos de Transmisión.

12 TOLCHÉN

Zona de Operaciones: Regiones de Bío Bío y La Araucanía.

Actividad: Transmisión de energía eléctrica.

13 STM II (EX ENEL TRANSMISIÓN)

Zona de Operaciones: Región Metropolitana.

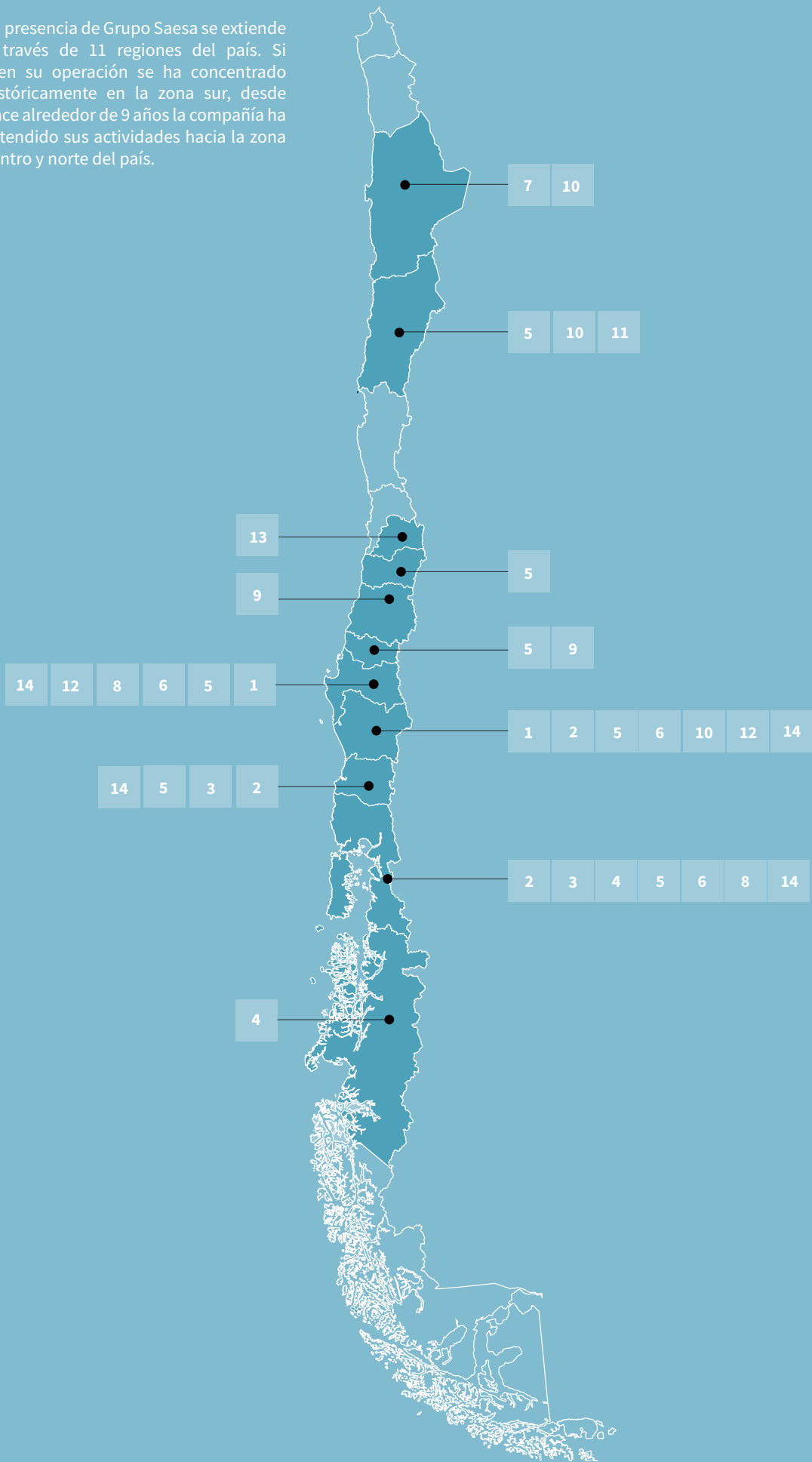
Actividad: Transmisión energía eléctrica.

14 SAESA INNOVA

Zona de Operaciones: Región del Bío Bío, Región de la Araucanía, Región de los Ríos y Región de los Lagos.

Actividad: Venta de servicios especializados (construcción de líneas, energía, generación, mantenimiento, operación y construcción de instalaciones eléctricas, climatización, energías renovables, electromovilidad y seguros hogar).

La presencia de Grupo Saesa se extiende a través de 11 regiones del país. Si bien su operación se ha concentrado históricamente en la zona sur, desde hace alrededor de 9 años la compañía ha extendido sus actividades hacia la zona centro y norte del país.



CENTROS DE ATENCIÓN

Puyuhuapi, Región de Aysén.

FRONTEL

LOCALIDAD

Angol
Antuco
Arauco
Bulnes
Cabrero
Cañete
Carahue
Collipulli
Concepción
Cunco
Curacautín
Curanilahue
El Carmen
Florida
Galvarino
Gorbea
Huépil
Isla Santa María
Laja
Lautaro
Lebu
Lonquimay
Los Alamos
Los Ángeles
Lota
Monte Aguila
Mulchén
Nacimiento
Negrete

DIRECCIÓN

Julio Sepúlveda N° 358
O'Higgins N° 61
Covadonga N° 160
Anibal Pinto N° 560
Membrillar N° 55
Villagrán N° 850
A. Ercilla N° 587
Bulnes N° 228
Manuel Rodríguez N° 1161
La Concepción N° 579
Manuel Rodríguez N° 656
Av. O'Higgins N° 289
Esmeralda N° 415
Eleuterio Ramírez N° 546
Freire N° 376
Andrés Bello N° 546
Av. Ecuador N° 50
Ignacio Carrera Pinto S/N
Balmaceda N° 668
José Miguel Carrera N° 217
J.J. Pérez N° 350
B. O'Higgins N° 1102
Luis Sáez Mora N° 440
Av. Ercilla N° 195 Dpto. 22
Carlos Cousiño N° 206
Ahumada N° 251
Gana N° 1095
San Martín N° 595
Emilio Serrano N° 3

LOCALIDAD

Nueva Imperial
Pto. Saavedra
Purén
Quilleco
Quillón
San Ignacio
Santa Bárbara
Santa Juana
Temuco
Teodoro Schmidt
Tirúa
Toltén
Traiguén
Victoria
Vilcún
Yumbel
Yungay

DIRECCIÓN

B. O'Higgins N° 535
Av. Ejército N° 1248
Gamboa N° 461
Barros Arana N° 297
Diego Portales N° 161
Manuel Rodríguez N° 549
Las Heras N° 160
Lautaro N° 350-A
Andrés Bello N° 631
B. O'Higgins N° 385
Arturo Prat N° 156
Holanda N° 405
Saavedra N° 488
Pisagua N° 1070
Camilo Henríquez N° 180
P. de Valdivia N° 407-B
Esmeralda N° 468



SAESA / LUZ OSORNO

LOCALIDAD

DIRECCIÓN

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

LOCALIDAD

DIRECCIÓN

Río Negro	Pedro Montt N° 687
Sn. José de la Mariquina	A. Carrillo N° 103
San Pablo	Paglieta N° 497
Valdivia	Yungay N° 630

EDELAYSEN

LOCALIDAD

DIRECCIÓN

Chaitén	P. Aguirre Cerda 305
Chile Chico	Lautaro N° 191
Cochrane	Colonos N° 610
Coyhaique	Francisco Bilbao N° 412
Futaleufú	Manuel Rodríguez S/N
Islas Huichas	Poblador Caleta A. S/N
La Junta	1° Noviembre N° 148
Lago Verde	Cacique Blanco Km 1, N° 117-A
Mañihuales	Arturo Prat N° 199
Palena	Bellavista N° 526
Pto. Aysén	Serrano Montaner N° 538
Puerto Cisnes	Gabriela Mistral N° 268
Villa O'Higgins	Río Los Ñadis S/N



EMPRESAS FILIALES





SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado: M\$ 219.326.076

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,92%

Saesa es una de las principales compañías operativas de Grupo Saesa, su actividad principal es la distribución de electricidad en la zona sur del país. Su zona de operación comprende la Región de la Araucanía, Región de los Ríos y Región de los Lagos, en forma individual atiende a más de 501 mil clientes.

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

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

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

de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica.

En los últimos 10 años, Saesa y sus filiales (Luz Osorno y Edelayesen), han presentado una tasa media de crecimiento en ventas de energía cercana al 3,65% (crecimiento anual compuesto en base a 10 años). Factor clave en este crecimiento ha sido el importante desarrollo que ha experimentado la industria salmonera y sectores afines, especialmente en las provincias de Llanquihue y Chiloé, así como el sector forestal en la Provincia de Valdivia, además del sostenido crecimiento del consumo residencial.

Actualmente el suministro está respaldado por contratos provenientes de la Licitación 2013-01, Licitación 2013-03, Licitación 2013-03/2do llamado, Licitación 2015-02 y Licitación 2015-01 que agrupa 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. Sin embargo, en la Licitación 2015-01 se presentan dos empresas: Cabo Leones II (CLII) y María Elena Solar S.A. (MES), que se encuentran imposibilitadas de suministrar a las Distribuidoras participantes de esa Licitación, entre ellas las del Grupo Saesa,

ya que están suspendidas de participar en el mercado de corto plazo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), producto de su insolvencia económica y por no cumplir con la cadena de pago asociado a instrucciones de pago provenientes del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). Además, la empresa MES se encuentra actualmente en proceso de quiebra solicitado por un banco acreedor. Dado lo anterior, se convocó a todos los actores del sector energético para conformar mesas de trabajo que permitirán, entre otros temas, mejorar las bases de Licitación para robustecer el proceso de licitación y un suministro sostenible y sustentable.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) continúa impulsando los procesos de licitación conjunta para suministrar la demanda regulada de distribuidoras pertenecientes al SEN, 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 incorporadas 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 esperan las firmas de los contratos adjudicados para la Licitación

2022-01 que comenzaría el año 2027.

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.

En virtud de las herramientas que establece la Ley y la Normativa vigente, la autoridad no visualiza en el corto plazo falta de suministro debido al cese de servicio por parte de MES y CLII.

Con fecha 24 de junio 2020, Saesa acuerda la venta de su participación en las

sociedades Eletrans S.A., Eletrans II S.A. y Eletrans III S.A., en cada una de las cuales mantenía un 50% de participación, a la sociedad Chilquinta Energía S.A.

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

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.

Para satisfacer adecuada y oportunamente el crecimiento en su zona de influencia, extender ésta hacia las zonas más aisladas y entregar un servicio cada vez mejor, Saesa en forma individual realizó inversiones que ascendieron a MM\$50.977

durante el año 2022.

Saesa representa un 23,82% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña directa).

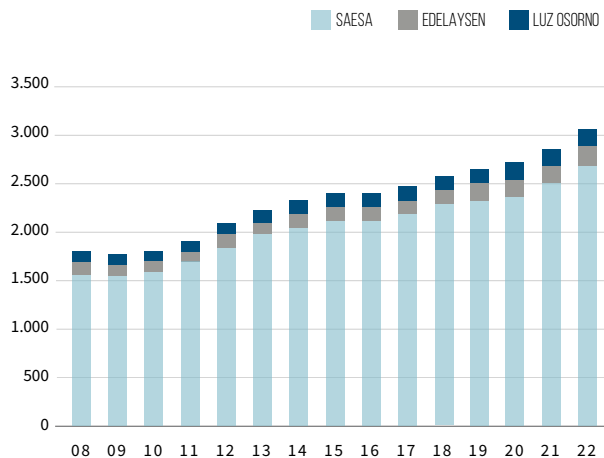
TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

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

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

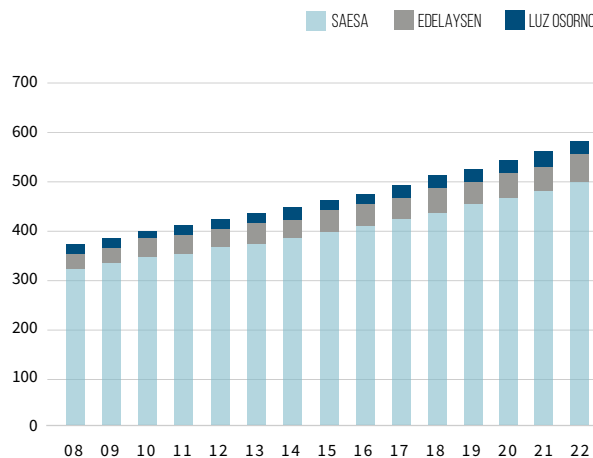
(EN GWh)



Las ventas de energía durante el año 2022, de Saesa y sus filiales alcanzaron los 3.086 GWh.

CLIENTES ATENDIDOS

(MILES)

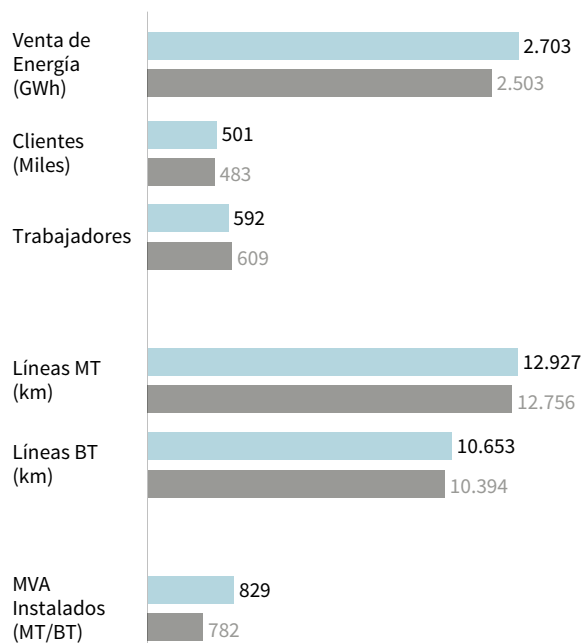


Saesa y sus filiales al cierre del ejercicio 2022 atendían a más de 583 mil clientes, lo que representa un aumento de un 3,88% respecto al año 2021.

ANTECEDENTES OPERACIONALES

INDIVIDUALES

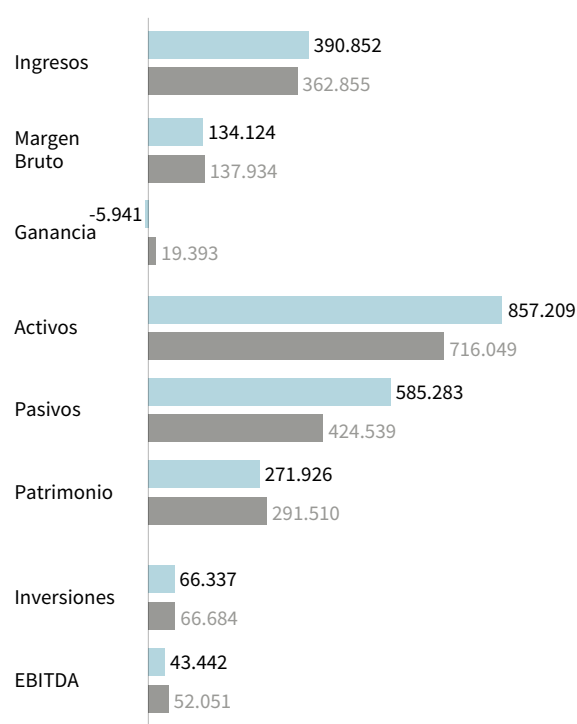
2022 2021



ANTECEDENTES FINANCIEROS

CONSOLIDADO (MM\$)

2022 2021





Maicolpué, Región de Los Lagos.



EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado: M\$ 125.811.171

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

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. Sin embargo, en la Licitación 2015-01 se presentan dos empresas: Cabo Leones II (CLII) y María Elena Solar S.A. (MES), que se encuentran imposibilitadas de suministrar a las Distribuidoras participantes de esa Licitación, entre ellas las del Grupo Saesa, ya que están suspendidas de participar en el mercado de corto plazo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), producto de su insolvencia económica y por no cumplir con la cadena de pago asociado a instrucciones de pago provenientes del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). Además, la empresa MES se encuentra actualmente en proceso de quiebra solicitado por un banco acreedor. Dado lo anterior, se convocó a todos los actores del sector energético para conformar mesas de trabajo que permitirán, entre otros temas, mejorar las bases de Licitación para robustecer el proceso de licitación y un suministro sostenible y sustentable.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) continúa impulsando los procesos de

licitación conjunta para suministrar la demanda regulada de distribuidoras pertenecientes al SEN, 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 incorporadas 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 esperan las firmas de los contratos adjudicados para la Licitación 2022-01 que comenzaría el año 2027.

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.

En virtud de las herramientas que establece la Ley y la Normativa vigente, la autoridad no visualiza en el corto plazo falta de suministro debido al cese de servicio por parte de MES y CLII.

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

Las inversiones realizadas por Frontel durante el año 2022 alcanzaron los MM\$33.535.-

Frontel representa un 14,71% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña directa).

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

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

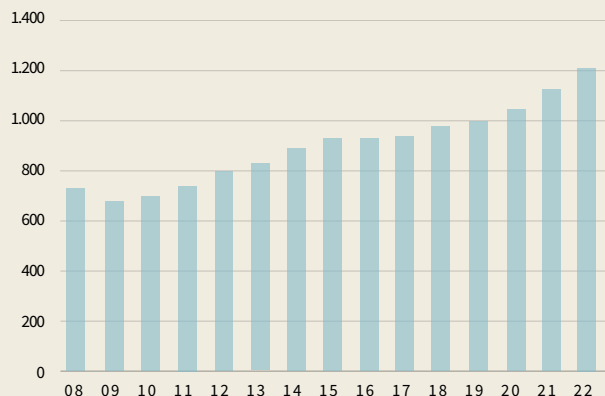
Por otro lado, están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio

medio de bodega y los préstamos entre compañías relacionadas que se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos créditos en cuenta corriente pagan intereses de

mercado, que se calculan por el periodo que dure la operación, y tienen límites de monto entre las compañías relacionadas, según lo indicado en los contratos de bonos vigentes.

VENTAS DE ENERGÍA

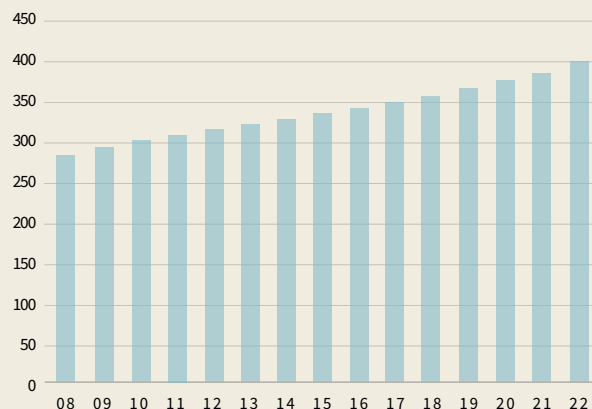
(EN GWh)



Las ventas de energía durante 2022 alcanzaron los 1.203 GWh.

CLIENTES ATENDIDOS

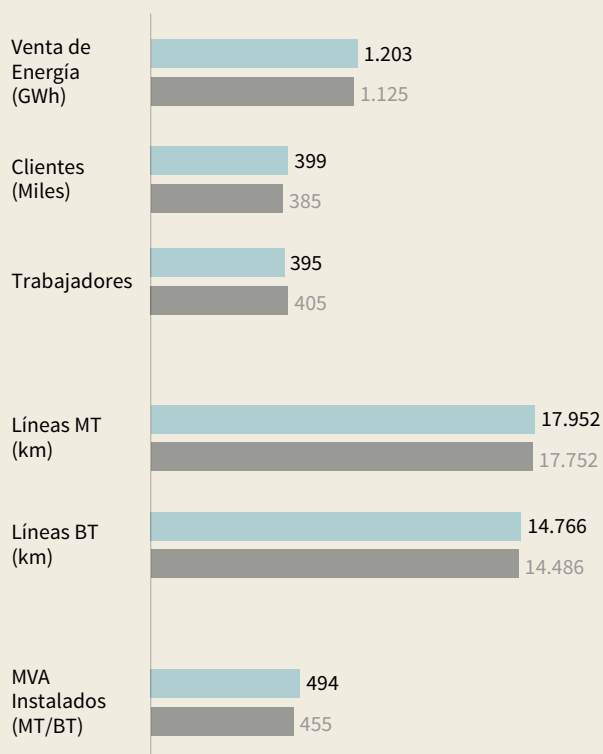
(MILES)



Frontel al cierre del ejercicio 2022 atendía a más de 399 mil clientes, lo que representa un aumento de 3,57% respecto al cierre del 2021.

CIFRAS OPERACIONALES

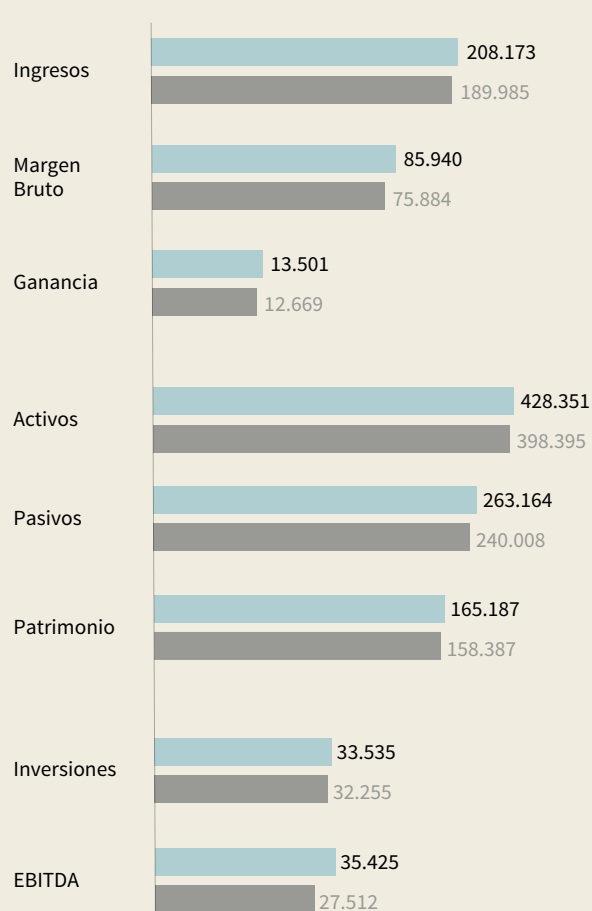
■ 2022 ■ 2021



ANTECEDENTES FINANCIEROS

(MMS)

■ 2022 ■ 2021



SAGESA S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada
Capital Suscrito y Pagado: M\$ 9.129.918
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,9% (indirecta)

La filial SAGESA es una empresa generadora que opera desde la Región del Bío Bío a la Región de Los Lagos. Actualmente posee una central gas/diésel de 45,70 MW, un grupo de centrales diésel que en total suman una capacidad de 103,87 MW, posee además una central eólica y solar que suman 0,037 MW.

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

Con fecha 30 de diciembre de 2011, la Sociedad se constituyó producto de una reestructuración societaria que implicó una

división de Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. (Antigua SAGESA o Continuidadora Legal), en la Continuidadora Legal y la Sociedad. A SAGESA S.A. se le asignaron la mayor parte de los activos y pasivos de la antigua Sagesa, quedando la Sociedad con el giro de generación de energía eléctrica.

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

En diciembre de 2022, se aprobó la división de la sociedad en dos, manteniéndose la sociedad como continuadora y creándose una nueva sociedad, que se denominó "SAGESA Generación S.A."

Las inversiones realizadas por SAGESA durante el año 2022 ascienden a MM\$7.838.

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

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

ESTADOS CONSOLIDADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA, CLASIFICADOS (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
ACTIVOS		
Activos Corrientes	15.046.199	9.378.835
Activos No Corrientes	97.662.175	120.336.777
TOTAL ACTIVOS	112.708.374	129.715.612
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	5.522.056	6.381.772
Pasivos No Corrientes	64.244.827	81.550.581
TOTAL PASIVOS	69.766.883	87.932.353
TOTAL PATRIMONIO NETO	42.941.491	41.783.259
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	112.708.374	129.715.612

ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS INTEGRALES, POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
Margen Bruto	15.639.058	13.067.531
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTO	6.861.519	736.002
Impuesto a las Ganancias	(229.400)	(22.225)
GANANCIA (PÉRDIDA)	6.632.119	713.777

ESTADOS CONSOLIDADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO MÉTODO DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	28.304.432	12.049.529
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	28.819.627	(7.573.399)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(54.791.027)	(4.517.594)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	31.742	(29.209)
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO EN EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	2.364.774	(70.674)
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	109.670	180.344
EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO, SALDO FINAL	2.474.444	109.670

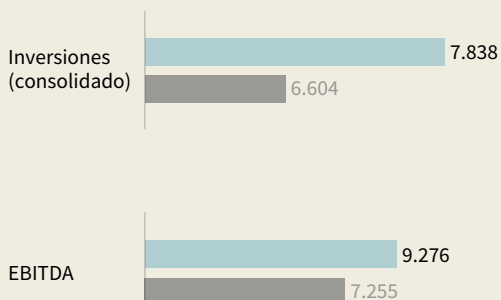
ESTADOS CONSOLIDADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
Saldo Inicial Reexpresado	41.783.047	34.281.242
Cambios en Patrimonio	1.716.906	7.501.805
PATRIMONIO FINAL	43.499.953	41.783.047

OTROS ANTECEDENTES FINANCIEROS

(MM\$)

2022 2021



OTROS ANTECEDENTES OPERACIONALES

TIPO TECNOLOGÍA	MW INSTALADOS	CANTIDAD DE CENTRALES
GAS / DIÉSEL	45,70	1
DIÉSEL	103,87	78
EÓLICA	0,00	1
SOLAR / PANEL	0,04	
TOTAL	149,61	80

SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL SUR S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado: M\$ 74.797.788

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,8% (indirecta)

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

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

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

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

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

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. Asimismo, en dicha fecha se incorporaron a Saesa Transmisión S.A. la totalidad de los accionistas y patrimonio de Sistemas de Transmisión del Sur S.A. y Frontel Transmisión S.A., las que, como consecuencia de lo anterior, se disolvieron de pleno derecho, sin necesidad de

efectuarse su liquidación. Cabe destacar que la nueva sociedad que surgió producto de esta fusión, adoptó finalmente el nombre de STS (Sistema de Transmisión del Sur S.A.).

Posteriormente, con fecha 28 de diciembre de 2021, Inversiones Eléctricas del Sur (mayor accionista de la sociedad hasta ese momento) concurre al aumento de capital de Sociedad de Transmisión Austral S.A., (STA) suscribiendo 29.330.549.384.033 nuevas acciones de pago Serie B nominativas, a un precio de \$106.224.144.820 o \$0,005225 por acción, el que fue pagado en el mismo acto por la Sociedad, mediante el aporte en dominio, cesión y transferencia a Sociedad de Transmisión Austral S.A. de la totalidad de las acciones de su propiedad emitidas por Sistemas de Transmisión del Sur S.A., de esta forma el accionista principal de STS pasa a ser Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA).

Durante el año 2022, STS en forma individual realizó inversiones por MM\$36.439, destinadas a nuevos proyectos y a optimizar sus actuales instalaciones.

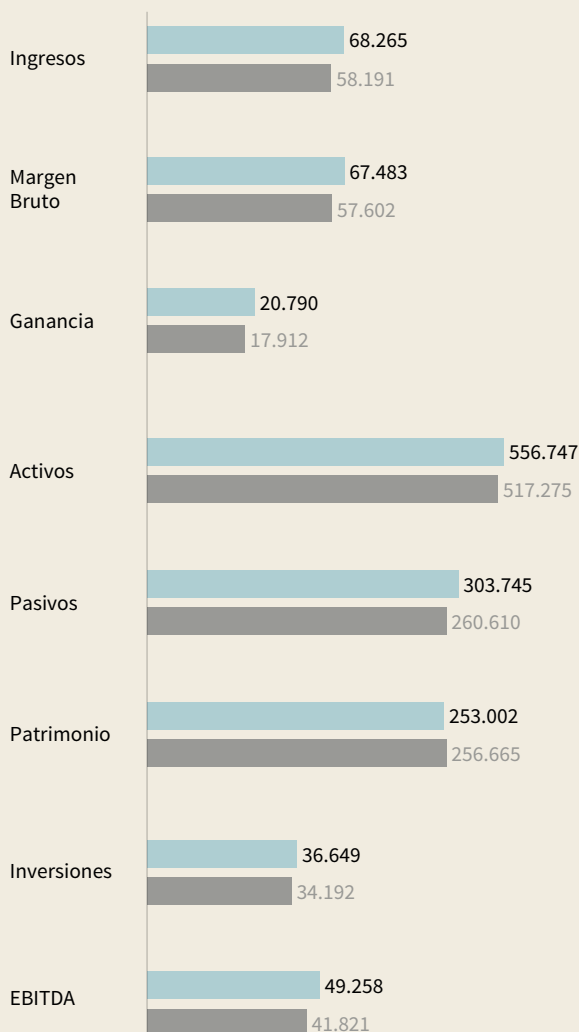
Adicionalmente en 2022 STS realizó el prepago parcial de UF 1.000.000 de su serie vigente BSTSS-A.

STS representa un 33,83% del activo de Sociedad de Transmisión Austral (STA), dueña directa.

ANTECEDENTES FINANCIEROS CONSOLIDADOS

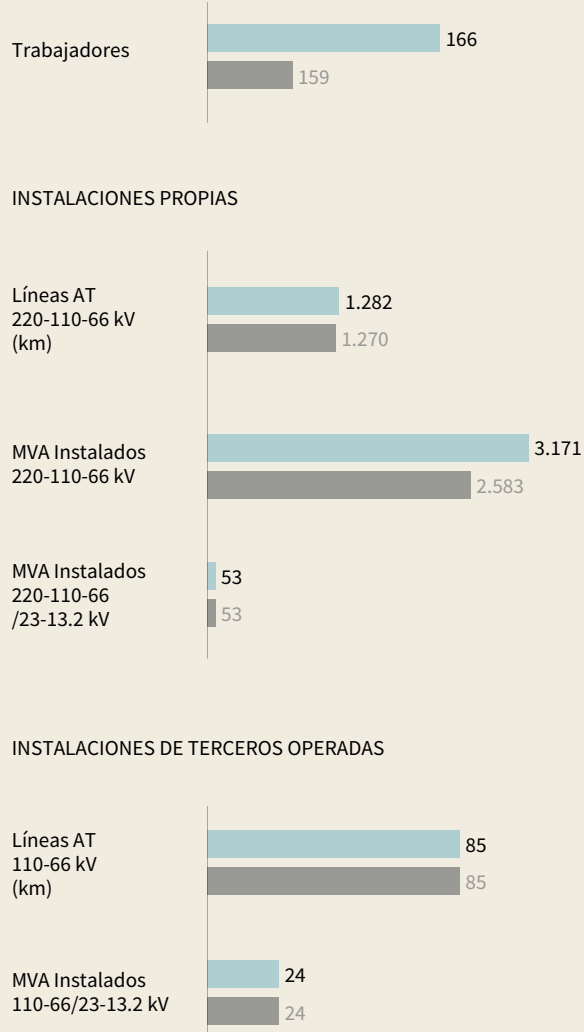
(MM\$)

2022 2021



ANTECEDENTES OPERACIONALES

2022 2021





EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado: M\$ 37.005.894

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

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

Esencialmente, Edelayesen es una empresa verticalmente integrada que genera energía eléctrica en un 100% y la distribuye en las zonas que le fueron

otorgadas en concesión y en las que posee permisos municipales. Además, realiza ventas de energía en media tensión a Saesa, en Palena.

Con el fin de satisfacer la demanda y crecimiento normal del servicio, mejorando la confiabilidad del sistema, la sociedad efectuó inversiones por MM \$9.756 durante el año 2022.

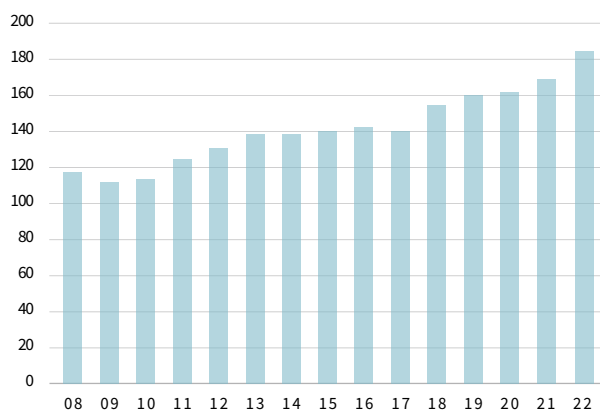
Edelayesen representa un 12,04% del activo de Saesa.

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

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

VENTAS DE ENERGÍA

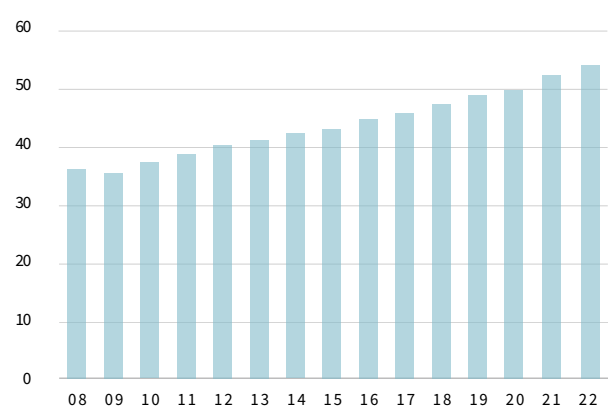
(EN GWh)



Las ventas de energía durante el 2022 alcanzaron los 184 GWh.

CLIENTES ATENDIDOS

(EN MILES)



Edelayesen al cierre del ejercicio 2022 atendía a más de 53 mil clientes.

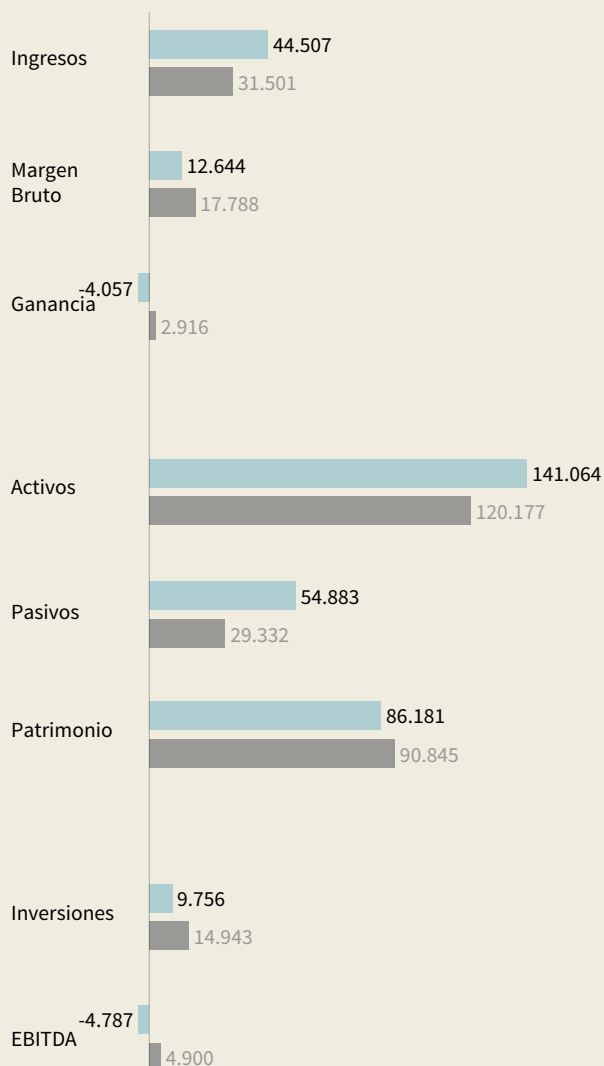
CAPACIDAD DE CENTRALES

TIPO DE TECNOLOGÍA	MW	CANTIDAD DE CENTRALES
HIDROELÉCTRICAS	22,59	7
EÓLICA	2,97	1
DIÉSEL	49,80	19
TOTAL	75,358	27

ANTECEDENTES FINANCIEROS

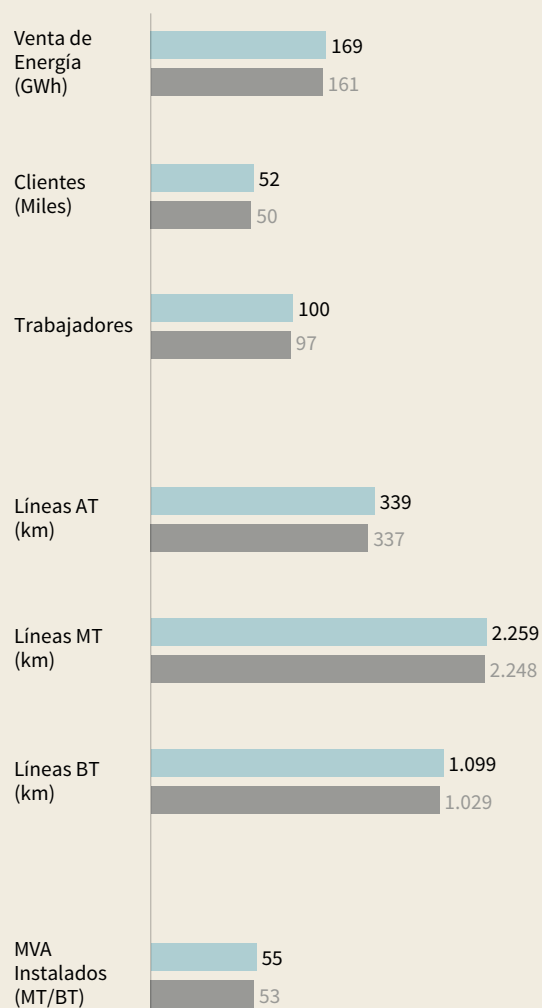
(MM\$)

2022 2021



CIFRAS OPERACIONALES

2022 2021





COMPAÑÍA ELÉCTRICA OSORNO S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado: M\$ 10.557.505

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

Luz Osorno a lo largo de los años, se ha hecho cargo de la distribución y venta de energía eléctrica en sectores rurales de la provincia de Osorno y en algunas localidades de las provincias de Valdivia y Llanquihue.

Actualmente el suministro está respaldado por contratos provenientes de la Licitación 2013-01, Licitación 2013-03, Licitación 2013-03/2do llamado, Licitación 2015-02 y Licitación 2015-01 que agrupa las empresas generadoras: Enel Generación, Pelumpen (Colbún), Caren, ERNC(PV Salvador), Norvind, El Morado, Chungungo, SPV P4, San Juan, Engie, Santiago Solar, GM Holdings, Aela, Cerro Dominador, Rucatayo, Luz del Norte, Cabo Leones I, Cabo Leones II, Cabo Leones III, Grupo Mainstream, Grupo WPD, Acciona, María Elena Solar, Cox Energy y OPDE. Sin embargo, en la Licitación 2015-01 se presentan dos empresas: Cabo Leones II (CLII) y María Elena Solar S.A. (MES), que se encuentran imposibilitadas de suministrar a las Distribuidoras participantes de esa Licitación, entre ellas las del Grupo Saesa, ya que están suspendidas de participar en el mercado de corto plazo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), producto de su insolvencia económica y por no cumplir con la cadena de pago asociado a instrucciones de pago provenientes del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). Además, la empresa MES se encuentra actualmente en proceso de quiebra solicitado por un banco acreedor. Dado lo anterior, se convocó a todos los actores del sector energético para conformar mesas de trabajo que permitirán, entre otros temas, mejorar las bases de Licitación para robustecer el proceso de licitación y un suministro sostenible y sustentable.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) continúa impulsando los procesos de licitación conjunta para suministrar la demanda regulada de distribuidoras pertenecientes al SEN, 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 incorporadas 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 esperan las firmas de los contratos adjudicados para la Licitación 2022-01 que comenzaría el año 2027.

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.

En virtud de las herramientas que establece la Ley y la Normativa vigente, la autoridad no visualiza en el corto plazo falta de suministro debido al cese de servicio por parte de MES y CLII.

Durante el ejercicio 2022 Luz Osorno realizó inversiones por MM\$5.605, enfocadas principalmente en atender el crecimiento de la demanda de energía y extender la cobertura geográfica.

Luz Osorno representa un 2,95% del activo de Saesa.

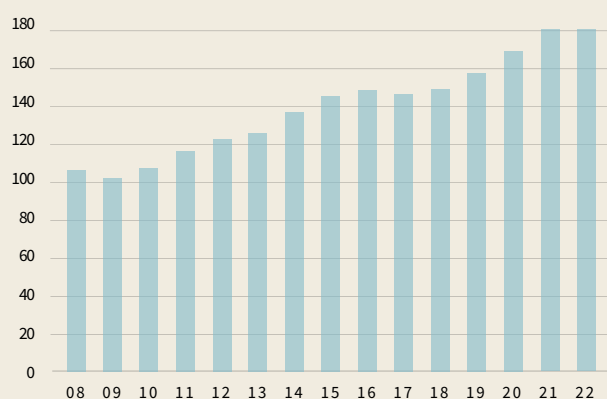
TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

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

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

VENTAS DE ENERGIA

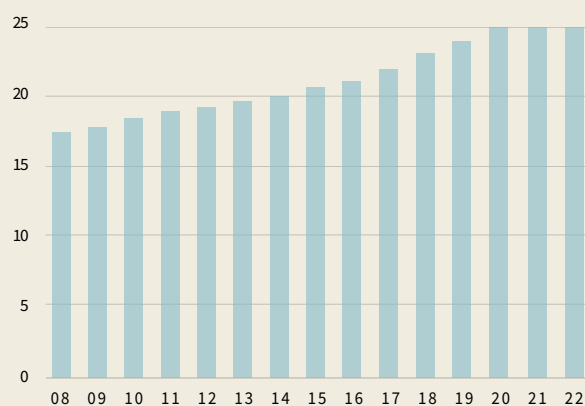
(EN GWh)



Las ventas de energía durante el 2022 alcanzaron los 199 GWh.

CLIENTES ATENDIDOS

(EN MILES)

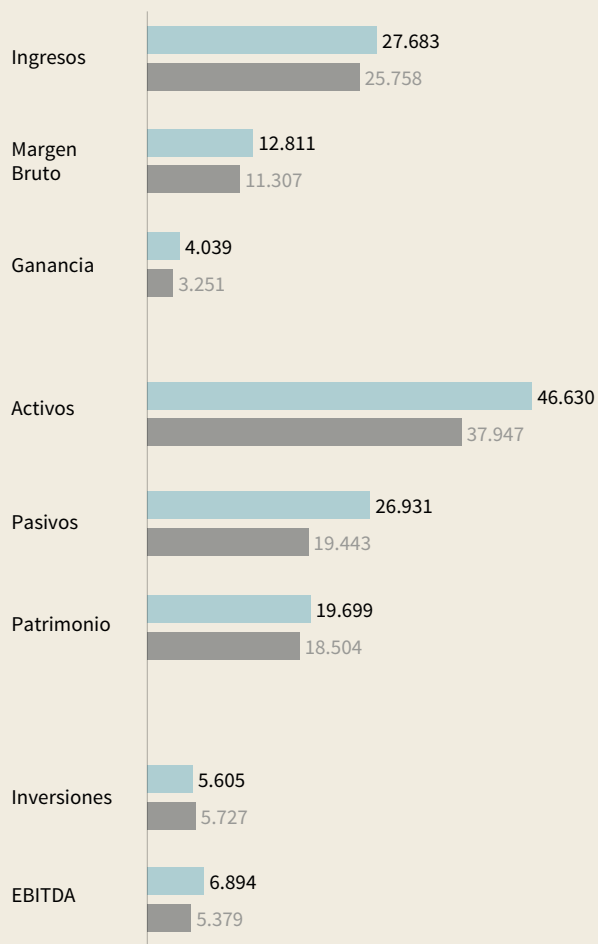


Luz Osorno al cierre del ejercicio 2022 atendía a más de 28 mil clientes.

ANTECEDENTES FINANCIEROS

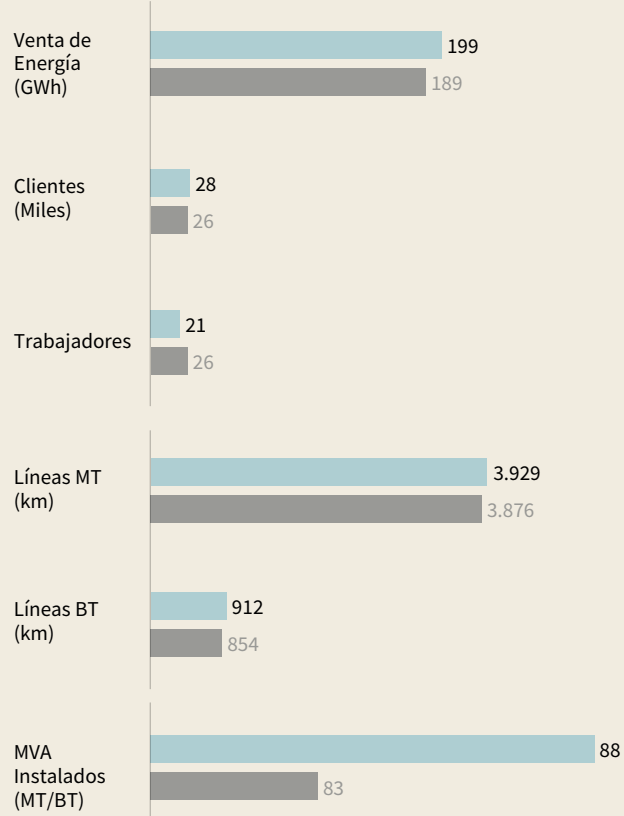
(MM\$)

2022 2021



ANTECEDENTES OPERACIONALES

2022 2021



SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado: M\$ 3.160.921

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

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

SGA fue constituida como consecuencia

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

En el ejercicio 2022 la Sociedad obtuvo un EBITDA de MM\$1.274.-

SGA representa un 1,03% del activo de Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA).

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

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

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
ACTIVOS		
Activos Corrientes	39.407.288	17.564.612
Activos No Corrientes	619.804	4.782.223
TOTAL ACTIVOS	40.027.092	22.346.835
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	31.634.446	15.902.327
Pasivos No Corrientes	727.594	166.846
TOTAL PASIVOS	32.362.040	16.069.173
TOTAL PATRIMONIO NETO	7.665.052	6.277.662
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	40.027.092	22.346.835

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
Margen Bruto	2.038.762	2.082.535
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTO	3.180.348	371.488
Impuesto a las Ganancias	(775.091)	(235.466)
GANANCIA (PÉRDIDA)	2.405.257	136.022

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	8.990.678	(703.945)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	1.188.093	2.206.223
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(82.081)	(1.683.411)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	-	-
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	10.096.690	(181.133)
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	382.530	563.663
EFFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERÍODO	10.479.220	382.530

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
Saldo Inicial Reexpresado	6.277.662	5.901.667
Cambios en Patrimonio	1.387.390	375.995
PATRIMONIO FINAL	7.665.052	6.277.662

SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL CENTRO S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada
Capital Suscrito y Pagado: M\$ 23.238.005
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,9% (indirecta)

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

La participación de Sistema de Transmisión del Sur S.A. en la Sociedad es de un 50,1%, mientras que Eléctrica la Puntilla vende a Inversiones los Lagos IV

Ltda. su participación de 49,9% en el mes de octubre de 2019, quedando esta última como propietaria de las acciones.

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

Con fecha 01 de junio de 2020 Sistema de Transmisión del Sur S.A. celebró un contrato de compraventa de acciones en virtud del cual vendió, cedió y transfirió

a Sociedad de Transmisión Austral S.A. ("STA") 50.000 acciones emitidas por Sistema de Transmisión del Centro S.A. ("STC") de las que era titular, lo que corresponde a un 50% del capital emitido por dicha sociedad, manteniendo 100 acciones en su poder, que corresponden a un 0,1%.

STC al cierre del ejercicio 2022 realizó inversiones por MM\$22.787.-

La sociedad representa un 4,14% del activo de Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA).

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
ACTIVOS		
Activos Corrientes	407.911	310.869
Activos No Corrientes	72.846.299	71.893.888
TOTAL ACTIVOS	73.254.210	72.204.757
PASIVOS Y PATRIMONIO NETO		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	1.025.682	802.155
Pasivos No Corrientes	41.322.136	41.765.670
TOTAL PASIVOS	42.347.818	42.567.825
TOTAL PATRIMONIO NETO	30.906.392	29.636.932
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	73.254.210	72.204.757

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
Margen Bruto	4.330.566	3.568.060
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTO	1.203.637	(36.445)
Impuesto a las Ganancias	(307.190)	5.792
GANANCIA (PÉRDIDA)	896.447	(30.653)

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	3.748.393	8.261.246
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(26.200)	(366.079)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(3.687.601)	(7.859.728)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(369)	(288)
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	34.223	35.151
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	103.508	68.357
EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERÍODO	137.731	103.508

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
Saldo Inicial Reexpresado	29.636.932	24.936.371
Cambios en Patrimonio	1.269.460	4.700.561
PATRIMONIO FINAL	30.906.392	29.636.932

SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL NORTE S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada
 Capital Suscrito y Pagado: M\$ 16.630.018
 Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 100% (indirecta)

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

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

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

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

STN al cierre del ejercicio 2022 realizó inversiones por MM\$3.893 y alcanzó un EBITDA de MM\$10.039.

La sociedad representa un 3,86% del activo de Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA).

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
ACTIVOS		
Activos Corrientes	13.135.123	8.041.240
Activos No Corrientes	57.471.059	58.405.974
TOTAL ACTIVOS	70.606.182	66.447.214
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	6.341.533	3.021.018
Pasivos No Corrientes	32.289.956	34.147.750
TOTAL PASIVOS	38.631.489	37.168.768
TOTAL PATRIMONIO NETO	31.974.693	29.278.446
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	70.606.182	66.447.214

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
Margen Bruto	24.692.268	14.845.974
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTO	5.848.151	2.446.235
Impuesto a las Ganancias	(1.328.556)	(553.919)
GANANCIA (PÉRDIDA)	4.519.595	1.892.316

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	11.095.683	7.874.737
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(4.731.528)	(2.830.531)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(4.951.311)	(4.786.195)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(15.151)	5.683
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO EN EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	1.397.693	263.964
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	594.883	331.189
EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO, SALDO FINAL	1.992.576	594.883

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
Saldo Inicial Reexpresado	29.278.446	23.666.712
Cambios en Patrimonio	2.696.247	5.611.734
PATRIMONIO FINAL	31.974.693	29.278.446

SOCIEDAD AUSTRAL DE TRANSMISIÓN TRONCAL S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado: M\$ 16.654.377

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

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

de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica.

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

societaria en SATT, que anteriormente poseía Sociedad Austral de Electricidad S.A.

SATT representa un 3,88% del activo de Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA).

Durante el ejercicio 2022 SATT realizó inversiones por MM\$18.391.-

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
ACTIVOS		
Activos Corrientes	14.486.043	9.397.381
Activos No Corrientes	131.357.123	111.870.610
TOTAL ACTIVOS	145.843.166	121.267.991
PASIVOS Y PATRIMONIO NETO		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	16.243.396	8.206.610
Pasivos No Corrientes	100.619.487	88.461.809
TOTAL PASIVOS	116.862.883	96.668.419
TOTAL PATRIMONIO NETO	28.980.283	24.599.572
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	145.843.166	121.267.991

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
Margen Bruto	9.778.099	5.581.921
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTO	9.450.869	3.447.362
Impuesto a las Ganancias	(2.294.051)	(975.753)
GANANCIA (PÉRDIDA)	7.156.818	2.471.609

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	9.172.188	6.150.319
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(16.816.689)	(17.474.792)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	7.789.119	11.461.752
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	14.591	3.237
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	159.209	140.605
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	616.207	475.692
EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERÍODO	775.416	616.297

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
Saldo Inicial Reexpresado	24.599.572	20.360.980
Cambios en Patrimonio	4.380.711	4.238.592
PATRIMONIO FINAL	28.980.283	24.599.572

L.T. CABO LEONES

LÍNEA DE TRANSMISIÓN CABO LEONES S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado: M\$ 10.042

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,99% (indirecta)

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

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

L.T. Cabo Leones S.A. representa un 5,33% del activo de SAGESA S.A.

Durante el ejercicio 2022 L.T. Cabo Leones S.A. alcanzó un EBITDA de MM\$5.080.-

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
ACTIVOS		
Activos Corrientes	1.683.606	1.040.447
Activos No Corrientes	45.010.176	45.004.789
TOTAL ACTIVOS	46.693.782	46.045.236
PASIVOS Y PATRIMONIO NETO		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	1.433.997	1.148.205
Pasivos No Corrientes	39.552.217	41.294.807
TOTAL PASIVOS	40.986.214	42.443.012
TOTAL PATRIMONIO NETO	5.707.568	3.602.224
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	46.693.782	46.045.236

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
Margen Bruto	5.424.418	4.260.121
GANANCIA (PÉRDIDA), ANTES DE IMPUESTO	3.063.664	2.208.133
Impuesto a las Ganancias	(833.304)	(669.013)
GANANCIA (PÉRDIDA)	2.230.360	1.539.120

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	4.978.101	10.321.384
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	-	-
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(4.640.443)	(10.317.352)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	8.300	(408)
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	355.287	3.624
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	56.979	53.355
EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERÍODO	412.266	56.979

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
Saldo Inicial Reexpresado	3.602.224	1.450.911
Cambios en Patrimonio	2.105.344	2.151.313
PATRIMONIO FINAL	5.707.568	3.602.224

SOCIEDAD DE TRANSMISIÓN AUSTRAL S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado: M\$ 166.064.578

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,99% (directa e indirecta)

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

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

de su propiedad o de terceros.

Durante el año 2021, STA adquirió la totalidad de las acciones en que está dividido el capital de la sociedad Tolchén Transmisión SpA. El monto total de la operación ascendió a la suma de 35.926.830 dólares de los Estados Unidos de América.

Adicionalmente se acordó un aumento de capital social por la cantidad de 106.292.018.960, mediante la emisión de 20.343.540.014.041 nuevas acciones Serie B nominativas, sin valor nominal. Dichas acciones debían pagarse en dinero efectivo o mediante el aporte

en propiedad de acciones, es así como con fecha 28 de diciembre 2021, Inversiones Eléctricas del Sur (matriz del holding), concurre al aumento de capital suscribiendo 29.330.549.384.033 nuevas acciones de pago Serie B nominativas, a un precio de \$106.224.144.820 el que fue pagado en el mismo acto por la Sociedad, mediante el aporte en dominio, cesión y transferencia a Sociedad de Transmisión Austral S.A. de la totalidad de las acciones de su propiedad emitidas por Sistemas de Transmisión del Sur S.A.

STA, representa un 31,85% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña directa).

ESTADOS CONSOLIDADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA, CLASIFICADOS (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
ACTIVOS		
Activos Corrientes	171.321.031	142.412.640
Activos No Corrientes	857.320.474	814.933.932
TOTAL ACTIVOS	1.028.641.505	957.346.572
M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	101.705.137	69.536.522
Pasivos No Corrientes	570.758.911	527.546.331
TOTAL PASIVOS	672.464.048	597.082.853
TOTAL PATRIMONIO NETO	356.177.457	360.263.719
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	1.028.641.505	957.346.572

ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS INTEGRALES, POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
Margen Bruto	114.579.273	87.073.053
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTO	30.137.826	31.798.370
Impuesto a las Ganancias	(1.377.983)	(7.368.457)
GANANCIA (PÉRDIDA) PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS	28.759.843	24.429.913
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	6.807.016	(689.321)
GANANCIA (PÉRDIDA)	35.566.859	23.740.592

ESTADOS CONSOLIDADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO MÉTODO DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	71.491.687	63.611.197
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(58.473.255)	(84.674.015)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(10.760.342)	21.520.955
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	4.105.239	47.294
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO EN EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	6.363.329	505.431
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	1.964.417	1.458.986
EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO, SALDO FINAL	8.327.746	1.964.417

ESTADOS CONSOLIDADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
Saldo Inicial Reexpresado	360.263.719	312.346.711
Cambios en Patrimonio	(4.086.262)	47.917.008
PATRIMONIO FINAL	356.177.457	360.263.719

SAESA GESTIÓN Y LOGÍSTICA

SAESA GESTIÓN Y LOGÍSTICA SpA

Naturaleza Jurídica: Sociedad por Acciones

Capital Suscrito: M\$ 1.000

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

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

La sociedad tiene por objeto, ya sea actuando directamente o por intermedio de terceros, individualmente o en conjunto con otros, dentro del territorio de la República de Chile o en el extranjero, efectuar toda clase de inversiones en toda clase de bienes corporales e incorporeales, muebles o inmuebles, y en general, participar en sociedades de cualquier clase, naturaleza u objeto, chilenas o extranjeras, en comunidades, asociaciones y fondos de inversión, prestar toda clase de servicios y asesorías profesionales

o técnicas en toda clase de materias, incluyendo asesorías legales, regulatorias, financieras, contables, tributarias, de recursos humanos, operacionales, informáticas, de gestión, logísticas, comerciales y de marketing y de apoyo a la gestión de empresas, cualquiera sean sus funciones, giro o servicio, tales como; la prestación de servicios administrativos, la prestación de servicios contables y tributarios, servicios de administración de las remuneraciones, servicio outsourcing en personal, servicios transitorios de personal, prestación de servicios de análisis financiero y/o presupuestario, servicios de programación y/o análisis de programas, servicios de procesamiento de datos, bodegaje e infraestructura y de todos aquellos servicios afines o análogos

a los anteriores que constituyen un apoyo a la gestión empresarial; la compra, venta, arrendamiento, importación, exportación, operaciones de leasing, construcción, elaboración y mantención, por cuenta propia o ajena, de equipos, infraestructura, instalaciones, oficinas comerciales, bodegas y todo tipo de bienes muebles o inmuebles; y realizar todos los actos o contratos que sean necesarios o conducentes para el cumplimiento de este objeto.

Saesa Gestión y Logística representa un 0,003% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur (dueña directa).

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
ACTIVOS		
Activos Corrientes	655.603	468.648
Activos No Corrientes	9.248	12.598
TOTAL ACTIVOS	664.851	481.246
PASIVOS Y PATRIMONIO NETO		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	134.281	95.470
Pasivos No Corrientes	498.999	390.000
TOTAL PASIVOS	633.280	485.470
TOTAL PATRIMONIO NETO	31.571	(4.224)
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	664.851	481.246

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
Margen Bruto	1.437.847	426.265
GANANCIA (PÉRDIDA), ANTES DE IMPUESTO	65.751	(7.155)
Impuesto a las Ganancias	(16.855)	1.931
GANANCIA (PÉRDIDA)	48.896	(5.224)

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	124.243	(350.978)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	-	-
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	5.000	391.000
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	-	-
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	118.140	40.022
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	40.022	-
EFFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO, SALDO FINAL	158.162	40.022

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
Patrimonio Inicial	(4.224)	-
Cambios en Patrimonio	35.795	(4.224)
PATRIMONIO FINAL	31.571	(4.224)

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

La Sociedad tiene por objeto, en forma directa o a través de otras empresas, en Chile o en el extranjero, la compra, venta, arrendamiento, importación, exportación, comercialización, elaboración, producción, construcción, almacenamiento, realización de operaciones de leasing, intermediación, distribución, instalación y mantención, por cuenta propia o ajena, de equipos, artefactos, infraestructura y productos eléctricos o vinculados al ámbito eléctrico en general, vehículos eléctricos, soluciones de eficiencia energética, electromovilidad,

paneles solares, domótica, productos para el hogar, climatización, transporte, comunicaciones, seguridad, informática, medio ambiente, deportes, esparcimiento u otros afines, la generación, producción, adquisición y comercialización de energía eléctrica y productos derivados o relacionados a la misma, así como generación distribuida, la prestación de todo tipo de servicios y asesorías en materia eléctrica y de gestión de demanda eléctrica y asesoría energética en general, la adquisición, producción, almacenamiento, transporte, distribución, transformación y comercialización de petróleo, gas natural y de cualquier otra clase de combustibles, la prestación de servicios y desarrollo de plataformas y aplicaciones informáticas, data center, housing y otros desarrollados

con la asesoría, implementación y operación de programas, sistemas, aplicaciones y equipos informáticos, la realización de inversiones en toda clase de bienes muebles e inmuebles, sean éstos corporales o incorporeales, incluyendo acciones de sociedades anónimas, derechos en sociedades, debentures, bonos, efectos de comercio y toda clase de valores mobiliarios e instrumentos de inversión y la administración de estas inversiones y sus frutos, y la prestación de servicios, asesorías, fabricación, comercialización de equipos y materiales, y ejecución de 2 obras, relacionados con los objetos señalados anteriormente o necesarios para su operación y desarrollo.

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
ACTIVOS		
Activos Corrientes	17.159.011	11.118.433
Activos No Corrientes	10.708.060	99.650
TOTAL ACTIVOS	27.867.071	11.218.083
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	10.100.048	7.448.349
Pasivos No Corrientes	17.827.493	3.705.000
TOTAL PASIVOS	27.927.541	11.153.349
TOTAL PATRIMONIO NETO	(60.470)	64.734
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	27.867.071	11.218.083

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
Margen Bruto	7.407.701	1.285.207
GANANCIA (PÉRDIDA), ANTES DE IMPUESTO	(96.455)	163.736
Impuesto a las Ganancias	(56.063)	(72.688)
GANANCIA (PÉRDIDA)	(152.518)	91.048

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	(12.173.202)	(3.364.558)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(38.744)	(31.005)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	13.566.105	3.706.000
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	7.348	(682)
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	1.361.507	309.755
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	309.755	-
EFFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO, SALDO FINAL	1.671.262	309.755

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
Patrimonio Inicial	64.734	-
Cambios en Patrimonio	(125.204)	64.734
PATRIMONIO FINAL	(60.470)	64.734

TOLCHÉN TRANSMISIÓN

TOLCHÉN TRANSMISIÓN SpA

Naturaleza Jurídica: Sociedad por Acciones

Capital Suscrito: M\$ 196.685

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

En el año 2021, Sociedad de Transmisión Austral S.A. ("STA"), adquiere la totalidad de las acciones de la sociedad Tolchén Transmisión SpA, sociedad que pertenecía al grupo empresarial español Acciona.

La sociedad fue constituida por escritura pública de fecha 05 de agosto de 2014, bajo el RUT 76.389.448-7, y su objeto social es la transmisión de energía eléctrica mediante una línea de transmisión de 2x220 kV en operación desde el 2020 que permite la

conexión de fuentes de generación de energía renovable.

Su propósito es evacuar las siguientes centrales eólicas:

-San Gabriel: Parque eólico de 183 MW propiedad de Acciona, actualmente en funcionamiento.

-Tolpán: Parque eólico de 84 MW propiedad de Acciona, actualmente en funcionamiento.

-Los Olmos: Un parque eólico de 100 MW propiedad de AES Gener, actualmente en funcionamiento.

Tolchén realizó inversiones en el 2022 por M\$1,7, y alcanzó un EBITDA de M\$2.648.

Tolchén representa un 0,33% del activo de STA (dueña directa).

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
ACTIVOS		
Activos Corrientes	689.488	622.764
Activos No Corrientes	29.687.127	29.213.909
TOTAL ACTIVOS	30.376.615	29.836.673
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	330.449	465.310
Pasivos No Corrientes	27.561.626	27.794.512
TOTAL PASIVOS	27.892.075	28.259.822
TOTAL PATRIMONIO NETO	2.484.540	1.576.851
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	30.376.615	29.836.673

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
Margen Bruto	2.871.163	1.215.247
GANANCIA (PÉRDIDA), ANTES DE IMPUESTO	1.074.310	467.471
Impuesto a las Ganancias	(339.512)	624.393
GANANCIA (PÉRDIDA)	734.798	1.091.864

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	2.502.642	831.642
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(2.063)	-
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(2.536.681)	(765.000)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	2.737	62.633
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO EN EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	(33.365)	129.275
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	147.949	18.674
EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO, SALDO FINAL	114.584	147.949

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022 Y 2021)

M\$	31-DIC-2022	31-DIC-2021
Patrimonio Inicial	1.576.851	932.414
Cambios en Patrimonio	907.689	644.437
PATRIMONIO FINAL	2.484.540	1.576.851

SAGESA GENERACIÓN

SAGESA GENERACIÓN S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado: M\$ 16.465.149

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

El 31 de diciembre de 2022 entró en vigencia la división de SAGESA S.A. en dos sociedades, la continuadora legal mantuvo el nombre de SAGESA S.A. y la compañía resultante de la división se denominó SAGESA Generación S.A.

La Sociedad tiene por objeto generar, transmitir, transportar, transformar, comprar, suministrar y vender energía eléctrica o de cualquier naturaleza, o los elementos o insumos necesarios para producirla, en forma directa o a través de otras empresas; distribuir, transportar, suministrar y vender gas, en forma directa o a través de otras empresas; prestar servicios relacionados con su objeto social, incluidos servicios energéticos de todo tipo y la comercialización de productos eléctricos y electrodomésticos; obtener, transferir, comprar, arrendar, gravar o explotar en cualquiera forma las concesiones a que se refiere la Ley

General de Servicios Eléctricos, y solicitar los permisos y franquicias para conservar, promover o desarrollar los fines de la Sociedad; realizar en forma directa o a través de otras empresas la compra, venta, importación, exportación, elaboración o producción, comercialización y distribución por cuenta propia o ajena de toda clase de bienes o mercaderías, que digan relación con la energía de cualquier clase; y efectuar inversiones en bienes muebles, corporales o incorporeales, acciones de sociedades anónimas, derechos en otras sociedades, bonos, efectos de comercio y demás valores mobiliarios; administrarlos transferirlos, explotarlos y percibir sus frutos y, en general, ejecutar toda clase de actos y celebrar todos los contratos que sean necesarios para el cumplimiento del objeto de la Sociedad o el desarrollo de su giro.

SAGESA Generación S.A. representa un 0,004% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur (dueña indirecta).

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

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

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022)

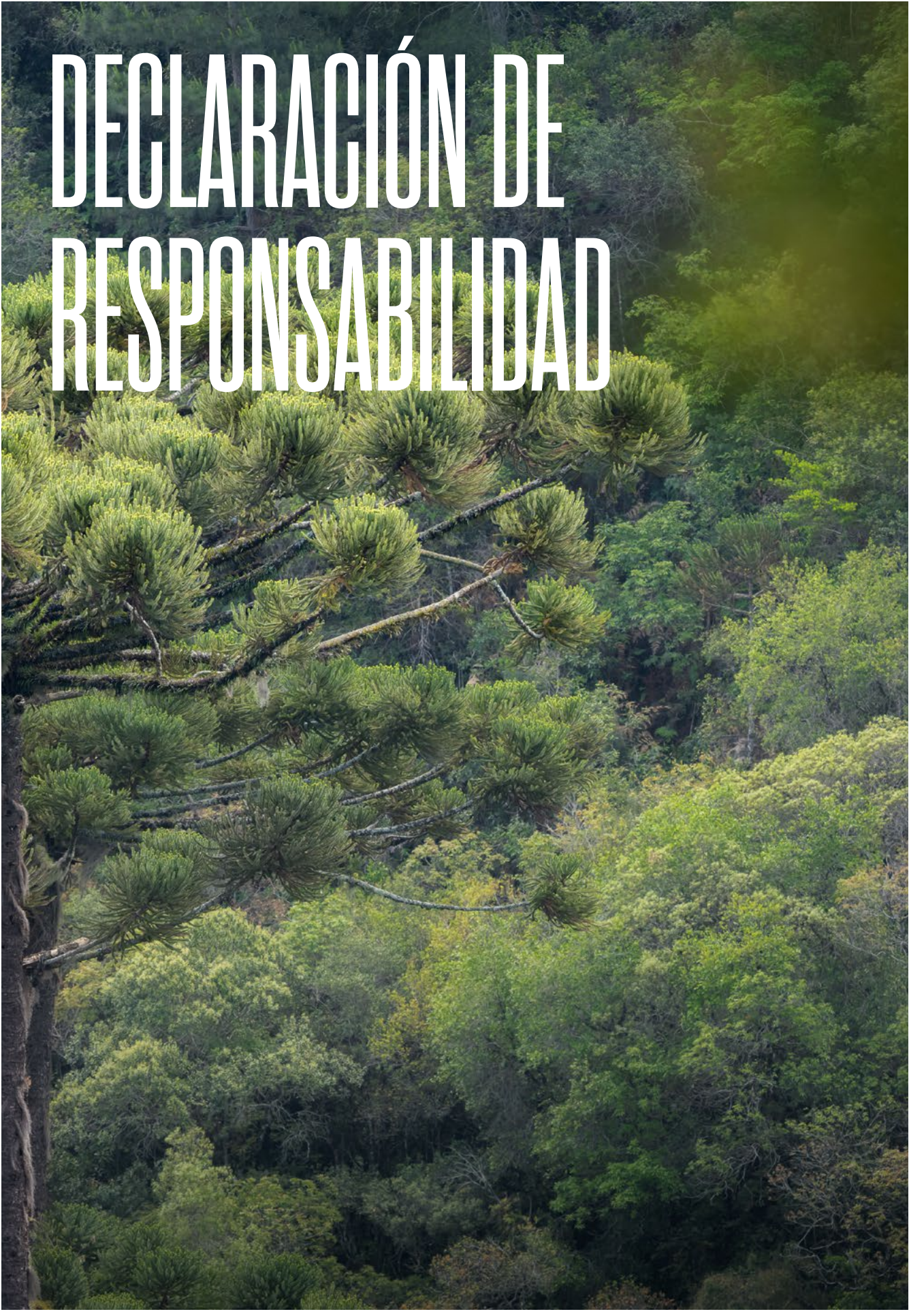
M\$	31-DIC-2022
ACTIVOS	
Activos Corrientes	1.308.370
Activos No Corrientes	43.005.934
TOTAL ACTIVOS	44.314.304

M\$	31-DIC-2022
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	
Pasivos Corrientes	2.182.941
Pasivos No Corrientes	13.299.393
TOTAL PASIVOS	15.482.334
TOTAL PATRIMONIO NETO	28.831.970
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	44.314.304

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022)

M\$	31-DIC-2022
Saldo Inicial Reexpresado	-
Cambios en Patrimonio	28.831.970
PATRIMONIO FINAL	28.831.970

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

A high-angle photograph of a lush forest. In the foreground, a large pine tree with dark, textured bark and vibrant green, needle-covered branches dominates the left side. The background is a dense canopy of various green trees, with sunlight filtering through the leaves, creating a dappled light effect. The overall scene conveys a sense of nature and environmental stewardship.

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



Jorge Lesser García-Huidobro / 6.443.633-3
PRESIDENTE



Iván Díaz-Molina / 14.655.033-9
VICEPRESIDENTE



Juan Ignacio Parot B. / 7.011.905-6
DIRECTOR TITULAR

LUZ GRANIER BULNES
Firmado digitalmente por LUZ GRANIER BULNES
Fecha: 2023.04.12 19:46:41 -04'00'

Luz Granier / 7.040.317-K
DIRECTOR TITULAR



Jonathan Reay / Extranjero
DIRECTOR TITULAR



Shama Naquashbandi / Extranjero
DIRECTOR TITULAR



Stephen Best / Extranjero
DIRECTOR TITULAR



Ashley Munroe / Extranjero
DIRECTOR TITULAR



Francisco Alliende Arriagada / 6.379.874-6
GERENTE GENERAL



Laguna Verde, Lago General Carrera. Región de Aysén.



©2023 Inversiones Eléctricas del Sur S.A.
Diseño y Diagramación: Klee®
Fotografía: Klee® y Agustín Silva.

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados financieros consolidados por los años
terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021
e informe del auditor independiente

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

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

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y filiales (en adelante la “Sociedad”) que comprenden los estados consolidados de situación financiera al 31 de diciembre de 2022 y 2021 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

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

Responsabilidad del Auditor

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

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

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

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados mencionados en el primer párrafo, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2022 y 2021 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”).

Énfasis en un asunto – División filial indirecta

Tal como se indica en Nota 1a), la filial indirecta Sagesa S.A., fue dividida en dos sociedades con fecha 31 de diciembre de 2022, la continuadora legal, que mantiene la misma razón social, la participación en su filial Línea de Transmisión Cabo Leones S.A. y los activos de transmisión; y una nueva sociedad, denominada “Sagesa Generación S.A.”. A esta última le fue asignado activos y pasivos relacionados con el negocio de generación eléctrica.



Marzo 29, 2023
Santiago, Chile



María Ester Pinto U.
RUT: 10.269.053-2

**Estados Financieros Clasificados
Consolidados**

**Correspondiente a los años terminados al
31 de diciembre de 2022 y 2021**

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

En miles de pesos chilenos – M\$

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Situación Financiera, Clasificados
Al 31 de diciembre de 2022 y 2021
(En miles de pesos chilenos – M\$)

ACTIVOS	Nota	31/12/2022	31/12/2021
		M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	94.311.206	22.861.628
Otros activos financieros corrientes	7	-	507.897
Otros activos no financieros corrientes	-	3.601.535	2.923.279
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	8	284.361.505	221.769.963
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	9	2.414	2.263
Inventarios corrientes	10	59.933.851	51.639.619
Activos por impuestos corrientes, corriente	11	31.540.676	28.468.133
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		473.751.187	328.172.782
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		473.751.187	328.172.782
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	7	4.493.660	5.609.183
Otros activos no financieros no corrientes	-	215.030	72.582
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	8	57.173.189	44.384.181
Activos intangibles distintos de la plusvalía	12	91.278.586	88.934.474
Plusvalía	13	232.596.536	232.581.513
Propiedades, planta y equipo	14	1.417.367.963	1.304.384.187
Activos por derecho de uso	15	3.092.116	2.990.878
Activos por impuestos diferidos	16	53.832.315	49.289.399
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		1.860.049.395	1.728.246.397
TOTAL ACTIVOS		2.333.800.582	2.056.419.179

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos Estados Financieros Consolidados

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Situación Financiera, Clasificados
Al 31 de diciembre de 2022 y 2021
(En miles de pesos chilenos – M\$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/12/2022	31/12/2021
		M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	17	17.738.757	166.079.651
Pasivos por arrendamientos corrientes	15	1.446.277	919.275
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	18	232.148.279	193.820.677
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	9	3.345.234	19.829.433
Otras provisiones corrientes	20	6.854.492	8.434.860
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	11	18.110.825	14.025.749
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	20	15.012.998	10.333.913
Otros pasivos no financieros corrientes	21	52.705.391	47.629.044
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		347.362.253	461.072.602
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		347.362.253	461.072.602
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	17	1.143.789.751	759.303.419
Pasivos por arrendamientos no corrientes	15	2.450.032	2.688.309
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	18	20.634	330.482
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	9	157.297.736	103.106.329
Pasivo por impuestos diferidos	16	87.794.798	99.424.258
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	20	18.204.096	14.204.873
Otros pasivos no financieros no corrientes	21	11.351.839	11.897.539
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		1.420.908.886	990.955.209
TOTAL PASIVOS		1.768.271.139	1.452.027.811
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	22	385.906.755	385.906.755
Ganancias (pérdidas) acumuladas	22	111.522.406	143.025.288
Otras reservas	22	60.547.744	67.489.657
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		557.976.905	596.421.700
Participaciones no controladoras	22	7.552.538	7.969.668
PATRIMONIO TOTAL		565.529.443	604.391.368
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		2.333.800.582	2.056.419.179

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos Estados Financieros Consolidados

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados Consolidados de Resultados Integrales, por Naturaleza

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021

(En miles de pesos chilenos – M\$)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	01/01/2022 31/12/2022	01/01/2021 31/12/2021
		M\$	M\$
Ganancia (pérdida)			
Ingresos de actividades ordinarias	23	706.143.774	589.800.971
Otros ingresos	23	76.782.832	80.329.040
Materias primas y consumibles utilizados	24	(436.743.878)	(365.985.573)
Gastos por beneficios a los empleados	25	(69.559.498)	(57.211.506)
Gasto por depreciación y amortización	26	(49.104.447)	(41.281.592)
Otros gastos, por naturaleza	28	(108.970.379)	(91.712.799)
Otras ganancias (pérdidas)	30	2.399.291	3.464.185
Ingresos financieros	29	6.108.165	137.953
Costos financieros	29	(44.581.595)	(22.603.852)
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	(4.306.944)	(10.760.616)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	29	1.689.991	35.869.985
Resultados por unidades de reajuste	29	(89.980.359)	(41.617.910)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos		(10.123.047)	78.428.286
Ingreso/(gasto) por impuestos, operaciones continuadas	16	11.957.805	(18.297.200)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		1.834.758	60.131.086
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-	-	-
Ganancia (pérdida)		1.834.758	60.131.086
Ganancia (pérdida), atribuible a			
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	1.988.959	59.809.370
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	22	(154.201)	321.716
Ganancia (pérdida)		1.834.758	60.131.086

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos Estados Financieros Consolidados

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Otros Resultados Integrales
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021
 (En miles de pesos chilenos – M\$)

Otros Resultados Integrales	Nota	01/01/2022 31/12/2022	01/01/2021 31/12/2021
		M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		1.834.758	60.131.086
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	20	(607.484)	4.046.876
Otro resultado integral que no se reclasificará al resultado de periodo, antes de impuestos		(607.484)	4.046.876
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		(6.633.006)	14.663.591
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencias de cambio por conversión		(6.633.006)	14.663.591
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		162.989	(968.857)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		162.989	(968.857)
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado de periodo, antes de impuestos		(6.470.017)	13.694.734
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(7.077.501)	17.741.610
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	16	164.021	(983.626)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo		164.021	(983.626)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	16	(44.007)	182.713
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo		(44.007)	182.713
Otro resultado integral		(6.957.487)	16.940.697
Resultado integral		(5.122.729)	77.071.783
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		(5.075.260)	77.124.542
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		(47.469)	(52.759)
Resultado integral		(5.122.729)	77.071.783

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos Estados Financieros Consolidados

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio Neto

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021

(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	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio inicial al 01/01/2022	385.906.755	26.076.411	126.340	(322.963)	41.609.869	67.489.657	143.025.288	596.421.700	7.969.668	604.391.368
Incremento (disminución) del patrimonio por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial reexpresado al 01/01/2022	385.906.755	26.076.411	126.340	(322.963)	41.609.869	67.489.657	143.025.288	596.421.700	7.969.668	604.391.368
Cambios en el patrimonio										
Resultado integral										
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	1.988.959	1.988.959	(154.201)	1.834.758
Otro resultado integral	-	(6.498.839)	(125.356)	(440.024)	-	(7.064.219)	-	(7.064.219)	106.732	(6.957.487)
Total Resultado integral	-	(6.498.839)	(125.356)	(440.024)	-	(7.064.219)	1.988.959	(5.075.260)	(47.469)	(5.122.729)
Emisión de patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	(33.491.841)	(33.491.841)	-	(33.491.841)
Incrementos (disminuciones) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	122.306	122.306	-	122.306	(369.661)	(247.355)
Otros Incrementos (disminuciones)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Cambios en el patrimonio	-	(6.498.839)	(125.356)	(440.024)	122.306	(6.941.913)	(31.502.882)	(38.444.795)	(417.130)	(38.861.925)
Patrimonio final al 31/12/2022	385.906.755	19.577.572	984	(762.987)	41.732.175	60.547.744	111.522.406	557.976.905	7.552.538	565.529.443

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos Estados Financieros Consolidados

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio Neto

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021

(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	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio inicial al 01/01/2021	385.906.755	11.717.258	108.000	(3.260.642)	29.737.710	38.302.326	101.158.729	525.367.810	7.506.556	532.874.366
Incremento (disminución) del patrimonio por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial reexpresado al 01/01/2021	385.906.755	11.717.258	108.000	(3.260.642)	29.737.710	38.302.326	101.158.729	525.367.810	7.506.556	532.874.366
Cambios en el patrimonio										
Resultado integral										
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	59.809.370	59.809.370	321.716	60.131.086
Otro resultado integral	-	14.359.153	18.340	2.937.679	-	17.315.172	-	17.315.172	(374.475)	16.940.697
Total Resultado integral	-	14.359.153	18.340	2.937.679	-	17.315.172	59.809.370	77.124.542	(52.759)	77.071.783
Emisión de patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	(17.942.811)	(17.942.811)	-	(17.942.811)
Incrementos (disminuciones) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	11.872.159	11.872.159	-	11.872.159	515.871	12.388.030
Otros Incrementos (disminuciones)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Cambios en el patrimonio	-	14.359.153	18.340	2.937.679	11.872.159	29.187.331	41.866.559	71.053.890	463.112	71.517.002
Patrimonio final al 31/12/2021	385.906.755	26.076.411	126.340	(322.963)	41.609.869	67.489.657	143.025.288	596.421.700	7.969.668	604.391.368

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos Estados Financieros Consolidados

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Flujos de Efectivo Método Directo
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021
 (En miles de pesos chilenos – M\$)

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO METODO DIRECTO	Nota	31/12/2022 M\$	31/12/2021 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	-	852.533.720	741.202.592
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		1.105.422	681.607
Otros cobros por actividades de operación	-	8.028.893	10.350.834
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	-	(644.194.253)	(531.886.492)
Pagos a y por cuenta de los empleados	-	(58.466.052)	(51.557.357)
Otros pagos por actividades de operación	-	(14.842.216)	(9.999.081)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones		144.165.514	158.792.103
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación	-	(3.512.804)	(44.834.320)
Otras entradas (salidas) de efectivo, clasificados como actividades de operación	-	1.794.792	93.977
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		142.447.502	114.051.760
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios, clasificados como actividades de inversión	-	-	(26.842.351)
Importes procedentes de ventas de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		15.700	48.441
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión	-	(170.676.803)	(164.208.493)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera, clasificados como actividades de inversión	-	-	(2.675.044)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera, clasificados como actividades de inversión	-	9.011.000	1.340.388
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión	-	6.128.165	474.727
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(155.521.938)	(191.862.332)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos, clasificados como actividades de financiación	-	305.226.312	597.000.000
Importes procedentes de préstamos de largo plazo	6	305.226.312	32.000.000
Importes procedentes de préstamos de corto plazo	6	-	565.000.000
Préstamos de entidades relacionadas	6	185.726.013	43.918.000
Reembolsos de préstamos, clasificados como actividades de financiación	6	(192.990.263)	(460.542.485)
Pagos de pasivos por arrendamientos	6	(908.592)	(714.647)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	6	(130.227.126)	(42.318.000)
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación	-	(50.996.361)	(56.935.890)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación	6	(42.726.597)	(24.820.700)
Otras entradas (salidas) de efectivo, clasificados como actividades de financiación		2.094.958	-
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		75.198.344	55.586.278
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		62.123.908	(22.224.294)
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	-	9.325.670	132.835
Incremento (disminución) de efectivo y equivalentes al efectivo		71.449.578	(22.091.459)
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del año	6	22.861.628	44.953.087
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año	6	94.311.206	22.861.628

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos Estados Financieros Consolidados

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

ÍNDICE

1. Información General y Descripción del Negocio	12
2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas.....	14
2.1. Principios contables.....	14
2.2. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas	15
2.3. Período cubierto	15
2.4. Bases de preparación	15
2.5. Bases de consolidación	15
2.6. Combinación de negocios.....	17
2.7. Moneda funcional	17
2.8. Bases de conversión	18
2.9. Compensación de saldos y transacciones.....	18
2.10. Propiedades, planta y equipo	18
2.11. Activos intangibles.....	20
2.11.1. Plusvalía comprada	20
2.11.2. Servidumbres y Derechos de agua	20
2.11.3. Programas informáticos	20
2.11.4. Costos de investigación y desarrollo	20
2.12. Deterioro de activos no financieros.....	21
2.13. Arrendamientos.....	21
2.13.1. Sociedad actúa como arrendatario:	21
2.13.2. Sociedad actúa como arrendador:	22
2.14. Instrumentos financieros.....	22
2.14.1. Activos Financieros.....	23
2.14.2. Pasivos financieros	24
2.14.3. Derivados y contabilidad de cobertura	24
2.14.4. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	25
2.14.5. Derivados implícitos	25
2.14.6. Instrumentos de patrimonio	26
2.15. Inventarios.....	26
2.16. Otros pasivos no financieros	26
2.16.1. Ingresos diferidos.....	26
2.16.2. Subvenciones estatales	26
2.16.3. Obras en construcción para terceros	26
2.17. Provisiones	27
2.18. Beneficios a los empleados	27
2.19. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	28
2.20. Impuesto a las ganancias.....	28
2.21. Reconocimiento de ingresos y gastos.....	28
2.22. Dividendos	30
2.23. Estado de flujos de efectivo.....	30
2.24. Reclasificaciones.....	30
2.25. Nuevos pronunciamientos contables	31
3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	31
3.1. Generación eléctrica.....	31
3.2. Transmisión	32
3.3. Distribución	32
3.4. Marco regulatorio.....	34
3.4.1. Aspectos generales	34
3.4.2. Ley de Transmisión.....	34
3.4.3. Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local	35
3.4.4. Ley que obliga a solventar el empalme y medidor en caso de fuerza mayor.....	35
3.4.5. Ley de Generación Residencial.....	35
3.4.6. Norma Técnica de Distribución	35

3.4.7.	Ley que regula el retiro de líneas aéreas y subterráneas de comunicaciones	35
3.4.8.	Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica	35
3.4.9.	Ley de estabilización transitoria de precios	36
3.4.10.	Ley N° 21.304 sobre el suministro a clientes electrodependientes.....	36
3.4.11.	Resolución Exenta CNE N°176/2020 - Giro Exclusivo	37
3.4.12.	Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19.....	37
3.4.13.	Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	37
4.	Política de Gestión de Riesgos	38
4.1.	Riesgo financiero	38
4.1.1.	Tipo de cambio	38
4.1.2.	Variación UF	40
4.1.3.	Tasa de interés	40
4.1.4.	Riesgo de liquidez.....	40
4.1.5.	Riesgo de crédito.....	41
5.	Juicios y estimaciones de la Administración en la aplicación de las políticas contables claves de las Sociedades.	42
6.	Efectivo y Equivalentes al Efectivo.....	44
7.	Otros Activos Financieros	45
8.	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas Por Cobrar	46
9.	Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas.....	50
9.1.	Accionistas	50
9.2.	Saldos y transacciones con entidades relacionadas	50
9.3.	Directorio y personal clave de la gerencia.....	51
10.	Inventarios	52
11.	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	53
12.	Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	54
13.	Plusvalía	55
14.	Propiedades, Planta y Equipo	57
15.	Activos por Derechos de Uso y Obligaciones por Arrendamientos.....	59
16.	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos	61
16.1.	Impuesto a la Renta.....	61
16.2.	Impuestos Diferidos.....	62
17.	Otros Pasivos Financieros corrientes y no corrientes	63
17.1.	Instrumentos derivados.....	65
18.	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar.....	65
19.	Instrumentos financieros	67
19.1.	Instrumentos financieros por categoría	67
19.2.	Valor justo de instrumentos financieros.....	68
20.	Provisiones.....	69
20.1.	Otras provisiones corrientes.....	69
20.2.	Provisiones corrientes por beneficios a los empleados.....	70
20.3.	Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados.....	70
20.4.	Juicios y multas.....	73
20.4.1	Juicios.....	73
20.4.2	Multas	74
21.	Otros pasivos no financieros.....	74
22.	Patrimonio	75
22.1.	Patrimonio neto de la Sociedad.....	75
22.1.1.	Capital suscrito y pagado	75
22.1.2.	Dividendos.....	75
22.1.3.	Otras reservas	76
22.1.4.	Diferencias de conversión	77
22.1.5.	Ganancias Acumuladas	77
22.2.	Gestión de capital.....	78
22.3.	Restricciones a la disposición de fondos	78
22.4.	Patrimonio de participaciones no controladoras	78
23.	Ingresos.....	79
24.	Materias Primas y Consumibles Utilizados	81
25.	Gastos por Beneficios a los Empleados.....	81

26. Gasto por Depreciación y Amortización	81
27. (Pérdida) Ganancia por deterioro	81
28. Otros Gastos por Naturaleza.....	82
29. Resultados Financieros	82
30. Otras ganancias (pérdidas)	83
31. Segmentos de Negocio	83
32. Medio Ambiente	87
33. Garantías Comprometidas con Terceros, Otros Activos Financieros no Corrientes	87
34. Cauciones Obtenidas de Terceros.....	87
35. Compromisos y Restricciones	87
36. Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo	96
37. Información Adicional sobre Deuda Financiera	96
38. Moneda Extranjera	98
39. Sanciones	100
40. Hechos Posteriores	100

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021

(En miles de pesos chilenos - M\$)

1. Información General y Descripción del Negocio

a) Información General

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

La Sociedad es el vehículo a través del cual el fondo canadiense Ontario Teachers’ Pension Plan Board y el fondo canadiense Alberta Investment Management Corporation (AIMCo) controlan las empresas del Grupo Saesa. Los sectores en los que participa la Sociedad y sus filiales son distribución, transmisión, transformación, generación y comercialización de energía eléctrica.

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

Las sociedades filiales directas inscritas en el Registro de Valores son: Sociedad Austral de Electricidad S.A. (en adelante “Saesa”), inscrita con el número 1.072 y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (en adelante “Frontel”), inscrita con el número 1.073. La filial indirecta inscrita en el Registro de Valores es, Sistema de Transmisión del Sur S.A. (en adelante “STS”), inscrita con el número 1.200.

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

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

En el contexto de la Ley N°21.194 sobre el giro exclusivo de distribución, el Grupo ha realizado una serie de reestructuraciones de empresas, implicando lo siguiente para los años 2022 y 2021.

División SAGESA S.A.

En Junta Extraordinaria de Accionistas de SAGESA S.A. celebrada con fecha 30 de diciembre de 2022, se acordó la división de dicha sociedad en dos sociedades: (a) la continuadora, que mantuvo la razón social y conservará la participación en la filial Cabo Leones y los activos de transmisión; y (b) una nueva sociedad, denominada “SAGESA Generación S.A.”, a la cual se le asignaron los activos correspondientes a centrales SIC y PMGD.

Aumento de capital de Sociedad de Transmisión Austral S.A.

Con fecha 28 de diciembre de 2021, la filial Sociedad de Transmisión Austral S.A., STA, realizó un aumento de capital mediante la emisión exclusiva de nuevas acciones Serie B. Dicho aumento de capital fue suscrito y pagado por Inversiones Eléctricas del Sur S.A. mediante el aporte total de las acciones que poseía de Sistema de Transmisión del Sur S.A., pasando esta última a ser filial de STA.

Fusión por incorporación de las filiales Sistema de Transmisión del Sur S.A. y Frontel Transmisión S.A. en Saesa Transmisión S.A. (Diciembre 2021)

En Junta Extraordinaria de Accionistas de la filial indirecta Sistema de Transmisión del Sur S.A. (Ex – Saesa Transmisión S.A, STS) celebrada con fecha 29 de marzo de 2021, se acordó la fusión por incorporación de Frontel Transmisión S.A. (en adelante “Frontel TX”) y Sistema de Transmisión del Sur S.A. (en adelante “Antigua STS”) en Saesa Transmisión S.A. (STS). La fusión quedaría sujeta al cumplimiento de una serie de condiciones suspensivas, entre las cuales destaca la inscripción de STS en el Registro de Valores que lleva la Comisión para el Mercado Financiero, toda vez que absorbería a la Antigua STS, la que es emisor de bonos en el mercado local, para lo cual debe estar inscrita en dicho Registro. La inscripción en el Registro de Valores se realizó con fecha 17 de noviembre de 2021, bajo el número 1200.

Con fecha 19 de noviembre de 2021, los apoderados de las sociedades que participaron en la fusión suscribieron una escritura pública de cumplimiento de condiciones, razón por la cual la Fusión tuvo efecto a partir del 1 de diciembre de 2021.

En virtud de lo anterior, con fecha 1 de diciembre de 2021, STS se convirtió en la sucesora y continuadora legal de las sociedades Frontel Tx y la Antigua STS quedando ambas sociedades disueltas de pleno derecho, sin necesidad de efectuar su liquidación, todo conforme lo establecido en el artículo 99 de la Ley N°18.046 y en el artículo 158 del Reglamento de Sociedades Anónimas. Adicionalmente a la efectividad de la fusión, con fecha 1 de diciembre de 2021, STS ha pasado a denominarse “Sistema de Transmisión del Sur S.A.” (STS), manteniendo su rol único tributario número 77.312.201-6, e inscripción en el Registro de Valores bajo el número 1200.

Adquisición “Tolchén Transmisión SpA”

Con fecha 9 de julio de 2021, la filial de la Sociedad, Sociedad de Transmisión Austral S.A., “STA”, adquirió la totalidad de las acciones en que está dividido el capital de la sociedad Tolchén Transmisión SpA, “Tolchén”. El monto total de la operación ascendió a la suma de US\$ 35.926.830, el cual se distribuye entre el pago del precio de las acciones emitidas por Tolchén a Acciona Energía Global, S.L., quien era titular de las mismas, y el pago por cuenta de Tolchén de determinadas deudas que esta mantenía con Acciona Energía Chile S.A. La compra generó Plusvalía e Intangibles, los cuales se encuentran reconocidos en Notas 12 y 13 respectivamente.

b) Información del Negocio

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

La filial Sagesa S.A. es una empresa generadora que opera desde la Región del Bío a la Región de Los Lagos. Básicamente, posee una central gas/diesel de 45 MW y varias centrales diesel con una potencia instalada de 109,5 MW. Parte de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del CEN-SEN a través de la filial SGA y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado.

La filial STS es una empresa cuya principal actividad es el transporte de energía a las generadoras con contrato de suministro con empresas distribuidoras de las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos; además, la prestación de servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.

La filial STN, cuyo giro principal es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía, opera un sistema de transmisión dedicada en la Región de Antofagasta cuyo propósito es abastecer los requerimientos de energía y potencia de una empresa minera y permitir la conexión de una central generadora (517 MW) al Sistema Eléctrico Nacional (SEN); también opera en el sistema de Transmisión Nacional. En el último año se han incorporado nuevos servicios asociados a operación y control a través de tecnología, monitoreo desde aplicaciones y servicio de inspecciones por medio de drones.

La filial STC, tiene el mismo giro de STN. Esta Sociedad construyó el Proyecto Línea de Transmisión 2x220 kV San Fabián-Ancoa, la que será operada y administrada por STC una vez que ésta entre en funcionamiento. STC ha finalizado la construcción de la línea durante el segundo semestre del 2018 realizando su energización con

fecha 25 de agosto de 2018 y posteriormente se procedió a informar al Coordinador Eléctrico Nacional (“CEN”) que el Proyecto había comenzado su período de puesta en servicio. Este Proyecto tiene como importante cliente a Hidroeléctrica Ñuble SpA, la que evacuará su energía a través de esta línea conectando con el SEN (Sistema Eléctrico Nacional).

En el primer semestre de 2022, Eléctrica Puntilla comunicó al Mercado a través de un hecho esencial que el proyecto Central Ñuble de su filial Hidroeléctrica Ñuble SpA (“Hidroñuble”) presenta un atraso importante, modificando el aplazamiento ya informado en agosto de 2020, estimando su puesta en marcha para el segundo semestre del año 2026.

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

La filial SATT, actualmente opera algunos activos de Transmisión Nacional y Dedicada en las regiones de Antofagasta, Atacama y Toltén.

La filial Tolchén cuenta con una línea de transmisión dedicada de doble circuito de 33 km de largo con una capacidad de 233 MVA por circuito y que son utilizados por Parques Eólicos. El primer circuito se extiende desde la Subestación San Gabriel hasta la Subestación Mulchén y el segundo circuito se extiende desde la Subestación Tolpán Sur hasta la Subestación Mulchén. Ambos circuitos se encuentran ubicados en las comunas de Renaico y Mulchén, provincias de Malleco y Bío Bío, pertenecientes a las regiones de la Araucanía y Bío Bío respectivamente.

La filial SGL tiene por objetivo poner a disposición de las diferentes Sociedades que conforman la sociedad Saesa, personal, ya sea Profesionales o Técnicos, para desarrollar distintas labores en los diferentes proyectos, en especial aquellos con duración menores a 1 año plazo.

La filial INNOVA tiene por objetivo la compra, venta, arrendamiento y comercialización de productos eléctricos o vinculados al mundo eléctrico en general, además de una amplia gama de soluciones energéticas para el sector industrial, minero, empresarial y hogar.

El domicilio legal de la Sociedad es Isidora Goyenechea 3621, piso 3, Santiago, y el domicilio comercial principal es Bulnes 441, Osorno.

2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

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

Los Estados Financieros Consolidados de la Sociedad y sus filiales terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, 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 IASB y las interpretaciones emitidas por el Comité de interpretaciones de las Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF).

Estos Estados Financieros Consolidados han sido aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 29 de marzo de 2023.

2.2. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

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

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

2.3. Período cubierto

Los presentes Estados Financieros Consolidados comprenden lo siguiente:

- Estados Consolidados de Situación Financiera Clasificados de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2022 y 2021.
- Estados Consolidados de Resultados Integrales por Naturaleza por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021.
- Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio Neto por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021.
- Estados Consolidados de Flujos de Efectivo Método Directo por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021.

2.4. Bases de preparación

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

2.5. Bases de consolidación

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

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

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

- (a) el número de los derechos de voto que mantiene el inversor en relación con el número y dispersión de los que mantienen otros tenedores de voto;
- (b) los derechos de voto potenciales mantenidos por el inversor, otros tenedores de voto u otras partes;

- (c) derechos que surgen de otros acuerdos contractuales; y
- (d) cualesquiera hechos y circunstancias adicionales que indiquen que el inversor tiene, o no tiene, la capacidad presente de dirigir las actividades relevantes en el momento en que esas decisiones necesiten tomarse, incluyendo los patrones de conducta de voto en reuniones de accionistas anteriores.

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

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

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

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

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

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

RUT	Razón social	Nombre abreviado	País	Moneda funcional	% de Participación			
					31/12/2022			31/12/2021
					Directo	Indirecto	Total	Total
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Chile	Peso Chileno	0,0000%	93,2373%	93,2373%	93,2373%
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	Chile	Peso Chileno	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	Chile	Dólar Estadounidense	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Chile	Peso Chileno	0,0000%	99,8586%	99,8586%	99,8586%
77.708.654-5	Sagesa Generación S.A.	SAGESA	Chile	Dólar Estadounidense	0,1000%	99,8987%	99,9987%	0,0000%
76.186.388-6	Sagesa S.A.	SAGESA TX	Chile	Dólar Estadounidense	0,1000%	99,8987%	99,9987%	99,9987%
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Chile	Peso Chileno	99,9164%	0,0000%	99,9164%	99,9164%
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Chile	Peso Chileno	99,3737%	0,0000%	99,3737%	99,3737%
77.227.557-9	Saesa Gestión y Logística SpA	SGL	Chile	Peso Chileno	100,0000%	0,0000%	100,0000%	100,0000%
77.227.565-K	Saesa Innova Soluciones SpA	INNOVA	Chile	Peso Chileno	100,0000%	0,0000%	100,0000%	100,0000%
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	STN	Chile	Dólar Estadounidense	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	STC	Chile	Dólar Estadounidense	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	SATT	Chile	Dólar Estadounidense	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	Chile	Dólar Estadounidense	99,9355%	0,0000%	99,9355%	99,9355%
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	CABO LEONES	Chile	Dólar Estadounidense	0,0100%	99,9900%	100,0000%	100,0000%
76.389.448-7	Tolchén Transmisión SpA	TOLCHÉN	Chile	Dólar Estadounidense	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%

Participaciones no controladoras – Una controladora presentará las participaciones no controladoras en el Estado Consolidado de Situación Financiera, dentro del patrimonio, de forma separada del patrimonio de los propietarios de la controladora.

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

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

La conversión indicada se realiza del siguiente modo:

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

2.6. Combinación de negocios

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

2.7. Moneda funcional

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

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno. La moneda funcional de las filiales directas e indirectas se distribuye como sigue:

Sociedad	Nombre abreviado	Moneda funcional
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Peso Chileno
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Peso Chileno
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Peso Chileno
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	Peso Chileno
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Peso Chileno
Saesa Gestión y Logística SpA	SGL	Peso Chileno
Saesa Innova Soluciones SpA	INNOVA	Peso Chileno
Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	Dólar Estadounidense
Sagesa Generación S.A.	SAGESA	Dólar Estadounidense
Sagesa S.A.	SAGESA TX	Dólar Estadounidense
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	STN	Dólar Estadounidense
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	STC	Dólar Estadounidense
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	SATT	Dólar Estadounidense
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	Dólar Estadounidense
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	CABO LEONES	Dólar Estadounidense
Tolchén Transmisión SpA	TOLCHÉN	Dólar Estadounidense

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

2.8. Bases de conversión

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

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

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

Moneda extranjera y reajutable	Nombre abreviado	31/12/2022	31/12/2021
		\$	\$
Dólar Estadounidense	USD	855,86	844,69
Unidad de Fomento	UF	35.110,98	30.991,74

2.9. Compensación de saldos y transacciones

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

2.10. Propiedades, planta y equipo

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

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

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

Costos por préstamos capitalizados	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados (ver nota 29)	5.656.526	5.290.732
Tasa de capitalización de costos moneda funcional CLP	3,24%	3,69%
Tasa de capitalización de costos moneda funcional USD	3,00%	3,00%

- Costos de personal relacionados directamente con las obras en curso, ascendieron a M\$6.650.334 por el año terminado al 31 de diciembre de 2022 y a M\$8.393.497 por el año terminado al 31 de diciembre de 2021 (ver nota 25).
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad y sus filiales deberán hacer frente, en relación con la obligación de cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. La Sociedad y sus filiales revisan anualmente

su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

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

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

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

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

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

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

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

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

2.11. Activos intangibles

2.11.1. Plusvalía comprada

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

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

2.11.2. Servidumbres y Derechos de agua

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 año en que se incurren. Los costos incurridos en proyectos de desarrollo se reconocen como activo intangible cuando se cumplen los criterios de reconocimiento:

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

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

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

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

2.12. Deterioro de activos no financieros

En cada fecha de presentación, la Sociedad revisa los valores en libros de su propiedad, planta y equipo y activos intangibles de vida útil definida para determinar si existe algún indicio de que dichos activos hayan sufrido una pérdida por deterioro. Si existe tal indicio, se estima el importe recuperable del activo para determinar el alcance de la pérdida por deterioro (si la hubiere). Cuando el activo no genera flujos de efectivo independientes de otros activos, la Sociedad estima el importe recuperable de la unidad generadora de efectivo a la que pertenece el activo. Cuando se puede identificar una base de asignación razonable y consistente, los activos corporativos también se asignan a unidades generadoras de efectivo individuales o, de lo contrario, se asignan al grupo más pequeño de unidades generadoras de efectivo para el cual se puede identificar una base de asignación razonable y consistente.

Los activos intangibles con una vida útil indefinida se someten a pruebas de deterioro al menos una vez al año y siempre que exista un indicio al final del año sobre el que se informa que el activo puede estar deteriorado.

El monto recuperable es el mayor entre el valor razonable menos los costos de disposición y el valor en uso. Al evaluar el valor en uso, los flujos de efectivo futuros estimados se descuentan a su valor presente utilizando una tasa de descuento antes de impuestos que refleja las evaluaciones actuales del mercado del valor del dinero en el tiempo y los riesgos específicos del activo para el cual se calculan los flujos de efectivo futuros.

Si se estima que el valor recuperable de un activo (o unidad generadora de efectivo) es menor que su valor libro, el valor libro del activo (o unidad generadora de efectivo) se reduce a su valor recuperable. Una pérdida por deterioro se reconoce inmediatamente en resultados.

Cuando una pérdida por deterioro se reversa posteriormente (como resultado de cualquier evento definido en la NIC 36), el valor libro del activo (o unidad generadora de efectivo) se incrementa a la estimación revisada de su monto recuperable, pero de manera que el valor libro incrementado no exceda el valor libro que se habría determinado si no se hubiera reconocido una pérdida por deterioro para el activo (o unidad generadora de efectivo) en años anteriores. Un reverso de una pérdida por deterioro se reconoce inmediatamente en resultados en la medida en que elimina la pérdida por deterioro que se ha reconocido para el activo en años anteriores.

La Sociedad y sus filiales, 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 2022 y 2021.

2.13. Arrendamientos

2.13.1. Sociedad actúa como arrendatario:

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

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

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

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

El activo por derecho de uso se deprecia en los mismos términos que el resto de activos depreciables similares, si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento.

Si no existe dicha certeza, el activo se deprecia en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento.

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

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

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

2.13.2. Sociedad actúa como arrendador:

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

El resto de los arrendamientos son clasificados como arrendamientos operativos.

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

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

2.14. Instrumentos financieros

Los activos y los pasivos financieros se reconocen en el Estado Consolidado de Situación Financiera de la Sociedad y sus filiales 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 la tasa de interés efectiva, 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 Consolidado 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

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 Consolidado de Situación Financiera, 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 Consolidado 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 Consolidado 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 el resultado en los mismos períodos en los que la partida cubierta que lo afecta.

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.

2.14.4. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

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

2.14.5. 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 el Estado Consolidado de Resultados Integrales.

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, los análisis realizados indican que no existen derivados implícitos en los contratos de la Sociedad que requieran ser contabilizados separadamente.

2.14.6. Instrumentos de patrimonio

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

2.15. Inventarios

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

2.16. Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.16.1. Ingresos diferidos

En este rubro se incluyen, fundamentalmente, emisiones de documentos o pagos recibidos de clientes por servicios, que según contrato estipulan pagos anticipados. Estos montos se registran como ingresos diferidos en el pasivo del Estado Consolidado de Situación Financiera y se imputan a resultados en el rubro “Ingresos de actividades ordinarias” del Estado Consolidado de Resultados Integrales en la medida que se devenga el servicio.

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

2.16.2. Subvenciones estatales

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

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

2.16.3. Obras en construcción para terceros

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

La Sociedad y sus filiales miden el grado de avance diferenciando según el presupuesto total de la obra (entre mayores o menores a los M\$50.000, en el caso de la filial INNOVA, M\$25.000). Bajo este monto el grado de avance se determina en relación al costo incurrido en el proyecto, por sobre este monto, el avance se medirá de acuerdo a informes técnicos de avance.

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

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

2.17. Provisiones

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

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

2.18. Beneficios a los empleados

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

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

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

- Beneficios post-empleo: Indemnizaciones por años de servicio

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

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

La Sociedad y sus filiales utilizan supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Dicha expectativa, al igual que los supuestos, son establecidos en conjunto con un actuario externo. Estos supuestos incluyen una tasa de descuento (nominal) de 4,73% anual, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

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

2.19. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

2.20. Impuesto a las ganancias

El gasto por impuesto a las ganancias del año, se define como el impuesto corriente de la Sociedad y sus filiales 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 gastos

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

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

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

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

(i) Venta de Energía:

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

(ii) Transmisión:

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

(iii) Generación y Comercialización:

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

(iv) Ingresos por venta al detalle de productos y servicios:

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

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

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

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

(vi) Ingresos por intereses:

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

La Sociedad y sus filiales, determinan la existencia de componentes de financiación significativos en sus contratos, ajustando el valor de la contraprestación, si corresponde, para reflejar los efectos del valor temporal del dinero. Sin embargo, el Grupo aplica la solución práctica provista por la NIIF 15, y no ajustará el valor de la contraprestación comprometida por los efectos de un componente de financiación significativo si la Sociedad

espera, al comienzo del contrato, que el período transcurrido entre el pago y la transferencia de bienes o servicios al cliente es de un año o menos.

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

2.22. Dividendos

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

Para el cálculo de la utilidad líquida distribuible la Sociedad no aplicará ajustes al ítem “Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora” del Estado Consolidado 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 resultado del año. Los ajustes de primera adopción a NIIF, no formarán parte de este cálculo en la medida que no se realicen.

2.23. Estado de flujos de efectivo

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

- **Flujos de efectivo:** Entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por estos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- **Actividades de operación:** Son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de la Sociedad y sus filiales, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.
- **Actividades de inversión:** Son las actividades relacionadas con la adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- **Actividades de financiamiento:** Son las actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos de carácter financiero.

2.24. Reclasificaciones

Para efectos comparativos, ciertos montos han sido reclasificados en los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2021, principalmente en lo relacionado con traspaso de la provisión de estabilización VAD desde el corriente al no corriente (Ver Nota 8).

2.25. Nuevos pronunciamientos contables

a) Las siguientes Enmiendas a NIIF han sido adoptadas en estos Estados Financieros Consolidados:

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
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

La aplicación de estas Enmiendas no ha tenido un efecto significativo en los montos reportados en estos Estados Financieros Consolidados, sin embargo, podrían afectar la contabilización de futuras transacciones o acuerdos.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva aún no vigentes:

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

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 17, Contratos de Seguros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2023

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Clasificación de pasivos como Corriente o No Corriente (enmiendas a NIC 1)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2024
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
Pasivo por arrendamiento en una venta con arrendamiento posterior (enmiendas a NIIF 16)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2024
Pasivos no corrientes con convenios de deuda (enmiendas a NIC 1)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2024

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

3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

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

En sistemas con una capacidad instalada de generación 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 y Chiloé. Por otro lado, existen varios sistemas medianos (SSMM) operados por empresas integradas verticalmente, (entre ellas las filiales SAESA y Edelayen), 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 los grandes clientes:** 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 y, 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 las empresas distribuidoras:** Pertenecen a este segmento todas las transferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de 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 los generadores participantes del sistema, se realizan al valor de costo marginal horario de éste. El encargado de realizar estos cálculos es la Gerencia de Mercados del CEN.

En los Sistemas Medianos Aysén, Palena y General Carrera, cuya operación y explotación están en manos de la filial Edelayen, tal como en Hornopirén y Cochamó cuya operación y explotación está en manos de la filial SAESA, no hay condiciones de competencia en el mercado de generación. Por tanto, los costos de generación y transmisión son determinados en base a un estudio específico realizado por la Comisión Nacional de Energía (“CNE”) cada cuatro años. El sistema Puerto Cisnes, operado por Edelayen, se encuentra en su proceso de transición a Sistema Mediano, al superar el umbral de 1.500 kW de capacidad instalada.

El proceso de tarificación de sistemas medianos para el período noviembre 2022 – octubre 2026 se encuentra en curso. Se espera que la CNE publique su informe técnico a mediados de marzo, el que puede ser discrepado por las empresas en el Panel de Expertos.

3.2. Transmisión

Los sistemas de transmisión se califican en tres grupos: Transmisión Nacional, Transmisión Zonal y Transmisión Dedicada, siendo los dos primeros de acceso abierto y con tarifas reguladas.

En el caso de la transmisión dedicada, no se puede negar el acceso en caso de que exista capacidad técnica disponible, y los cargos por transporte se rigen por contratos privados entre las partes, a excepción de aquellos destinados al suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, en cuyo caso los cargos son definidos por la CNE.

La información para definir los peajes es pública en todos los casos. El sistema de cobro de las empresas transmisoras es la suma de un ingreso tarifario más un cargo a los usuarios finales. Este sistema permite a las compañías propietarias de las instalaciones de transmisión recuperar y remunerar sus inversiones en activos de transmisión y recaudar los costos eficientes asociados a la operación, mantención y administración de dichos activos. El valor de transmisión puede ser regulado por la Autoridad Regulatoria, determinado en Licitaciones Públicas, o por contratos privados entre las partes.

La CNE está iniciando el proceso de tarificación 2024-2027. Se espera que durante el 2023 se realice el proceso de calificación de instalaciones para luego iniciar el estudio, que realiza un consultor y supervisa un comité.

3.3. 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 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 utilizando criterios económicos, tales como densidad de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simula una empresa modelo por cada área típica, considerando fundamentalmente estándares operacionales y que basan en las características de demanda y emplazamiento de una empresa real, denominada empresa de referencia.

Respecto al proceso noviembre 2020 – noviembre 2024, la CNE publicó su Informe Técnico con fecha 23 de diciembre de 2022, el que está en proceso de discrepancias en el Panel de Expertos.

Respecto al proceso noviembre 2024 – noviembre 2028, la CNE publicó las bases técnicas, las que están en proceso de discrepancia en el Panel de Expertos.

Producto de la ley N° 21.194 del Ministerio de Energía (“MEN”), 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 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.

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) Ventas a Clientes Libres o cobro de peaje

La tarifa cobrada a este tipo de clientes es fijada entre su correspondiente suministrador (que puede ser o no la distribuidora) y el 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.

3.4. Marco regulatorio

3.4.1. Aspectos generales

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

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.

3.4.2. Ley de Transmisión

El 20 de julio de 2016, se publicó en el Diario Oficial la nueva Ley de Transmisión (Ley N° 20.936) que establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.

Los principales cambios realizados 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 Decreto Supremo MEN 6T/2018. A contar de enero 2018, asegura los ingresos del decreto y elimina la dependencia de la demanda.

Se encuentra en proceso de toma de razón por la Contraloría el decreto de valorización período 2020-2023 el cual tiene efecto retroactivo a enero 2020. Además, se está iniciando el proceso de valorización período 2024-2027.

A diciembre 2022 las bases técnicas fueron objeto de discrepancia en el Panel de Expertos, el cual evacuó su dictamen en diciembre 2022.

- 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 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% 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 Resolución de Calificación Ambiental correspondiente del proyecto. Posteriormente se imponen las servidumbres por decreto, por razones de utilidad pública. Respecto a la negociación y pago de servidumbres, se mantienen los mismos mecanismos actuales.

3.4.3. 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 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 es financiada por todos los clientes sometidos a regulación de precios.

3.4.4. 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.

3.4.5. Ley de Generación Residencial

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

3.4.6. 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 del decreto tarifario 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 finales. Producto de un rechazo de la opinión pública al cambio del medidor y su costo asociado, el Ministerio de Energía anunció (29/04/19) que el cambio a la medición inteligente sería voluntario y que lo cobrado hasta la fecha en la tarifa por este concepto sería ser 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 10/12/19 mediante Resolución Exenta CNE N°763-19, perfeccionando algunos puntos de la norma publicada el 2017. Está en curso una nueva modificación, la que debiese ser publicada el primer semestre de 2023.

3.4.7. 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 de que no lo hagan en plazo, el municipio es responsable de ello, sancionando a la empresa propietaria.

3.4.8. Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica

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

Los principales cambios son:

- a) Cambia la tasa fija del 10% 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 con lo que se totalizó 12 áreas típicas (el doble del último proceso tarifario del 2016).
- c) Bases técnicas del proceso de tarificación pueden ser observadas y discrepadas en el Panel de Expertos.
- d) Se realizará 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.
- 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 (resultando una banda entre 3% y 8%). 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.

3.4.9. Ley de estabilización transitoria de precios

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 de enero 2019, denominado Precio Estabilizado a Cliente Regulado (PEC). Este valor se ajusta por IPC a contar del segundo semestre de 2021 y permanece como techo hasta el 2025, siempre que el saldo a pagar a los generadores no supere los 1.350 millones de dólares. Sin embargo, en junio 2022 se superó el monto del saldo, debiendo entonces traspasarse a cliente final la totalidad de los precios contratados.

Para evitar alzas bruscas a cliente final, se publicó la Ley N°21.472 el 27/08/2022 que crea un fondo de estabilización de tarifas y establece un nuevo mecanismo transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios. Esta Ley agrega un cargo adicional a la tarifa para solventar el fondo, diferenciado por nivel de consumo. El fondo también se solventa con aportes directos del Ministerio de Hacienda. A su vez, se definen aumentos máximos a clientes según su rango de consumo, definiendo 3 niveles: menor a 350 kWh al mes, entre 350 y 500 kWh al mes y sobre 500 kWh al mes. La Ley contempla que la totalidad de los saldos queden saldados al 2032.

3.4.10. Ley N° 21.304 sobre el suministro a clientes electrodependientes

Publicada 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 (ME).

3.4.11. Resolución Exenta CNE N°176/2020 - Giro Exclusivo

La Resolución y sus modificaciones posteriores 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.

Las exigencias de Giro Exclusivo permiten realizar otros servicios regulados, como generación en sistemas medianos y transmisión, manteniendo un sistema de contabilidad independiente. Por ello, la generación y distribución en los sistemas medianos de Palena, Aysén y General Carrera se mantuvieron bajo el RUT de la filial Edelayesen.

3.4.12. Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19

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

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

Dicha 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 fue publicada en el Diario Oficial la Ley N°21.423, que regula el prorrateo y pago de deudas por servicios de agua potable y electricidad generados durante la pandemia COVID-19, y establece subsidios a clientes vulnerables. Esta ley prorratea la deuda contraída durante el período de pandemia (marzo 2020 a diciembre 2021) en 48 cuotas sin interés y con un límite máximo del valor cuota equivalente por cliente al 15% de la facturación promedio 2021. La cuota será cubierta por un subsidio del Gobierno y la deuda no cubierta por las cuotas se extingue.

El 23 de junio se publicó la Resolución MEN N°130/2022, que aprueba el procedimiento para el pago de los subsidios. El mecanismo comenzó a operar en agosto de 2022.

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

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

4.1. Riesgo financiero

Los flujos del Grupo, que se generan principalmente por su participación en el negocio eléctrico, tienen un perfil muy estable y de largo plazo. El negocio de transmisión 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 2022, efectivo y equivalentes de efectivo por M\$ 94.311.206 (M\$ 22.861.628 al 31 de diciembre de 2021). La deuda total ascendió a M\$ 1.161.528.508 (M\$ 925.383.070 al 31 de diciembre de 2021). El 100% de los préstamos bancarios son reembolsables en más un año (nota 17ª) y el 98% de los bonos son reembolsables después de más de 5 años (Nota 17a). (Al 31 de diciembre de 2021 28,5% y 98,5% respectivamente).

4.1.1. Tipo de cambio

Las transacciones de la Sociedad están denominadas en dólares estadounidenses y 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 y sus filiales realizan también operaciones en moneda distinta de su moneda funcional y corresponden principalmente a pagos por la compra de materiales o insumos asociados a proyectos del sistema eléctrico que son comercializados en mercados extranjeros, normalmente en dólares estadounidenses. En caso de que estas operaciones, así como operaciones de financiamiento u otros flujos de caja importantes puedan afectar los resultados de la Sociedad y sus filiales, se evalúa la contratación de instrumentos derivados con el fin de realizar la cobertura en algunos de estos casos.

Aquellas filiales que mantienen su moneda funcional peso están expuestas a variaciones de tipo de cambio de dólar estadounidense a través de sus ingresos, dada la indexación en esta moneda para su tarificación mensual.

Adicionalmente, estas filiales están expuestas a variaciones de tipo de cambio en ciertos egresos en moneda extranjera, principalmente dólar estadounidense.

Al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad y sus filiales no mantienen instrumentos derivados Forward.

Las filiales SAGESA, SAGESA TX, SGA, STN, SATT, Cabo Leones, STC, STA y Tolchén, tienen como moneda funcional el dólar, debido a que sus flujos están vinculados a la evolución de esa moneda. Los flujos que representan estas sociedades como parte de los flujos consolidados del Grupo son de un 21,2% (15,4% al 31 de diciembre de 2021). Las variaciones de patrimonio que puedan tener estas sociedades por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

Al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad no mantiene préstamos en cuenta corriente por cobrar diferentes al peso Chileno con sus partes relacionadas (al 31 diciembre de 2021 US\$171.143.164, equivalente a M\$144.562.919, para la construcción de sus activos).

4.1.1.1. Análisis de Sensibilidad

A continuación se muestra un cuadro comparativo para los años 2022 y 2021 y el análisis de sensibilidad con el impacto en resultados por las cuentas monetarias de balances en moneda distinta de su moneda funcional (dólar estadounidense), de Sagesa S.A., SGA, STN, STC, SATT y Cabo Leones S.A., ante una variación positiva o negativa de \$10 en el tipo de cambio:

Sociedad	Situación de balance	Sensibilidad Variación en T/C (±)	31/12/2022		31/12/2021	
			Abono / (Cargo)		Abono / (Cargo)	
			Apreciación del \$	Devaluación del \$	Apreciación del \$	Devaluación del \$
			MM\$	MM\$	MM\$	MM\$
Sagesa S.A.	Exceso de activos sobre pasivos	\$10	26.227	(26.227)	170.888	(170.888)
Sociedad Generadora Austral S.A.	Exceso de activos sobre pasivos	\$10	183.351	(183.351)	78.477	(78.477)
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Exceso de activos sobre pasivos	\$10	45.711	(45.711)	144.982	(144.982)
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Exceso de activos sobre pasivos	\$10	-	-	94.818	(94.818)
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Exceso de pasivos sobre activos	\$10	(5.354)	5.354	-	-
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Exceso de activos sobre pasivos	\$10	30.525	(30.525)	18.458	(18.458)
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Exceso de activos sobre pasivos	\$10	8.740	(8.740)	55.931	(55.931)
Totales			289.200	(289.200)	563.554	(563.554)

También para los años 2022 y 2021 se muestra una sensibilización del impacto en resultados en la Sociedad, del préstamo en cuenta corriente en dólares que mantenían las filiales STC, STN y SATT con la Sociedad y su filial Saesa, ante una variación positiva o negativa de \$10 en el tipo de cambio:

Sociedad	Deudor - Cuenta Corriente	Sensibilidad Variación en T/C (±)	31/12/2022		31/12/2021	
			Abono / (Cargo)		Abono / (Cargo)	
			Apreciación del \$	Devaluación del \$	Apreciación del \$	Devaluación del \$
			MM\$	MM\$	MM\$	MM\$
SAESA	SATT	\$10	-	-	(69.851)	69.851
ELECTRICAS	STN	\$10	-	-	(274.866)	274.866
ELECTRICAS	STC	\$10	-	-	(399.517)	399.517
ELECTRICAS	SATT	\$10	-	-	(967.198)	967.198
Totales			-	-	(1.711.432)	1.711.432

4.1.2. Variación UF

Con respecto a los ingresos brutos del Grupo, el 62% 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 y sus filiales realizaron un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes (préstamos bancarios y bonos) suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir, para los mencionados pasivos la variación positiva de medio punto porcentual en base anual de la UF por el período de cierre de estos Estados Financieros Consolidados, con respecto de la variación real de la UF.

El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se produce un aumento en los pasivos de la sociedad de M\$ 3.767.934 al 31 de diciembre de 2022 (M\$ 3.486.571 al 31 de diciembre de 2021).

El impacto en resultados para el análisis indicado es el siguiente para los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021:

Tipo de Deuda	Total Deuda Financiera Reajutable		Variación % aumento UF	Efecto en Resultados	
	31/12/2022	31/12/2021		31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$		M\$	M\$
Deuda en UF (bonos)	760.476.897	705.275.796	0,5%	3.767.934	3.486.571

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 2022, Sociedad mantiene el 100% de la deuda financiera asociada a una tasa de interés fija.

Existe un riesgo de tasas de interés asociado a la rentabilidad de las inversiones de caja, el cual se explica por las condiciones actuales de mercado en relación a las alzas de inflación y tasas de interés referenciales, tanto locales como extranjeras.

La Administración invierte la caja principalmente en Fondos Mutuos a plazos menores a 30 días con posibilidad de rescates diarios y monitorea de forma diaria los movimientos de tasas que afecten los actuales rendimientos. En caso de ser necesario, la Administración rescata los fondos de forma anticipada y reinvierte a valores de mercado.

4.1.4. Riesgo de liquidez

Los recursos financieros se obtienen principalmente de fuentes propias, deuda tradicional, instrumentos de oferta pública y privada y aportes de capital, manteniendo siempre estructuras estables y asegurando la optimización del uso de los productos más adecuados en el mercado. Al 31 de diciembre de 2022, el 100% de la deuda del Grupo está estructurada con vencimientos de largo plazo, con servicio de deuda anual y/o semestral (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 2022 y 2021:

Capital e intereses	31/12/2022								Totales
	Corrientes		No corrientes						
	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	45.802.386	37.641.839	47.744.647	50.500.849	49.989.137	49.477.425	432.403.042	883.495.180	1.597.054.505
Préstamos bancarios	227.500	636.008	40.788.508	22.128.564	-	-	-	-	63.780.580
Arrendamientos financieros	655.375	790.902	765.586	323.063	70.788	68.205	1.222.390	-	3.896.309
Totales	46.685.261	39.068.749	89.298.741	72.952.476	50.059.925	49.545.630	433.625.432	883.495.180	1.664.731.394
Porcentualidad	3%	2%	5%	4%	3%	3%	26%	53%	100%

Capital e intereses	31/12/2021								Totales
	Corrientes		No corrientes						
	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	3.437.525	21.267.027	33.058.073	44.157.599	33.608.073	35.929.191	363.365.770	455.517.900	990.341.158
Préstamos bancarios	150.951.292	636.008	863.508	62.660.647	-	-	-	-	215.111.455
Arrendamientos financieros	448.953	470.322	596.601	520.568	262.982	64.376	1.243.782	-	3.607.584
Totales	154.837.770	22.373.357	34.518.182	107.338.814	33.871.055	35.993.567	364.609.552	455.517.900	1.209.060.197
Porcentualidad	13%	2%	3%	9%	3%	3%	30%	38%	100%

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 filial 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 y sus filiales están expuestas al riesgo de crédito debido a sus actividades comerciales y a sus actividades financieras. Sus políticas tienen como objetivo disminuir el incumplimiento de pago de las contrapartes y adicionalmente mejorar la posición de capital de trabajo.

El riesgo de crédito relacionado con el suministro de energía eléctrica, tal como se menciona en la Nota 8 a) y b) es gestionado a través de las herramientas de cobro (corte de suministro y radicación de deuda en la propiedad) que la Ley entrega a las empresas que dan este servicio.

Durante el año 2020 fue publicada la Ley N° 21.249 de Servicios Básicos, considerando además 2 prórrogas publicadas durante el año 2021, lo cual dispuso, de manera excepcional, medidas en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red, cuya normativa establecía la prohibición de corte de suministro hasta el 31 de diciembre de 2021. Lo anterior, se tradujo en un aumento de los niveles de morosidad y de crédito de los clientes, que comenzaron a ser regularizados en el primer semestre del 2022 a través de la aplicación de los convenios de pago de las leyes de servicios básicos: prorratesos en hasta 48 cuotas para clientes inscritos (Ley N° 21.249) y convenios con subsidios para clientes con consumo promedio de hasta 250 Kwh (Ley N° 21.423). También se sumó la reactivación de los cortes para todos los clientes desde Julio de 2022.

En virtud de lo anterior, la Sociedad y sus filiales han registrado al 31 de diciembre de 2022 una provisión de deterioro por M\$3.316.202, 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 8).

También la Sociedad y sus filiales realizan otro tipo de ventas, que corresponden a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como: a) venta al detalle de productos y servicios y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y b) construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades). Respecto de la letra a), la política establece plazos que van de 12 a 36 meses, para sus clientes de distribución eléctrica.

En lo que respecta a la construcción de obras, que normalmente se construyen a organismos estatales, municipales o grandes clientes, la forma de pago considera cuotas que van de 36 a 96 meses. Estos montos

son otorgados bajo condiciones de crédito de mercado y a clientes que cumplan con ciertos estándares de comportamientos históricos sin morosidad.

Mayor información se encuentra en Nota 8 de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar.

En el siguiente cuadro comparativo al 31 de diciembre de 2022 y 2021, se muestra la relación entre los ingresos totales y el monto de ventas y otras cuentas por cobrar vencidas o deterioradas:

Conceptos	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Ingresos operacionales (últimos 12 meses)	782.926.606	670.130.011
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas (últimos 12 meses)	4.475.977	10.819.660
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales	0,57%	1,61%

Con respecto al segmento de transmisión, el cumplimiento de pago de las empresas que utilizan las redes de transmisión es supervisado por el Coordinador Eléctrico Nacional, en caso de falta de pago, el Coordinador puede suspender al operador. En el caso de contratos no regulados, los clientes pagan puntualmente ya que la suspensión de la transmisión afectaría su capacidad de entregar electricidad.

Las inversiones de los excedentes de caja se realizan en instituciones financieras nacionales con muy alta calificación de riesgo de calidad crediticia, con límites establecidos para cada entidad y únicamente en instrumentos de renta fija. En ningún caso se considera o contempla realizar una inversión con el fin de especular en el mercado de capitales nacional o extranjero.

5. Juicios y estimaciones de la Administración en la aplicación de las políticas contables claves de las Sociedades.

La Administración de la Sociedad y sus filiales es responsable de la información contenida en estos Estados Financieros Consolidados.

La preparación de los Estados Financieros Consolidados 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 Consolidados:

- 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:** El Grupo 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 del deterioro, los activos que no generan flujo de caja independiente se agrupan en una Unidad Generadora de Efectivo

("UGE") a la que pertenece el activo. El valor recuperable de estos activos o UGE, 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 supuestos tales como:

- Ingresos por distribución y peajes de transmisión: El valor de los ingresos por distribución y peajes de transmisión (de los Sistemas de Transmisión Regulados y No Regulados de la Sociedad) de conformidad con los decretos tarifarios vigentes (o contratos existentes) y el posible impacto de la regulación.
 - 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 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:** El Grupo 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 y cobro de peajes) 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 y sus filiales han estimado el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar y de la obsolescencia de inventario, para lo que han establecido porcentajes de provisión según las pérdidas crediticias esperadas y la tasa de rotación de sus inventarios, respectivamente.
- 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 y sus filiales en los que se establece el compromiso por parte de ella. La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de cambios en los supuestos actuariales, es reconocido dentro de otros resultados integrales del año.

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

- 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 2022 y 2021, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Efectivo en caja	4.396.980	4.106.048
Saldo en bancos	6.763.973	4.207.183
Depósitos a plazo	25.686.421	-
Otros instrumentos de renta fija	57.463.832	14.548.397
Total Efectivo y equivalentes al efectivo	94.311.206	22.861.628

- b) El detalle de los Depósitos a plazo, es el siguiente:

Razón social	Nombre abreviado	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Moneda	Fecha de vencimiento	Monto inversión	
						31/12/2022	31/12/2021
						M\$	M\$
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Scotiabank Chile	Depósitos a plazo	USD	05/01/2023	15.411.950	-
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Banco de Crédito e Inversiones	Depósitos a plazo	USD	05/01/2023	10.274.471	-
Total Depósitos a plazo						25.686.421	-

- c) 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	
						31/12/2022	31/12/2021
						M\$	M\$
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	Itaú Administradora General de Fondos S.A.	Fondos Mutuos	USD	AA+fm/M1	1.713.256	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Itaú Administradora General de Fondos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	-	1.435.308
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Scotia Administradora General de Fondos Mutuos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	1.450.275	-
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Itaú Administradora General de Fondos S.A.	Fondos Mutuos	USD	AA+fm/M1	11.389.229	-
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	BCI Asset Management Administradora General de Fondos S.A.	Fondos Mutuos	USD	AA+fm/M1	9.847.481	-
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Scotia Administradora General de Fondos Mutuos S.A.	Fondos Mutuos	USD	AA+fm/M1	6.769.714	-
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	BCI Asset Management Administradora General de Fondos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	-	3.635.801
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Scotia Administradora General de Fondos Mutuos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	4.681.439	3.635.071
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Itaú Administradora General de Fondos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	-	2.206.241
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	-	1.026.314
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	533.945	498.133
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSÉN	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	780.972	697.227
Saesa Innova Soluciones SpA	INNOVA	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	1.269.882	-
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	BCI Asset Management Administradora General de Fondos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	2.477.298	-
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	BCI Asset Management Administradora General de Fondos S.A.	Fondos Mutuos	USD	AA+fm/M1	856.303	-
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	STN	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	1.958.933	567.121
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	SATT	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	578.088	584.125
Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	9.888.939	263.056
Saesa Generación S.A.	SAGESA	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	1.945.263	-
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	CABO LEONES	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	251.468	-
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	1.071.347	-
Total Otros instrumentos de renta fija						57.463.832	14.548.397

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

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

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

Detalle del Efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31/12/2022	31/12/2021
		M\$	M\$
Monto del Efectivo y equivalentes al efectivo	CLP	36.833.065	21.403.818
Monto del Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	57.478.141	1.457.810
Total Detalle por tipo de moneda		94.311.206	22.861.628

e) Las siguientes tablas detallan los cambios en los pasivos que se originan de actividades de financiamiento de la Sociedad y de sus filiales, incluyendo aquellos cambios que representan flujos de efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo al 31 de diciembre de 2022 y 2021:

Cambios en los pasivos que se originan por actividades de financiamiento	31/12/2021	Flujos de efectivo					Cambios distintos de efectivo						31/12/2022
		Reembolso de préstamos	Intereses pagados	Préstamos	Préstamos entidades relacionadas	Pagos por arrendamientos financieros	Devengo intereses	Ajuste UF	Ajuste tipo de cambio	Nuevos arrendamientos financieros	Traspasos	Amortización	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Préstamos a corto plazo	155.408.556	(155.000.000)	(1.605.786)	-	-	-	1.425.341	-	-	-	-	-	228.111
Préstamos a largo plazo	62.000.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	62.000.000
Arrendamientos financieros corrientes	919.275	-	(28.965)	-	-	-	173.132	50.736	-	163	331.936	-	1.446.277
Arrendamientos financieros no corrientes	2.688.309	-	(78.905)	-	-	(908.592)	-	212.589	-	1.096.170	(559.539)	-	2.450.032
Bonos	707.974.514	(37.990.263)	(30.913.829)	305.226.312	-	-	35.997.520	94.671.291	22.179.235	-	1.547.882	607.735	1.099.300.397
Préstamos en cuenta corriente, corrientes	371.184	-	(10.099.112)	-	-	-	10.935.696	-	-	-	-	-	1.207.768
Préstamos en cuenta corriente, no corrientes	103.106.329	(130.227.126)	-	-	185.726.013	-	-	-	(1.345.954)	-	38.474	-	157.297.736
Totales	1.032.468.167	(323.217.389)	(42.726.597)	305.226.312	185.726.013	(908.592)	48.531.689	94.934.616	20.833.281	1.096.333	1.358.753	607.735	1.323.930.321

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	Traspasos	Amortización	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Préstamos a corto plazo	45.187.908	(455.000.000)	(1.793.153)	565.000.000	-	-	2.013.801	-	-	-	-	-	155.408.556
Préstamos a largo plazo	30.000.000	-	-	32.000.000	-	-	-	-	-	-	-	-	62.000.000
Arrendamientos financieros corrientes	860.479	-	(2.090)	-	-	-	160.587	68.964	-	226.104	(394.769)	-	919.275
Arrendamientos financieros no corrientes	2.985.575	-	(99.230)	-	-	(714.647)	2.863	281.691	-	1.397.812	(1.165.755)	-	2.688.309
Bonos	669.189.285	(5.542.485)	(21.114.337)	-	-	-	21.166.591	44.131.273	-	-	-	144.187	707.974.514
Préstamos en cuenta corriente, corrientes	109.260	-	(1.811.890)	-	-	-	2.073.814	-	-	-	-	-	371.184
Préstamos en cuenta corriente, no corrientes	101.506.327	(42.318.000)	-	-	43.918.000	-	-	-	-	-	2	-	103.106.329
Totales	849.838.834	(502.860.485)	(24.820.700)	597.000.000	43.918.000	(714.647)	25.417.656	44.481.928	-	1.623.916	(1.560.522)	144.187	1.032.468.167

7. Otros Activos Financieros

El detalle de este rubro al 31 de diciembre 2022 y 2021, es el siguiente:

Otros activos financieros	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$	M\$	M\$
Instrumentos derivados (1)	-	507.897	-	-
Remanente crédito fiscal (*)	-	-	4.493.660	5.609.183
Totales	-	507.897	4.493.660	5.609.183

(1) Ver nota 17.1 Instrumentos derivados

(*) Corresponde a remanente de crédito fiscal (impuesto específico), que se recuperará en períodos futuros a base de la generación de flujos de las sociedades que los generaron. La valorización inicial de estos activos se hace con los flujos proyectados de las sociedades y descontado a la tasa de descuento

utilizada para la evaluación de las unidades generadoras de caja. Las valorizaciones posteriores se hacen con el método de la tasa efectiva de descuento y anualmente se verifica si existe deterioro del activo en base a flujos proyectados actualizados.

8. Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas Por Cobrar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	221.326.162	192.274.288	40.892.980	28.087.900
Otras cuentas por cobrar, bruto	85.731.427	55.916.435	16.280.209	16.296.281
Totales	307.057.589	248.190.723	57.173.189	44.384.181

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales por cobrar, neto	206.446.207	172.243.909	40.892.980	28.087.900
Otras cuentas por cobrar, neto	77.915.298	49.526.054	16.280.209	16.296.281
Totales	284.361.505	221.769.963	57.173.189	44.384.181

Provisión de deterioro cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales por cobrar	14.879.955	20.030.379	-	-
Otras cuentas por cobrar	7.816.129	6.390.381	-	-
Totales	22.696.084	26.420.760	-	-

El detalle de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar facturados y no facturados o provisionados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$	M\$	M\$
Facturados	145.266.298	138.465.198	14.582.310	9.997.620
Energía y peajes	73.126.912	88.740.366	-	-
Anticipos para importaciones y proveedores	13.376.044	13.530.385	-	4.606.685
Cuenta por cobrar proyectos en curso	4.820.973	3.637.915	-	-
Convenios de pagos y créditos por energía	28.691.284	7.311.383	13.060.174	2.814.197
Deudores materiales y servicios	12.080.409	7.188.973	36	70
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	5.236.204	10.508.675	909.207	1.580.043
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	538.211	529.898	611.465	995.196
Otros	7.396.261	7.017.603	1.428	1.429
No facturas o provisionados	153.007.496	105.780.701	40.892.980	28.087.900
Energía y peajes uso de líneas eléctricas	60.277.015	39.790.847	-	-
Diferencias a reliquidar por nuevos decretos (*)	54.395.014	33.121.996	40.892.980	28.087.900
Equidad tarifaria residencial	(821.272)	873.860	-	-
Energía en medidores (*)	34.348.493	29.747.219	-	-
Provisión ingresos por obras	3.708.392	1.442.613	-	-
Otros	1.099.854	804.166	-	-
Otros (cuenta corriente empleados)	8.783.795	3.944.824	1.697.899	6.298.661
Totales, bruto	307.057.589	248.190.723	57.173.189	44.384.181
Provisión deterioro	(22.696.084)	(26.420.760)	-	-
Totales, neto	284.361.505	221.769.963	57.173.189	44.384.181

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

Principales conceptos de otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$	M\$	M\$
Convenios de pagos y créditos por energía	28.691.284	7.311.383	13.060.174	2.814.197
Anticipos para importaciones y proveedores	13.376.044	13.530.385	-	4.606.685
Cuenta por cobrar proyectos en curso	8.529.365	5.080.528	-	-
Deudores materiales y servicios	12.080.409	7.188.973	36	70
Cuenta corriente al personal	8.783.795	3.944.824	1.697.899	6.298.661
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	5.236.204	10.508.675	909.207	1.580.043
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	538.211	529.898	611.465	995.196
Otros deudores	8.496.115	7.821.769	1.428	1.429
Totales	85.731.427	55.916.435	16.280.209	16.296.281
Provisión deterioro	(7.816.129)	(6.390.381)	-	-
Totales, neto	77.915.298	49.526.054	16.280.209	16.296.281

Los montos referidos a Diferencias a reliquidar por nuevos decretos al 31 de diciembre de 2022 y 2021, se detallan a continuación:

Diferencias por reliquidar	Corrientes		No Corrientes	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$	M\$	M\$
Desacople y nuevas estimaciones de tarifas por cobrar (1)	38.570.454	35.173.686	-	-
Nuevos decretos ETR y RGL (2)	(2.407.906)	(2.156.067)	-	-
Estabilización VAD (3)	-	-	32.962.815	17.336.972
Valorización transmisión ITF (4)	16.866.706	-	7.930.165	10.750.928
Decretos de transmisión por emitir (5)	1.365.759	104.377	-	-
Totales	54.395.014	33.121.996	40.892.980	28.087.900

- 1) 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.
- 2) Otros conceptos relacionados con agregados o deducciones tarifarias, principalmente referidos a actividades de corte y reposición, ETR por incorporar en nuevos decretos y RGL.
- 3) Concepto relacionado al valor agregado de distribución establecido en Ley N°21.185, la que indica que los niveles de precios asociados 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. Considerando que estos montos, de acuerdo a los decretos emitidos, y aclaraciones a los mismos durante este año, se podrán acumular hasta junio 2023 y se deberán extinguir a más tardar en diciembre 2027, la Sociedad no espera recuperar la totalidad de estos montos dentro de los siguientes 12 meses, por lo que han sido reclasificados desde el corriente al no corriente al 31 de diciembre de 2022.
- 4) Conceptos generados por valorización de instalaciones de transmisión de acuerdo a Informe Técnico Final (ITF) emitido por la CNE.
- 5) Correspondiente a decretos de transmisión por emitir de filial STS, asociados al reconocimiento en tarifas de inversiones que ya han entrado en operación.

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2022 es de M\$341.534.694 y al 31 de diciembre de 2021 es de M\$266.154.144.
- b) La Sociedad y sus filiales de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con lo que establece el DFL4/2006, artículo 136 y 125, están obligadas a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. Al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a 982.080 clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo de cliente	Cantidad	Participación ventas ejercicio %
Residencial	891.559	50%
Comercial	50.068	24%
Industrial	4.637	6%
Otros	35.816	20%
Total	982.080	100%

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

- c) Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 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	
	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Con vencimiento menor a tres meses	41.172.882	32.686.731
Con vencimiento entre tres y seis meses	4.304.870	6.428.431
Con vencimiento entre seis y doce meses	3.647.722	4.637.915
Con vencimiento mayor a doce meses	720.199	503.648
Totales	49.845.673	44.256.725

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

Tramos	Venta de energía	Deudores por venta al detalle de productos y servicios
No vencidas	0,09%	0,27%
1 a 30	0,15%	0,60%
31 a 60	0,60%	3,40%
61 a 90	7,83%	28,67%
91 a 120	18,37%	47,34%
121 a 180	29,70%	63,92%
181 a 270	40,61%	69,72%
271 a 360	46,81%	72,72%
361 o más	93,65%	100,00%

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

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 lo instruido por la Autoridad. En el mes de diciembre 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.

d) Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad y sus filiales no tienen cartera securitizada):

Tramos de morosidad	31/12/2022					
	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\$
Al día	437.376	274.195.189	77.338	10.395.939	514.714	284.591.128
Entre 1 y 30 días	106.448	17.084.377	28.177	7.175.841	134.625	24.260.218
Entre 31 y 60 días	36.246	9.271.387	40.243	6.134.954	76.489	15.406.341
Entre 61 y 90 días	9.809	2.603.608	14.908	2.122.934	24.717	4.726.542
Entre 91 y 120 días	5.969	1.333.588	1.558	1.041.905	7.527	2.375.493
Entre 121 y 150 días	4.443	984.849	-	-	4.443	984.849
Entre 151 y 180 días	3.781	1.045.458	1.865	1.338.014	5.646	2.383.472
Entre 181 y 210 días	2.839	702.377	-	-	2.839	702.377
Entre 211 y 250 días	2.953	762.769	507	505.387	3.460	1.268.156
Más de 250 días	157.174	25.562.467	2.786	1.969.735	159.960	27.532.202
Total Estratificación de la cartera	767.038	333.546.069	167.382	30.684.709	934.420	364.230.778

Tramos de morosidad	31/12/2021					
	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\$
Al día	506.486	220.548.206	7.010	3.660.548	513.496	224.208.754
Entre 1 y 30 días	123.180	18.777.735	2.564	1.123.941	125.744	19.901.676
Entre 31 y 60 días	51.573	9.728.327	1.737	646.406	53.310	10.374.733
Entre 61 y 90 días	20.093	3.785.055	1.119	343.053	21.212	4.128.108
Entre 91 y 120 días	17.744	4.202.362	1.112	381.703	18.856	4.584.065
Entre 121 y 150 días	9.448	1.882.401	505	198.311	9.953	2.080.712
Entre 151 y 180 días	6.621	1.271.421	1.047	355.124	7.668	1.626.545
Entre 181 y 210 días	6.782	1.707.788	-	-	6.782	1.707.788
Entre 211 y 250 días	6.573	1.081.483	825	282.367	7.398	1.363.850
Más de 250 días	48.483	20.024.185	5.122	2.574.488	53.605	22.598.673
Total Estratificación de la cartera	796.983	283.008.963	21.041	9.565.941	818.024	292.574.904

e) Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 la cartera protestada y en cobranza judicial, es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	31/12/2022		31/12/2021	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	24	199.694	19	82.495
Documentos por cobrar en cobranza judicial	1.322	8.461.769	852	6.464.258
Total Cartera protestada y en cobranza judicial	1.346	8.661.463	871	6.546.753

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

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corrientes y No corrientes	
	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Saldo inicial	26.420.760	16.977.183
Aumentos (disminuciones)	4.475.977	10.819.660
Montos castigados	(8.200.653)	(1.376.083)
Total movimientos	(3.724.676)	9.443.577
Saldo final	22.696.084	26.420.760

g) El detalle de las provisiones y castigos durante los años 2022 y 2021, es el siguiente:

Provisiones y castigos	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	4.631.877	9.319.715
Provisión repactada	(155.900)	1.499.945
Castigos del año	(8.200.653)	(1.376.083)
Totales	(3.724.676)	9.443.577

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

9. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

9.1. Accionistas

El detalle de los Accionistas de la Sociedad al 31 de diciembre de 2022, es el siguiente:

Accionistas	Número de acciones		Total	% Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	60	79.573.672	79.573.732	99,9999%
Cóndor Holding SpA	40	-	40	0,0001%
Totales	100	79.573.672	79.573.772	100,00%

9.2. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Las transacciones entre la Sociedad y sus filiales, corresponden a operaciones habituales del giro en cuanto a su objeto y condiciones. Estas transacciones han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se incluyen en esta nota.

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

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

Los préstamos entre compañías se regulan dentro de un marco de administración consolidada de caja que recae principalmente en las sociedades filiales Saesa, Frontel y la Sociedad, encargadas de definir los flujos óptimos entre relacionadas. La Administración ha establecido que la exigibilidad de estos préstamos será en un plazo superior a los 12 meses. Los créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado. Estos créditos tienen límites de monto entre compañías, según lo indicado en los contratos de bonos, que son monitoreados periódicamente y que a la fecha de cierre de los Estados Financieros Consolidados se han cumplido cabalmente (ver nota 35).

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

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus sociedades relacionadas no consolidables son las siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes

RUT	Razón social	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
							M\$	M\$	M\$	M\$
76.024.762-6	Cóndor Holding SpA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Accionista	CLP	2.263	2.263	-	-
77.611.649-1	Sociedad Transmisora Metropolitana SpA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	151	-	-	-
Totales							2.414	2.263	-	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes y no corrientes

RUT	Razón social	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
							M\$	M\$	M\$	M\$
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CLP	1.524.368	1.524.509	-	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (interés)	Menos de 90 días	Matriz	CLP	1.207.768	371.184	-	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (capital)	Más de 1 año	Matriz	CLP	-	-	157.297.736	103.106.329
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz	CLP	606.755	17.927.609	-	-
76.024.762-6	Cóndor Holding SpA	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Accionista	CLP	339	429	-	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	5.847	-	-	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	157	-	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz-Molina	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	-	5.564	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz-Molina	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	-	138	-	-
Totales							3.345.234	19.829.433	157.297.736	103.106.329

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

RUT	Razón social	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	31/12/2022		31/12/2021	
				Monto transacción	Efecto en resultado (cargo)/abono	Monto transacción	Efecto en resultado (cargo)/abono
				M\$	M\$	M\$	M\$
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Matriz	Préstamo cuenta corriente (Capital / Intereses)	(54.191.407)	(10.936.389)	1.861.926	(2.073.814)
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Matriz	Dividendos	(17.320.854)	-	(24.651.104)	-

9.3. Directorio y personal clave de la gerencia

La Sociedad y sus filiales son administradas por un Directorio compuesto por ocho miembros, los que permanecen por un periodo de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 27 de abril de 2022, se efectuó la renovación del Directorio de la Sociedad, eligiéndose como Directores por un período de dos años a los señores Jorge Lesser García – Huidobro, Iván Díaz – Molina, Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Ashley Munroe, Christopher Powell y Jonathan Reay.

En sesión celebrada con fecha 11 de mayo de 2022, el Directorio de la Sociedad procedió a elegir como Presidente del Directorio y de la Sociedad al señor Jorge Lesser García-Huidobro y como Vicepresidente al señor Iván Díaz-Molina.

Con fecha 17 de agosto de 2022, el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al Directorio de la Sociedad de los directores Christopher Powell, Stacey Purcell y Waldo Fortín. Acto seguido, el Directorio procedió a designar, en su reemplazo, a Shama Naquashbandi, Stephen Best y Luz Granier.

Al 31 de diciembre de 2022 el Directorio de la Sociedad está compuesto por los señores Jorge Lesser García – Huidobro, Iván Díaz – Molina, Juan Ignacio Parot Becker, Ashley Munroe, Jonathan Reay, Shama Naquashbandi, Stephen Best y Luz Granier.

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

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

Director	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Iván Díaz-Molina	-	138
Jorge Lesser García-Huidobro	157	-
Totales	157	138

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

b) Remuneración del Directorio

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

El beneficio corresponde al pago de UF 5 a cada Director de la Sociedad, para el período mayo 2022 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2023.

Los Directores señores Jonathan Reay, Juan Ignacio Parot Becker, Shama Naquashbandi, Stephen Best, Luz Granier y Ashley Munroe renunciaron a la remuneración que les correspondería por el ejercicio del cargo de Director de la Sociedad. Sólo los Directores Jorge Lesser García-Huidobro e Iván Díaz - Molina recibirán su remuneración.

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 31 de diciembre de 2022 y 2021, son las siguientes:

Director	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Iván Díaz-Molina	1.633	1.785
Jorge Lesser García-Huidobro	1.625	1.784
Totales	3.258	3.569

Durante los años 2022 y 2021, la Sociedad no ha realizado pagos a empresas relacionadas con Directores.

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

La Sociedad no tiene ejecutivos directamente remunerados por ella.

10. Inventarios

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2022:

Clases de Inventarios	31/12/2022		
	Bruto	Neto Realizable	Provisión
	M\$	M\$	M\$
Materiales de operación y mantenimiento	58.224.914	56.844.607	1.380.307
Materiales en tránsito	1.086.030	1.086.030	-
Existencias para venta al detalle de productos y servicios	201.543	22.213	179.330
Petróleo	1.981.001	1.981.001	-
Total Clases de Inventarios	61.493.488	59.933.851	1.559.637

Al 31 de diciembre de 2021:

Clases de Inventarios	31/12/2021		
	Bruto	Neto Realizable	Provisión
	M\$	M\$	M\$
Materiales de operación y mantenimiento	43.798.238	42.620.781	1.177.457
Materiales en tránsito	273.747	273.747	-
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	7.191.990	7.191.990	-
Petróleo	1.553.101	1.553.101	-
Total Clases de Inventarios	52.817.076	51.639.619	1.177.457

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

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un cargo de M\$382.180 para el año 2022 y un cargo de M\$92.910 para el año 2021.

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

El detalle de los Inventarios utilizados y reconocidos como gastos, es el siguiente:

Inventarios utilizados durante el año según gasto	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Materias primas y consumibles utilizados (*)	68.932.749	56.953.002
Otros gastos, por naturaleza (**)	6.772.233	4.626.119
Total Inventarios utilizados durante el año según gasto	75.704.982	61.579.121

(*) 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 2022 ascienden a M\$48.861.786 (M\$42.392.116 en 2021) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2022 ascienden a M\$2.801.794 (M\$3.884.843 en 2021).

11. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Activos por impuestos corrientes	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Impuesto renta por recuperar	4.399.009	1.937.788
IVA crédito fiscal por recuperar, remanente (1)	15.903.004	15.003.527
IVA débito fiscal por recuperar (2)	-	1.337.928
Crédito por utilidades absorbidas	5.967.944	-
Crédito sence	335.868	274.250
Crédito activo fijo	61.158	108.692
Impuesto por recuperar año anterior	4.873.693	9.805.948
Totales	31.540.676	28.468.133

(1) Corresponde principalmente a IVA crédito fiscal por construcción de obras importantes de las filiales STC, SATT, STS y Edelayen (esta última también acumula un monto originado por impuesto específico diesel).

- (2) IVA debito 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. Se obtuvo la devolución de este monto en julio de 2022.

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Pasivos por impuestos corrientes	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Impuesto a la renta	9.647.965	6.538.206
IVA débito fiscal	8.208.338	7.295.116
Otros	254.522	192.427
Totales	18.110.825	14.025.749

12. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Activos intangibles, neto	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Total Activos intangibles indetificables, neto	91.278.586	88.934.474
Servidumbres	69.404.552	65.427.707
Derechos de agua	108.543	108.543
Software	15.820.850	17.286.707
Activos intangibles relacionados con clientes	5.944.641	6.111.517

Activos intangibles identificables, bruto	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Total Activos intangibles indetificables, bruto	104.321.029	98.614.996
Servidumbres	69.645.092	65.620.360
Derechos de agua	108.543	108.543
Software	28.251.213	26.652.346
Activos intangibles relacionados con clientes	6.316.181	6.233.747

Amortización Activos intangibles identificables	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Total Amortización Activos intangibles indetificables	(13.042.443)	(9.680.522)
Servidumbres	(240.540)	(192.653)
Software	(12.430.363)	(9.365.639)
Activos intangibles relacionados con clientes	(371.540)	(122.230)

El detalle y movimiento del activo intangible al 31 de diciembre de 2022, es el siguiente:

Movimientos Activos intangibles distintos de la plusvalía	Servidumbres, neto	Derechos de agua, neto	Software, neto	Activos intangibles relacionados con clientes, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2022	65.427.707	108.543	17.286.707	6.111.517	88.934.474
Traslados (activación obras en curso)	3.759.162	-	1.600.165	-	5.359.327
Retiros y trasposos amortización acumulada	-	-	(1.528)	-	(1.528)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera amortización acumulada	(1.639)	-	1.440	2.656	2.457
Gasto por amortización	(46.248)	-	(3.065.312)	(251.966)	(3.363.526)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	265.570	-	(622)	82.434	347.382
Total movimientos	3.976.845	-	(1.465.857)	(166.876)	2.344.112
Saldo final al 31/12/2022	69.404.552	108.543	15.820.850	5.944.641	91.278.586

El detalle y movimiento del activo intangible al 31 de diciembre de 2021, es el siguiente:

Movimientos Activos intangibles distintos de la plusvalía	Servidumbres, neto	Derechos de agua, neto	Software, neto	Activos intangibles relacionados con clientes, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2021	59.040.263	108.543	385.948	-	59.534.754
Traslados (activación obras en curso)	3.798.258	-	18.781.650	6.233.747	28.813.655
Retiros y trasposos amortización acumulada	(500)	-	(4.677)	-	(5.177)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera amortización acumulada	(26.149)	-	(5.747)	-	(31.896)
Gasto por amortización	(40.627)	-	(1.878.105)	(122.230)	(2.040.962)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	2.656.462	-	7.638	-	2.664.100
Total movimientos	6.387.444	-	16.900.759	6.111.517	29.399.720
Saldo final al 31/12/2021	65.427.707	108.543	17.286.707	6.111.517	88.934.474

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

Los softwares o programas informáticos y licencias se amortizan en forma lineal entre 4 y 6 años. La amortización de estos bienes se presenta en el rubro “Gastos por Depreciación y Amortización” del Estado Consolidado de Resultados Integrales.

Los intangibles asociados a contratos de clientes de la filial Tolchén, se amortizan de forma lineal en 25 años, de acuerdo a la duración de los contratos de peajes.

En el proceso de asignación de compra, se revisaron los valores contables de los activos y pasivos de Tolchén, y se identificaron activos intangibles a valor razonable ligados a contratos con parques eólicos, San Gabriel, Tolpán, El Alba y Los Olmos.

13. Plusvalía

El detalle de la plusvalía al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

RUT	Sociedad	31/12/2022	31/12/2021
		M\$	M\$
90.021.000-0	Sociedad Austral de Electricidad S.A. (1)	124.944.061	124.944.061
91.715.000-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (1)	23.990.168	23.990.168
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A. (2)	49.471.945	49.471.945
96.986.780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (2)	33.039.292	33.039.292
77.122.643-4	Tolchén Transmisión SpA (3)	1.151.070	1.136.047
Totales		232.596.536	232.581.513

- 1) La plusvalía comprada relacionada con Sociedad Austral de Electricidad S.A., Rut 90.021.000-0 y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Rut 91.715.000-1, corresponde al exceso pagado en relación al valor patrimonial proporcional originado en la compra de las acciones de esas sociedades, realizada en 2001. Posteriormente cada una de esas sociedades compradas fue absorbida por su correspondiente matriz, la que pasó a tener el mismo nombre de la Sociedad absorbida, quedando la plusvalía comprada contabilizada en la misma empresa compradora.
- 2) La plusvalía comprada reconocida por las sociedades Saesa, Rut 96.956.660-5, y Frontel, Rut 96.986.780-K, corresponde al valor pagado en exceso respecto del valor justo de los activos adquiridos a través de Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., en julio de 2008. A través de una reestructuración societaria se generó un efecto cascada de la plusvalía comprada mencionada en el párrafo anterior, la que quedó finalmente incorporada en Saesa (Ex Los Lagos II) y Frontel (Ex Los Lagos III).
- 3) La plusvalía comprada relacionada con Tolchén Transmisión SpA, Rut 77.122.643-4, corresponde al valor pagado en exceso respecto del valor justo de los activos adquiridos originado en la compra de las acciones realizada en julio de 2021.

El resumen del Estado de Situación Financiera de la Sociedad adquirida, incluyendo la asignación del valor justo evaluado por la Sociedad a la fecha de la compra se presenta a continuación (cifras sin incorporar la plusvalía generada en la adquisición):

Activos	Valor libro	Ajuste valor razonable	Valor ajustado	Pasivos	Valor libro	Ajuste valor razonable	Valor ajustado
	M\$	M\$	M\$		M\$	M\$	M\$
Corrientes	444.307	-	444.307	Corrientes (*)	5.462.610	-	5.462.610
No Corrientes	28.244.870	6.233.747	34.478.617	No Corrientes (*)	22.741.035	1.613.358	24.354.393
				Patrimonio neto	495.532	4.610.389	5.105.921
Total activos	28.689.177	6.233.747	34.922.924	Total pasivos y patrimonio	28.689.177	6.223.747	34.922.924

(*) Los pasivos corrientes y no corrientes corresponden principalmente a cuentas por pagar con relacionadas, las cuales fueron liquidados como parte de la transacción e incluidas en el precio pagado por la filial STA.

El detalle del valor razonable de los activos netos adquiridos al 9 de julio de 2021, y Plusvalía es el siguiente:

Activos identificables	M\$
Efectivo y efectivo equivalente	89.537
Deudores comerciales	317.603
Propiedad planta y equipos (Nota 14)	28.282.037
Intangibles (Nota 12)	6.233.747
Pasivos identificables	M\$
Cuentas por pagar	239.892
Impuestos diferidos	1.613.358
Otros	227.221
Activos netos identificables	32.842.453
Precio pagado	31.706.406
Plusvalía generada en la adquisición	1.136.047

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

14. Propiedades, Planta y Equipo

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre 2022 y 2021:

Clases de Propiedades, planta y equipo, neto	31/12/2022	31/12/2021
M\$	M\$	
Total Propiedades, planta y equipo, neto	1.417.367.963	1.304.384.187
Terrenos	23.953.952	22.774.539
Edificios	22.829.757	20.669.748
Planta y equipo	969.115.334	873.917.251
Equipamiento de tecnologías de la información	1.096.283	1.154.002
Instalaciones fijas y accesorios	1.437.157	1.635.938
Vehículos de motor	9.556.908	9.933.130
Construcciones en curso	368.989.080	356.939.632
Otras propiedades, planta y equipo	20.389.492	17.359.947

Clases de Propiedades, planta y equipo, bruto	31/12/2022	31/12/2021
M\$	M\$	
Total Propiedades, planta y equipo, bruto	1.794.901.021	1.644.690.179
Terrenos	23.953.952	22.774.539
Edificios	33.331.868	30.241.729
Planta y equipo	1.308.406.364	1.180.010.127
Equipamiento de tecnologías de la información	7.629.436	7.863.916
Instalaciones fijas y accesorios	5.000.292	4.946.371
Vehículos de motor	15.074.703	14.270.603
Construcciones en curso	368.989.080	356.939.632
Otras propiedades, planta y equipo	32.515.326	27.643.262

Clases de Depreciación acumulada y deterioro del valor, Propiedades, planta y equipo	31/12/2022	31/12/2021
M\$	M\$	
Total Depreciación acumulada y deterioro del valor, Propiedades, planta y equipo	(377.533.058)	(340.305.992)
Edificios	(10.502.111)	(9.571.981)
Planta y equipo	(339.291.030)	(306.092.876)
Equipamiento de tecnologías de la información	(6.533.153)	(6.709.914)
Instalaciones fijas y accesorios	(3.563.135)	(3.310.433)
Vehículos de motor	(5.517.795)	(4.337.473)
Otras propiedades, planta y equipo	(12.125.834)	(10.283.315)

A continuación, se presenta el detalle de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2022:

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 01/01/2022	22.774.539	20.669.748	873.917.251	1.154.002	1.635.938	9.933.130	356.939.632	17.359.947	1.304.384.187
Adiciones	-	1.693.388	28.211.758	-	-	-	143.568.640	602	173.474.388
Traslados (activación obras en curso)	1.193.964	2.372.853	114.823.473	265.363	426.416	1.637.566	(126.484.399)	5.764.764	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde (hacia) Propiedades, planta y equipo	-	(22.423)	(2.135.812)	(508.836)	(318.984)	(188.551)	3.669.249	(494.643)	-
Retiros valor bruto	(35.806)	(952.317)	(16.776.509)	(78.117)	(56.915)	(648.640)	(2.404.838)	(590.375)	(21.543.517)
Retiros y trasposos depreciación acumulada	-	199.529	5.294.350	79.248	89.255	534.903	-	599.293	6.796.578
Incremento (disminución) en cambio de moneda extranjera depreciación acumulada	-	(246.421)	1.065.578	(6.298)	(12.019)	(70.006)	-	(24.957)	705.877
Gasto por depreciación	-	(883.237)	(39.582.582)	128.311	(329.938)	(1.645.219)	-	(2.416.854)	(44.729.519)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	21.255	(1.363)	4.297.827	62.610	3.404	3.725	(6.299.204)	191.715	(1.720.031)
Total movimientos	1.179.413	2.160.009	95.198.083	(57.719)	(198.781)	(376.222)	12.049.448	3.029.545	112.983.776
Saldo final al 31/12/2022	23.953.952	22.829.757	969.115.334	1.096.283	1.437.157	9.556.908	368.989.080	20.389.492	1.417.367.963

A continuación, se presenta el detalle de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2021:

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	20.338.388	17.264.772	728.917.024	1.488.639	1.495.537	8.272.938	331.542.459	13.429.381	1.122.749.138
Adiciones	1.963.513	-	34.164.857	-	-	-	152.495.060	38.490	188.661.920
Traslados (activación obras en curso)	951.968	4.022.946	171.362.276	229.442	623.947	3.786.991	(185.688.651)	4.719.017	7.936
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde (hacia) Propiedades, planta y equipo	-	-	(1.913.743)	35.776	5.257	6.955	803.670	1.062.085	-
Retiros valor bruto	(552.597)	(1.456.981)	(2.144.960)	(352.063)	(6.870)	(935.033)	-	(71.930)	(5.520.434)
Retiros y trasposos depreciación acumulada	-	750.621	4.731.689	352.064	9.007	870.353	-	118.452	6.832.186
Incremento (disminución) en cambio de moneda extranjera depreciación acumulada	-	(199.161)	(8.073.066)	(8.824)	(53.800)	45.243	-	(261.625)	(8.551.233)
Gasto por depreciación	-	(745.002)	(33.304.414)	(602.443)	(326.990)	(1.531.836)	-	(1.918.286)	(38.428.971)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	73.267	1.032.553	(19.822.412)	11.411	(110.150)	(582.481)	57.787.094	244.363	38.633.645
Total movimientos	2.436.151	3.404.976	145.000.227	(334.637)	140.401	1.660.192	25.397.173	3.930.566	181.635.049
Saldo final al 31/12/2021	22.774.539	20.669.748	873.917.251	1.154.002	1.635.938	9.933.130	356.939.632	17.359.947	1.304.384.187

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

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo

- La depreciación de los bienes de propiedades, planta y equipo se presenta en el rubro “Gastos por depreciación y amortización”, en el Estado Consolidado de Resultados Integrales.
- Las empresas del Grupo Saesa cuentan con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (centrales, subestaciones, construcciones, contenido y existencias), con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.
- El monto de bienes de propiedades, planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2022 y 2021 no es significativo. La Sociedad y sus filiales no presentan montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.
- Los activos presentados en propiedad, planta y equipos no poseen restricciones de ningún tipo en favor de terceros, ni han sido entregados en garantía.

15. Activos por Derechos de Uso y Obligaciones por Arrendamientos

a) Activos por Derechos de Uso

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2022 y 2021:

Activos por derecho de uso, neto	31/12/2022	31/12/2021
M\$	M\$	M\$
Total Activos por derecho de uso, neto	3.092.116	2.990.878
Terrenos	1.287.422	1.323.840
Edificios e instalaciones	1.804.694	1.667.038

Activos por derecho de uso, bruto	31/12/2022	31/12/2021
M\$	M\$	M\$
Total Activos por derecho de uso, bruto	6.549.740	5.437.102
Terrenos	1.600.813	1.514.877
Edificios e instalaciones	4.948.927	3.922.225

Amortización Activos por derecho de uso	31/12/2022	31/12/2021
M\$	M\$	M\$
Total Amortización Activos por derecho de uso	(3.457.624)	(2.446.224)
Terrenos	(313.391)	(191.037)
Edificios e instalaciones	(3.144.233)	(2.255.187)

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 2022 y 2021, es el siguiente:

Movimientos Activos por derecho de uso	Terrenos, neto	Edificios e instalaciones, neto	Totales
M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2022	1.323.840	1.667.038	2.990.878
Adiciones	21.248	1.098.765	1.120.013
Gasto por amortización	(122.354)	(889.048)	(1.011.402)
Otros incrementos (decrementos)	-	(240.020)	(240.020)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	64.688	167.959	232.647
Total movimientos	(36.418)	137.656	101.238
Saldo final al 31/12/2022	1.287.422	1.804.694	3.092.116

Movimientos Activos por derecho de uso	Terrenos, neto	Edificios e instalaciones, neto	Totales
M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2021	1.371.519	2.254.796	3.626.315
Adiciones	32.110	31.837	63.947
Gasto por amortización	(109.582)	(702.077)	(811.659)
Otros incrementos (decrementos)	-	(30.883)	(30.883)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	29.793	113.365	143.158
Total movimientos	(47.679)	(587.758)	(635.437)
Saldo final al 31/12/2021	1.323.840	1.667.038	2.990.878

b) Pasivos por arrendamiento

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2022 y 2021:

Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$	M\$	M\$
Terrenos	483.540	326.421	1.505.007	1.507.638
Edificios e instalaciones	962.737	592.854	945.025	1.180.671
Totales	1.446.277	919.275	2.450.032	2.688.309

El desglose por moneda y vencimientos de los pasivos por arrendamientos al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

RUT Arrendatario	Razón social - Arrendatario	País de origen	Tipo de moneda	Arrendamiento asociado	31/12/2022								
					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\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	94.483	287.396	381.879	247.327	105.685	-	-	-	353.012
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Terrenos	2.767	10.737	13.504	7.200	-	-	-	-	7.200
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	CLP	Terrenos	5.943	4.167	10.110	-	-	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	67.916	207.006	274.922	261.870	102.992	3.315	-	-	368.177
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Terrenos	6.139	6.255	12.394	6.263	3.963	3.255	613	-	14.094
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	CLP	Terrenos	-	1.636	1.636	1.716	-	-	-	-	1.716
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	15.810	48.579	64.389	67.538	46.851	-	-	-	114.389
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	UF	Terrenos	126.294	12.978	139.272	18.149	19.166	20.239	21.372	155.851	234.777
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	USD	Terrenos	236.939	27.953	264.892	38.592	40.158	41.789	43.485	964.574	1.128.598
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	2.905	11.236	14.141	11.353	-	-	-	-	11.353
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	CLP	Terrenos	856	4.100	4.956	5.142	1.775	-	-	-	6.917
77.227.565-K	Saesa Innova Soluciones SpA	Chile	UF	Edificios e instalaciones	7.496	23.031	30.527	32.020	-	-	-	-	32.020
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	42.105	129.371	171.476	60.331	-	-	-	-	60.331
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	CLP	Edificios e instalaciones	10.620	14.783	25.403	5.743	-	-	-	-	5.743
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Chile	UF	Terrenos	10.571	87	10.658	122	129	136	144	4.231	4.762
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	UF	Terrenos	24.531	1.587	26.118	2.220	2.344	2.054	2.591	97.734	106.943
Totales					655.375	790.902	1.446.277	765.586	323.063	70.788	68.205	1.222.390	2.450.032

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\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	107.527	227.051	334.578	306.509	237.861	108.762	-	-	653.132
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Terrenos	2.562	1.725	4.287	1.880	1.972	2.068	-	-	5.920
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	CLP	Terrenos	5.185	12.062	17.247	8.284	-	-	-	-	8.284
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
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	UF	Terrenos	84.340	10.848	95.188	15.171	16.020	16.917	17.865	156.431	222.404
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	USD	Terrenos	151.812	26.511	178.323	36.602	38.088	39.634	41.243	994.904	1.150.471
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	2.473	9.455	11.928	12.428	10.021	-	-	-	22.449
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	CLP	Terrenos	961	2.453	3.414	1.636	1.716	-	-	-	3.352
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	3.477	2.341	5.818	-	-	-	-	-	-
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	CLP	Edificios e instalaciones	6.218	19.105	25.323	8.713	-	-	-	-	8.713
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Chile	UF	Terrenos	8.995	73	9.068	102	108	114	120	3.862	4.306
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	UF	Terrenos	14.562	1.327	15.889	1.856	1.960	2.069	2.185	88.182	96.252
Totales					448.953	470.322	919.275	596.601	520.568	262.982	64.376	1.243.782	2.688.309

c) Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

En el Estado Consolidado de Resultados Integrales por el año terminado al 31 de diciembre de 2022, se incluye un gasto por M\$1.683.388 (M\$1.696.655 al 31 de diciembre de 2021), 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 2022, la Sociedad no mantiene contratos significativos en los cuales actúe como arrendador.

16. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

16.1. Impuesto a la Renta

a) El detalle del gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado Consolidado de Resultados Integrales correspondiente a los años 2022 y 2021, es el siguiente:

Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	01/01/2022 31/12/2022	01/01/2021 31/12/2021
	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
Gasto (ingreso) por impuestos corrientes	6.905.391	17.415.290
Ajustes por impuestos corrientes de períodos anteriores	555	6.762
Otro gasto por impuestos corrientes	2.207	4.081
Total Impuestos corrientes a las ganancias, neto	6.908.153	17.426.133
Impuestos diferidos		
Gasto (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(18.865.958)	871.067
Total Gasto (ingreso) por Impuestos diferidos, neto	(18.865.958)	871.067
Total Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	(11.957.805)	18.297.200

Impuestos a las ganancias relacionados con Otros Resultados Integrales	01/01/2022 31/12/2022	01/01/2021 31/12/2021
	M\$	M\$
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	44.007	(182.713)
Impuesto a las ganancias relativo a nuevas mediciones de planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(164.021)	983.626
Total Impuestos a las ganancias relacionados con Otros Resultados Integrales	(120.014)	800.913

b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a “ganancia (pérdida) antes de Impuestos”, al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es la siguiente:

Conciliación de la ganancia contable multiplicada por las ganancias impositivas aplicables	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Ganancia Contable antes de Impuesto	(10.123.047)	78.428.286
Total de (gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (27%)	2.733.223	(21.175.637)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	2.738.624	5.838.009
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) imponible	(4.608.167)	(3.871.817)
Efecto por diferencia de conversión	3.980.069	47.183
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	786.909	(679.277)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	3.457.057	4.860.307
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	2.870.090	(3.315.968)
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	9.224.582	2.878.437
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	11.957.805	(18.297.200)
Tasa impositiva efectiva	-118,12%	-23,33%

16.2. Impuestos Diferidos

a) El detalle de los impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Diferencias temporarias Activos por impuestos diferidos	31/12/2022	31/12/2021
M\$	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	654.128	244.395
Impuestos diferidos relativos a provisión de cuentas incobrables	6.121.255	7.127.593
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	799.248	717.687
Impuestos diferidos relativos a provisión de obsolescencia	421.103	317.912
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	2.972.494	3.349.506
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	2.832.219	2.219.550
Impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales	35.041.448	31.410.506
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	2.134.947	1.535.542
Impuestos diferidos relativos a arriendos	218.096	167.728
Impuestos diferidos relativos a otras provisiones	393.005	63.492
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	2.244.372	2.135.488
Total Diferencias temporarias Activos por impuestos diferidos	53.832.315	49.289.399

Diferencias temporarias Pasivos por impuestos diferidos	31/12/2022	31/12/2021
M\$	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	85.162.565	96.838.829
Impuestos diferidos relativos a amortizaciones	1.605.053	1.650.110
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	65.412	-
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	960.806	934.100
Impuestos diferidos relativos a arriendos	962	1.219
Total Diferencias temporarias Pasivos por impuestos diferidos	87.794.798	99.424.258

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

Diferencias temporarias, neto	31/12/2022	31/12/2021
M\$	M\$	M\$
Activos por impuestos diferidos	53.832.315	49.289.399
Pasivos por impuestos diferidos	(87.794.798)	(99.424.258)
Total Diferencias temporarias, neto	(33.962.483)	(50.134.859)

b) Los movimientos de los rubros “Impuestos Diferidos”, del Estado Consolidado de Situación Financiera al 31 de diciembre de 2022 y 2021, son los siguientes:

Movimientos Impuestos diferidos	Activos		Pasivos	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial	49.289.399	35.784.427	99.424.258	92.316.168
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	7.255.107	(955.441)	(11.610.851)	(84.374)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	164.021	(983.626)	-	-
Incremento (decremento) por diferencia de cambio	(2.876.212)	3.052.292	(18.609)	5.228.227
Otros incremento (decremento) (*)	-	12.391.747	-	1.964.237
Total movimientos	4.542.916	13.504.972	(11.629.460)	7.108.090
Saldo final	53.832.315	49.289.399	87.794.798	99.424.258

(*) Incluye el impuesto diferido asociado a la plusvalía por efecto de la fusión de la filial STS y los diferidos de pérdida tributaria, activo fijo e intangible, por la compra de la filial Tolchén al 31 de diciembre de 2021.

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

Todas las empresas de la Sociedad están radicadas en Chile, por lo que la Normativa Local vigente se aplica uniformemente a todas ellas.

17. Otros Pasivos Financieros corrientes y no corrientes

a) El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de este rubro al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos bancarios	228.111	155.408.556	62.000.000	62.000.000
Bonos	17.510.646	10.671.095	1.081.789.751	697.303.419
Totales	17.738.757	166.079.651	1.143.789.751	759.303.419

b) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con Instituciones Bancarias al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Nombre empresa deudora	Nombre acreedor	Rut acreedor	Tipo de moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de amortización	31/12/2022						
						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 de Chile	97.004.000-5	CLP	1,50%	Al vencimiento	60.417	-	60.417	10.000.000	-	-	10.000.000
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco de Chile	97.004.000-5	CLP	1,50%	Al vencimiento	120.833	-	120.833	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
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	0,10%	Al vencimiento	-	16.861	16.861	22.000.000	-	-	22.000.000
Totales						181.250	46.861	228.111	62.000.000	-	-	62.000.000

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 de 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 de 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
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	0,39%	Al vencimiento	20.005.133	-	20.005.133	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Itaú	97.023.000-9	CLP	0,42%	Al vencimiento	15.020.800	-	15.020.800	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,36%	Al vencimiento	30.031.950	-	30.031.950	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,36%	Al vencimiento	10.013.017	-	10.013.017	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,36%	Al vencimiento	15.019.525	-	15.019.525	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,36%	Al vencimiento	20.033.133	-	20.033.133	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,38%	Al vencimiento	10.011.250	-	10.011.250	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,36%	Al vencimiento	10.011.833	-	10.011.833	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	0,40%	Al vencimiento	5.006.733	-	5.006.733	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	0,10%	Al vencimiento	16.862	-	16.862	22.000.000	-	-	22.000.000
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	0,40%	Al vencimiento	10.012.120	-	10.012.120	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco de Chile	97.004.000-5	CLP	0,42%	Al vencimiento	10.012.450	-	10.012.450	-	-	-	-
Totales						155.378.556	30.000	155.408.556	22.000.000	40.000.000	-	62.000.000

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 2022 y 2021, es el siguiente:

Nombre empresa deudora	Segmento país	Tipo de deuda	Tipo de moneda	Tipo de amortización	Tasa de interés nominal	Garantía	31/12/2022							
							Corrientes			No corrientes				
							Hasta 1 año			Más de 1 año hasta 2 años		Más de 3 años hasta 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	
							M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Bono Serie J / N° 665	UF	Semestral	3,60%	Sin garantía	3.510.203	-	3.510.203	3.164.713	3.164.713	3.164.713	3.164.713	28.292.792
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Bono Serie L / N° 397	UF	Semestral	3,75%	Sin garantía	-	540.218	540.218	3.517.689	7.035.378	7.035.378	7.035.378	87.348.183
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Bono Serie O / N° 742	UF	Semestral	3,20%	Sin garantía	555.158	-	555.158	-	-	-	-	69.617.623
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Bono Serie A / N° 923	UF	Semestral	2,80%	Sin garantía	615.882	-	615.882	-	-	-	-	106.968.675
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Bono Serie G / N° 663	UF	Semestral	3,20%	Sin garantía	277.579	-	277.579	-	-	-	-	34.942.183
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Bono Serie E / N° 646	UF	Anual	4,00%	Sin garantía	-	2.737.059	2.737.059	-	-	-	-	139.692.453
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Bono Serie H / N° 762	UF	Anual	3,90%	Sin garantía	-	2.013.986	2.013.986	-	-	-	-	105.251.408
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Bono Serie I / N° 945	UF	Anual	1,90%	Sin garantía	-	1.613.150	1.613.150	-	-	-	-	180.638.280
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	STASCL 32	DOLAR	Anual	0,35%	Sin garantía	-	5.647.411	5.647.411	-	-	-	-	329.038.154
Totales							4.958.822	12.551.824	17.510.646	6.682.402	10.200.091	10.200.091	10.200.091	1.081.789.751

Nombre empresa deudora	Segmento país	Tipo de deuda	Tipo de moneda	Tipo de amortización	Tasa de interés nominal	Garantía	31/12/2021							
							Corrientes			No corrientes				
							Hasta 1 año			Más de 1 año hasta 2 años		Más de 3 años hasta 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	
							M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Bono Serie J / N° 665	UF	Semestral	3,60%	Sin garantía	1.717.762	1.408.717	3.126.479	2.817.434	2.817.434	2.817.434	2.817.434	27.706.774
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Bono Serie L / N° 397	UF	Semestral	3,75%	Sin garantía	-	476.840	476.840	7.043.586	7.043.586	7.043.586	7.043.586	76.533.582
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Bono Serie O / N° 742	UF	Semestral	3,20%	Sin garantía	-	490.026	490.026	-	-	-	-	61.390.634
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Bono Serie A / N° 923	UF	Semestral	2,80%	Sin garantía	-	724.835	724.835	-	-	-	-	125.340.559
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Bono Serie G / N° 663	UF	Semestral	3,20%	Sin garantía	245.013	-	245.013	-	-	-	-	30.815.212
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Bono Serie E / N° 646	UF	Anual	4,00%	Sin garantía	-	2.412.566	2.412.566	-	-	-	-	123.179.165
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Bono Serie H / N° 762	UF	Anual	3,90%	Sin garantía	-	1.776.112	1.776.112	-	-	-	-	92.865.251
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Bono Serie I / N° 945	UF	Anual	1,90%	Sin garantía	-	1.419.224	1.419.224	-	-	-	-	159.472.242
Totales							1.962.775	8.708.320	10.671.095	9.861.020	9.861.020	9.861.020	9.861.020	697.303.419

En enero de 2022, la filial STA colocó bonos internacionales en EE.UU.; estos fondos les permitieron a todas las sociedades de Transmisión, prepagar los préstamos intercompañía que mantenían con la Sociedad, principalmente. Esta última al recibir estos fondos desde las sociedades de Transmisión, prepagó los créditos bancarios de corto plazo.

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

Razón social	Nombre abreviado	Contrato de Bonos / N° de Registro	Representante de los Tenedores de Bonos	Fecha Escritura	Fecha última modificación	Notaría	Fecha de Colocación	Monto Colocación	Monto Colocación
								UF	USD
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	Emisión de Línea Serie E / N° 646	Banco de Chile	07/10/2010	08/11/2010	José Musalem Saffie	25/11/2010	4.000.000	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	Emisión de Línea Serie H / N° 762	Banco Bice	27/06/2013	23/08/2013	José Musalem Saffie	29/08/2013	3.000.000	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	Emisión de Línea Serie J / N° 945	Banco de Chile	10/09/2018	18/06/2019	Roberto Antonio Cifuentes	11/07/2019	5.000.000	-
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Emisión de Línea Serie J / N° 665	Banco de Chile	11/02/2012	22/09/2012	José Musalem Saffie	05/10/2011	1.000.000	-
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Emisión de Línea Serie L / N° 397	Banco de Chile	29/07/2004	29/11/2012	José Musalem Saffie	20/12/2012	2.500.000	-
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Emisión de Línea Serie O / N° 742	Banco de Chile	26/10/2012	29/09/2014	José Musalem Saffie	27/11/2014	2.000.000	-
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Emisión de Línea Serie A / N° 923	Banco de Chile	10/09/2018	10/09/2018	Roberto Antonio Cifuentes	10/01/2019	4.000.000	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Emisión de Línea Serie G / N° 663	Banco de Chile	11/02/2011	15/09/2014	José Musalem Saffie	27/11/2014	1.000.000	-
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	144A /REG-S	UMB Bank	N.A	N.A	N.A	21/01/2022	-	390.000.000

17.1. Instrumentos derivados

La Sociedad y sus filiales, siguiendo su política de gestión de riesgos financieros, puede suscribir contratos de derivados para cubrir su exposición a la variación de tasas de interés y moneda (tipo de cambio).

Los derivados de moneda se utilizan para fijar la tasa de cambio de una moneda respecto de la moneda funcional de la Sociedad o sus filiales, producto de obligaciones existentes o futuras. Los derivados de tasas de interés son utilizados para fijar o limitar la tasa de interés variable de obligaciones financieras.

La Sociedad y su filial STA, habían tomado Instrumentos derivados al 31 de diciembre de 2021, correspondientes a Forward.

a) Los montos contabilizados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, son los siguientes:

Razón social	Nombre abreviado	Instrumento de cobertura	Subyacente cubierto	Riesgo cubierto	Tipo de cobertura	31/12/2022	31/12/2021
						M\$	M\$
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	Forward (*)	Flujo de UF	Moneda	Flujo de caja	-	333.695
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	Forward (*)	Flujo de UF	Moneda	Flujo de caja	-	174.202
Totales						-	507.897

(*) Presentado en la cuenta Otros Activos Financieros Corrientes (Ver nota 7).

18. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas por pagar comerciales	215.640.563	178.271.828	20.634	330.482
Otras cuentas por pagar	16.507.716	15.548.849	-	-
Totales Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	232.148.279	193.820.677	20.634	330.482

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$	M\$	M\$
Proveedores por compra de energía y peajes	149.272.865	110.871.977	20.634	330.482
Proveedores por compra de combustible y gas	1.105.240	2.265.544	-	-
Cuentas por pagar por importaciones en tránsito	28.140.255	4.762.778	-	-
Cuentas por pagar por bienes y servicios	37.122.203	60.371.529	-	-
Dividendos por pagar a terceros	189.464	211.648	-	-
Cuentas por pagar a instituciones fiscales	914.577	727.707	-	-
Otras cuentas por pagar	15.403.675	14.609.494	-	-
Totales Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	232.148.279	193.820.677	20.634	330.482

El detalle por vencimiento de cuentas por pagar comerciales al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Proveedores con pago al día	31/12/2022			
	Bienes	Servicios	Otros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta 30 días	18.453.039	178.137.766	19.049.759	215.640.563
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	18.453.039	178.137.766	19.049.759	215.640.563

Proveedores con pago al día	31/12/2021			
	Bienes	Servicios	Otros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta 30 días	19.006.132	143.070.429	16.195.267	178.271.828
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	19.006.132	143.070.429	16.195.267	178.271.828

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 2022 y 2021, es el siguiente:

Razón social proveedor	RUT	31/12/2022	
		M\$	%
Cam Chile S. A.	96.543.670-7	2.826.043	1,31%
Elecnor Chile S. A.	96.791.730-3	2.067.623	0,96%
Emec Montajes Electricos y Construcción Ltda.	76.048.740-6	1.647.530	0,76%
CENTELSA	Proveedor Extranjero	1.491.599	0,69%
Zhongli Science And Techn	Proveedor Extranjero	1.292.422	0,60%
HMV CHILE	59.172.470-3	1.116.403	0,52%
Efacec Chile S.A.	96.996.220-9	1.055.457	0,49%
Trilliant Networks Canada Inc.	Proveedor Extranjero	987.312	0,46%
B. BOSCH S.A.	84.716.400-K	986.940	0,46%
Transformadores Tusan Ltda.	86.386.700-2	982.772	0,46%
Agencia de Aduana Hernan y Cristian Pizarro Ltda	86.165.600-4	978.804	0,45%
Telecomunicaciones y Electricidad S.A.	96.524.340-2	963.243	0,45%
Provisión Energía y Peajes (CEN) (*)		148.075.505	68,67%
Otros Proveedores		51.168.910	23,73%
Totales		215.640.563	100,00%

Razón social proveedor	RUT	31/12/2021	
		M\$	%
Engie Energía Chile S.A.	88.006.900-4	4.401.430	2,47%
Gm Holdings S.A	76.240.103-7	2.085.724	1,17%
Centelsa	Proveedor Extranjero	2.022.317	1,13%
Cobra Montajes, Servicios Y Agua Ltda.	76.156.521-4	1.777.777	1,00%
Transelec S. A.	76.555.400-4	1.391.984	0,78%
Enel Generacion Chile S.A	91.081.000-6	1.152.414	0,65%
Cam Chile S. A.	96.543.670-7	1.144.300	0,64%
Cge S.A.	76.411.321-7	1.053.732	0,59%
Zhongli Science And Techn	Proveedor Extranjero	1.043.898	0,59%
Telecom Y Electricidad S.A.	96.524.340-2	1.033.815	0,58%
Elecnor Chile S. A.	96.791.730-3	1.007.981	0,57%
Cia Petroleo De Chile Cop	99.520.000-7	998.937	0,56%
Huemul Energia Spa	76.580.849-9	995.433	0,56%
Provisión Energía y Peajes (CEN) (*)		99.477.453	55,80%
Otros Proveedores		58.684.633	32,92%
Totales		178.271.828	100%

(*) Energía y Peajes pendientes de reliquidación y/o facturación por el Sistema Eléctrico.

19. Instrumentos financieros

19.1. Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

Activos financieros	31/12/2022			
	A costo amortizado	A valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	11.160.953	83.150.253	-	94.311.206
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	341.534.694	-	-	341.534.694
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	2.414	-	-	2.414
Otros activos financieros no corrientes	4.493.660	-	-	4.493.660
Totales Activos financieros	357.191.721	83.150.253	-	440.341.974

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	8.313.231	14.548.397	-	22.861.628
Otros activos financieros corrientes	-	-	507.897	507.897
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	266.154.144	-	-	266.154.144
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	2.263	-	-	2.263
Otros activos financieros no corrientes	5.609.183	-	-	5.609.183
Totales Activos financieros	280.078.821	14.548.397	507.897	295.135.115

b) Pasivos Financieros

Pasivos financieros	31/12/2022		
	A costo amortizado	Derivados de cobertura	Totales
	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	1.161.528.508	-	1.161.528.508
Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	3.896.309	-	3.896.309
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes	232.168.913	-	232.168.913
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	160.642.970	-	160.642.970
Totales Pasivos financieros	1.558.236.700	-	1.558.236.700

Pasivos financieros	31/12/2021		
	A costo amortizado	Derivados de cobertura	Totales
	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	925.383.070	-	925.383.070
Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	3.607.584	-	3.607.584
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes	194.151.159	-	194.151.159
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	122.935.762	-	122.935.762
Totales Pasivos financieros	1.246.077.575	-	1.246.077.575

19.2. Valor justo de instrumentos financieros

a) Valor justo de instrumentos financieros contabilizados a costo amortizado

A continuación se resumen los valores razonables de los principales activos y pasivos financieros, incluyendo aquellos que en el Estado Consolidado de Situación Financiera no se presentan a su valor razonable.

Activos financieros	31/12/2022	
	Valor libro	Valor justo
	M\$	M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado		
Efectivo en caja	4.396.980	4.396.980
Saldo en bancos	6.763.973	6.763.973
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	341.534.694	341.534.694

Pasivos financieros	31/12/2022	
	Valor libro	Valor justo
	M\$	M\$
Pasivos financieros mantenidos a costo amortizado		
Otros pasivos financieros corrientes (deuda bancaria)	228.111	228.111
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes (bonos)	1.099.300.397	1.095.965.522
Otros pasivos financieros no corrientes (deuda bancaria)	62.000.000	62.000.000
Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	3.896.309	3.896.309
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes	232.168.913	232.168.913

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

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

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

- b) El Valor Justo de los Bonos y de la Deuda Bancaria, se determinó en base a referencias de precios de mercado, ya que estos instrumentos son transados en el mercado bajo condiciones estándares y con un alto grado de liquidez.

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

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

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

20. Provisiones

20.1. Otras provisiones corrientes

- a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Otras provisiones a corto plazo	Corrientes	
	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Otras provisiones (*)	6.854.492	8.434.860
Totales	6.854.492	8.434.860

(*) Corresponde a provisiones de multas y juicios.

- b) El movimiento de las provisiones durante los años 2022 y 2021, es el siguiente:

Movimientos Otras provisiones corrientes	Reclamaciones legales	Totales
	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2022	8.434.860	8.434.860
Provisiones adicionales	2.535.402	2.535.402
Provisiones no utilizadas	(3.416.088)	(3.416.088)
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(506.286)	(506.286)
Provisiones utilizadas	(193.396)	(193.396)
Total movimientos	(1.580.368)	(1.580.368)
Saldo final al 31/12/2022	6.854.492	6.854.492

Movimientos Otras provisiones corrientes	Reclamaciones legales	Totales
	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2021	8.121.205	8.121.205
Provisiones adicionales	2.993.137	2.993.137
Provisiones no utilizadas	(1.908.330)	(1.908.330)
Incremento (decremento) en provisiones existentes	114.277	114.277
Provisiones utilizadas	(885.429)	(885.429)
Total movimientos	313.655	313.655
Saldo final al 31/12/2021	8.434.860	8.434.860

20.2. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados

a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corrientes	
	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	2.963.211	2.660.473
Provisión por beneficios anuales	12.049.787	7.673.440
Totales	15.012.998	10.333.913

El detalle del movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Movimientos Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Vacaciones del personal	Beneficios anuales	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2022	2.660.473	7.673.440	10.333.913
Incremento (decremento) en provisiones existentes	2.672.679	12.450.150	15.122.829
Provisiones utilizadas	(2.369.941)	(8.073.803)	(10.443.744)
Total movimientos	302.738	4.376.347	4.679.085
Saldo final al 31/12/2022	2.963.211	12.049.787	15.012.998

Movimientos Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Vacaciones del personal	Beneficios anuales	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2021	2.270.865	8.372.565	10.643.430
Incremento (decremento) en provisiones existentes	2.394.741	9.674.298	12.069.039
Provisiones utilizadas	(2.005.133)	(10.373.423)	(12.378.556)
Total movimientos	389.608	(699.125)	(309.517)
Saldo final al 31/12/2021	2.660.473	7.673.440	10.333.913

20.3. Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados

a) Beneficios de prestación definida:

Indemnizaciones por años de servicios: El trabajador percibe una proporción de su sueldo base (0,9) por cada año de permanencia en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante a lo menos 10 años.

El desglose de las provisiones no corrientes al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	Corrientes	
	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Indemnizaciones por años de servicios	18.204.096	14.204.873
Totales	18.204.096	14.204.873

Desembolsos futuros

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida en el presente año ascienden a M\$ 1.462.429.

Duración de los compromisos

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones para la Sociedad y sus filiales corresponde a 10,52 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 y más años es como sigue:

Años	Monto
	M\$
1	1.462.429
2	1.153.642
3	966.042
4	942.271
5	937.015
6 a 10	6.479.679

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante los años 2022 y 2021, es el siguiente:

Movimientos Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	Totales
	M\$
Saldo inicial al 01/01/2022	14.204.873
Costo por intereses	2.280.697
Costo del servicio del ejercicio	1.646.035
Costo de periodos anteriores	107.260
Pagos realizados en el ejercicio	(642.253)
Variación actuarial	607.484
Total movimientos	3.999.223
Saldo final al 31/12/2022	18.204.096

Movimientos Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	Totales
	M\$
Saldo inicial al 01/01/2021	16.851.375
Costo por intereses	1.149.726
Costo del servicio del ejercicio	1.230.566
Pagos realizados en el ejercicio	(979.918)
Variación actuarial	(4.046.876)
Total movimientos	(2.646.502)
Saldo final al 31/12/2021	14.204.873

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

Gasto reconocido en Otros Resultados Integrales	01/01/2022 31/12/2022	01/01/2021 31/12/2021
	M\$	M\$
Costo por intereses	2.280.697	1.149.726
Costo del servicio del ejercicio	1.646.035	1.230.566
Total Gasto reconocido en Estado de Resultados	3.926.732	2.380.292
Pérdida actuarial neta por plan de beneficios definidos	607.484	(4.046.876)
Totales Gasto reconocido en Otros Resultados Integrales	4.534.216	(1.666.584)

d) Supuestos actuariales utilizadas al 31 de diciembre de 2022

Tasa de descuento (nominal)	4,73%
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

e) Sensibilizaciones

Sensibilización de tasa de descuento:

Al 31 de diciembre de 2022, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de 1 punto porcentual en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

Sensibilización de la tasa de descuento	Disminución de 1%	Incremento de 1%
	M\$	M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos aumento / (disminución) de pasivo	2.055.876	(1.739.744)

Sensibilización de tasa esperada de incremento salarial:

Al 31 de diciembre de 2022, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de 1 punto porcentual en la tasa esperada de incremento salarial genera los siguientes efectos:

Sensibilización esperada de incremento salarial	Disminución de 1%	Incremento de 1%
	M\$	M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos (disminución) / aumento de pasivo	(1.683.741)	1.953.361

20.4. Juicios y multas

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

20.4.1 Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad y sus filiales, son los siguientes:

Razón social	Tribunal	N° Rol	Materia	Partes involucradas	Etapas procesal	Cuánta
						M\$
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	2° Juzgado Civil de Valdivia	C-3785-2019	Indemnización perjuicios.	Weksler Luis con SAESA	Pendiente segunda instancia.	70.221
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	2° Juzgado Civil de Osorno	C-4408-2019	Indemnización de perjuicios Incendio.	Stange con SAESA	Pendiente en primera instancia.	35.110
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Juzgado de Letras de Castro	C-2733-2019	Indemnización de perjuicios Accidente.	Alvarado con SAESA	Pendiente en primera instancia.	35.110
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Juzgado de Letras de Castro	C-814-2020	Indemnización perjuicios .	Miranda Johanna con SAESA	Pendiente primera instancia	35.110
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Juzgado de Letras de Ancud	C-470-2020	Indemnización perjuicios .	Hernández José con SAESA	Pendiente en primera instancia.	35.110
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	1° Juzgado Civil de Chillán	C-1985-2021	Demanda indemnización de perjuicios.	Camus A. Martín y otros con Jara David, Soc. Com. Karvin II Ltda., SAESA y Ingenova	Pendiente primera instancia.	70.221
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	3° Tribunal Ambiental de Valdivia	D-2-2020	Daño ambiental por incendio. Choshuenco, Panguipulli.	Forestal S.A. con SAESA	Pendiente primera instancia.	70.221
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	16° Juzgado Civil de Santiago	C-4547-2022	Demanda Indemnización de perjuicios .	Traslado de postación San Felipe S.A. con SAESA	Pendiente primera instancia.	35.110
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Juzgado del Trabajo de Santiago	O-5576-2022	Laboral .	subsidiario Oteiza Iñonattan y Otros con Soc. Imelsa y SAESA	Pendiente primera instancia.	178.835
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Juzgado de letras y Garantía Curacautín	C-124-2018	Ley indígena Restitución de terrenos e indemnización de perjuicios .	Vielma y otros con Frontel	Pendiente primera instancia.	60.000
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	1° Juzgado Civil de Osorno	C-449-2019	Indemnización de perjuicios Incendio.	Cruces y otros con Frontel	Pendiente primera instancia.	35.110
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Juzgado Policia Local Bulnes	97-2019	Consumidor .	Soc. Medica e Inv. Trivica con Frontel	Pendiente primera instancia.	55.000
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	2° Juzgado Civil de Temuco	C-5159-2019	Indemnización perjuicios Incendio.	Figueras Ramón con Frontel	Pendiente primera instancia.	70.221
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	1° Juzgado Civil de Temuco	C-5343-2019	Indemnización de perjuicios.	Kaiser W. Juan con Frontel	Pendiente primera instancia.	70.221
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Juzgado de Letras de Victoria	C-1011-2019	Indemnización de perjuicios .	Regie Maria con Frontel	Pendiente primera instancia.	70.221
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Juzgado Letras Nacimiento	C-149-2019	Responsabilidad extracontractual.	Catalán con Frontel	Pendiente en primera instancia.	95.000
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	1° Juzgado Civil de Osorno	C-2078-2020	Indemnización de perjuicios .	Serv. y Asesorías Marítimas y Terrestres Ltda. con Frontel	Pendiente primera instancia.	35.110
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Juzgado de Letras de Lautaro	C-330-2020	Indemnización de perjuicios .	Ruiz y Otros con Frontel	Pendiente primera instancia.	35.110
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Juzgado de Letras de Lautaro	C-331-2020	Indemnización de perjuicios .	Comercial Pueblo Ltda. con Frontel	Pendiente primera instancia.	35.110
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	1° Juzgado del Trabajo Santiago	O-889-2020	Demanda Indemnización Perjuicios accidente del Trabajo .	Vega con Contreras Hermanos Ingeniería Eléctrica Ltda., Frontel y Otro	Pendiente segunda instancia.	35.110
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	1° Juzgado Civil de Temuco	C-288-2021	Indemnización de perjuicios (Incendio)	Rivera Fortunato y otros con Frontel	Pendiente primera instancia.	35.110
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Juzgado de Letras de Cafete	C-118-2021	Demanda indemnización perjuicios .	Mulvey V. Diego con Frontel	Pendiente primera instancia.	70.221
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	2° Juzgado Civil de Osorno	C-1310-2020	Demanda indemnización perjuicios (Incendio)	Collio Eladio y otros con Frontel	Pendiente primera instancia.	70.221
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Juzgado de Policía Local de Los Álamos	1069-2021	Querrela infraccional Ley consumidor .	Bernal E. Cristian con Frontel	Pendiente primera instancia.	70.221
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	1° Juzgado Civil de Temuco	C-289-2021	Demanda indemnización de perjuicios Incendio.	Sucesión E. Ballotta y otros con Frontel	Pendiente primera instancia.	35.110
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	1° Juzgado Civil de Osorno	C-2981-2020	Demanda indemnización de perjuicios Incendio.	Bastias Sergio y Otros con Frontel	Pendiente primera instancia.	35.110
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Primer Juzgado de Policía Local de Osorno	2730-2022	Ley Consumidor.	Meneses A. Teresa con Frontel	Pendiente primera instancia.	39.750
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	1° Juzgado Civil de Temuco	C-786-2022	Indemnización de perjuicios Incendio.	Bosques Cautín con Frontel	Pendiente primera instancia.	70.221
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	2° Juzgado Civil de Temuco	C-1686-2022	Indemnización perjuicios Incendio.	Salamanca Carmen con Forestal Minico y Frontel	Pendiente primera instancia.	87.777
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Juzgado de Letras de Traiguén	C-352-2022	Demanda Ley Indígena, Indemnización de perjuicios postación.	Huircaman Morales Cornelio con Frontel	Pendiente primera instancia	42.133
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	2° Juzgado Laboral de Santiago	O-4476-2022	Demanda laboral.	Subsidiaris Reyes Adolfo con Obras Especiales Chile y Edelayen	Pendiente primera instancia.	70.000
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	2° Juzgado Civil de Osorno	C-2240-2020	Indemnización de perjuicios Osorno.	Fuentealba con Municipalidad Osorno y Luz	Pendiente primera instancia.	35.110
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	1° Juzgado Civil de Osorno	C-501-2021	Indemnización perjuicios.	Vidal Héctor con STS	Pendiente primera instancia.	70.221
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Centro de Arbitraje y Mediación	4623-2021	Juicio Arbitral .	Cobra Montajes Servicios y Agua Ltda. con STS	Pendiente primera instancia.	1.500.000
Sociedad de Transmisión del Norte	Juzgado del Trabajo de Antofagasta	O-1232-2022	Despido injustificado	Araya Oscar con STN y Corp. Nac. del Cobre	Pendiente primera instancia	25.147
Otros juicios relevantes pendientes de resolución						339.711
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Corte Suprema	RIT N° GR-12-00003-2021	Recursos de casación en el fondo contra la sentencia definitiva de segunda instancia que resolvió los recursos de apelación interpuestos por las partes en contra de la sentencia definitiva de primera instancia que acogió parcialmente el reclamo tributario interpuesto contra las Liquidaciones N°47 y N°48, Renta AT 2016 (FRONTEL con SII)	Frontel con SII	Tanto FRONTEL como el SII interpusieron recursos de casación en el fondo en contra de la sentencia dictada por la Corte de Apelaciones de Puerto Montt, los cuales fueron declarados admisibles a tramitación. Actualmente, los recursos se encuentran en tramitación ante la Corte Suprema, pendientes del trámite de la vista de la causa y que se verifiquen los alegatos de las partes.	104.910
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Corte Suprema	RIT N° GR-12-00002-2021	Recursos de casación en el fondo contra la sentencia definitiva de segunda instancia que resolvió el recurso de apelación interpuesto por el SII en contra de la sentencia definitiva de primera instancia que acogió parcialmente el reclamo tributario interpuesto contra la Resolución N°144, Renta AT 2017 (FRONTEL con SII)	Frontel con SII	Tanto FRONTEL como el SII interpusieron recursos de casación en el fondo en contra de la sentencia dictada por la Corte de Apelaciones de Puerto Montt, los cuales fueron declarados admisibles a tramitación. Actualmente, los recursos se encuentran en tramitación ante la Corte Suprema, pendientes del trámite de la vista de la causa y que se verifiquen los alegatos de las partes.	171.768
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Corte Suprema	RIT GR-12-00015-2020	Casación en el fondo en contra de la sentencia de segunda instancia que confirmó la de primera instancia que resolvió el reclamo tributario interpuesto contra la Resolución Ex. N° 77320100406, IVA marzo y abril 2017 (STS con SII).	STS con SII	La sentencia definitiva de primera instancia rechazó íntegramente el reclamo tributario. STS interpuso recurso de apelación en contra de dicha sentencia, el cual fue rechazado por la Corte de Apelaciones de Puerto Montt, confirmando la sentencia de primera instancia. Con posterioridad, STS interpuso recurso de casación en el fondo para ante la Corte Suprema, el cual ya pasó su examen de admisibilidad y se encuentra pendiente de fijarse en tabla para que se oigan los alegatos de las partes.	285.363

Al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad y sus filiales han realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados, que incluye a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar que la Sociedad y sus filiales cuentan con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 2.000.

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

20.4.2 Multas

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

Razón social	N° Resolución Exenta	Fecha resolución	Organismo	Concepto	Estado	Monto M\$
Multas pendientes de resolución de años anteriores						
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	12.389	17/02/2016	SEC	Calidad de Servicio.	Recurso de Reposición	11.936
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	34.867	03/09/2021	SEC	No efectuar lecturas Marzo y Abril 2020	Reclamo de Ilegalidad	11.936
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	7512	27/09/2019	SAG	Corta aprox. 20 árboles de Quillay Sector Mirihue Alto,	Interponer Reclamo de Ilegalidad	1.790
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	299	04/02/2013	VIALIDAD	No solicitar permiso para atraveso.	Pendiente Recurso de Reposición - Decaimiento AA	8.952
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	14.660	04/08/2016	SEC	Calidad de Servicio.	Recurso de Reposición	11.936
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	954	08/05/2014	VIALIDAD	Falta de permiso.	Excepciones	23.873
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	1.428	23/06/2015	VIALIDAD	Falta de permiso.	Excepciones	17.904
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	27.023	02/01/2019	SEC	Incumplir obligaciones de poda accidente Isla Tenglo.	Recurso de Reposición	59.683
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	32.376	14/04/2020	SEC	Incumplir obligaciones de mantención.	Recurso de Reposición	29.841
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	34.854	02/09/2021	SEC	No efectuar lecturas Marzo y Abril 2020	Reclamo de Ilegalidad	5.968
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	13.740	31/05/2016	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Reposición	59.683

Razón social	N° Resolución Exenta	Fecha resolución	Organismo	Concepto	Estado	Monto M\$
Multas cursadas en 2022						
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	13.595	01/09/2022	SEC	Calidad de Servicio.	Recurso de Reposición	196.954
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	11.965	26/04/2022	SEC	Saidi Enero a Diciembre 2020	Recurso de Reposición	180.243
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	11.966	26/04/2022	SEC	Saidi Enero a Diciembre 2020	Recurso de Reposición	47.746
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	15.242	12/12/2022	SEC	Efectuar cobros para conexión de clientes en BT Sector Rural Mirador Mulchen	Recurso de Reposición	47.746
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	11.968	26/04/2022	SEC	Saidi Enero a Diciembre 2020	Recurso de Reposición	52.521
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	11.967	26/04/2022	SEC	Saidi Enero a Diciembre 2020	Recurso de Reposición	47.746
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	8356/ 51-2	30/09/2022	DIR. TRABAJO	No exhibir documentación exigida Trabajadores Luis Ramirez y Emilio Huenumil	Reconsideración	5.176
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A	955	12/09/2022	BIENES NAC	Incumplir obligaciones contenidas en el contrato de Concesion onerosa S/E Kimal	Se encuentra pendiente reclamo para resolución	47.970
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	12.268	18/05/2022	SEC	Falta de mantenimiento.	Rebaja multa a 5000 UTM. Pendiente Reclamo de Ilegalidad	223.811

El monto reconocido por provisiones en los Estados Financieros Consolidados 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 valorización de la misma.

En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad y sus filiales 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 2022 y 2021, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$	M\$	M\$
Subvenciones gubernamentales (obras FNDR)	34.687.370	36.208.778	-	-
Otras obras de terceros	17.631.576	11.033.821	-	-
Ingresos anticipados por venta de peajes	386.445	386.445	7.821.915	8.216.315
Otros pasivos no financieros (*)	-	-	3.529.924	3.681.224
Total Otros pasivos no financieros	52.705.391	47.629.044	11.351.839	11.897.539

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

(*) Incluye la opción de compra de Tolchén a Inversiones Bosquemar Ltda. ("IBL") por parte de la filial STA, por M\$3.062.160 al 31 de diciembre de 2022, M\$3.209.854 al 31 de diciembre de 2021.

El detalle de los ingresos anticipados por venta de peajes al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Clientes	Proyectos	Fecha liquidación	Corrientes		No corrientes	
			31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
			M\$	M\$	M\$	M\$
Hidroensur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	Tramo de línea 220 kV Antillanca - Barro Blanco	01/06/2042	91.929	91.929	1.700.696	1.792.625
Hidroensur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	S/E Antillanca	01/06/2042	83.571	83.571	1.546.053	1.629.623
Hidroensur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	Tramo de línea 110 kV Aihuapi - Antillanca	01/06/2042	23.102	23.102	896.025	944.004
Hidroensur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	Licán - Pilmaiquén	01/12/2043	27.537	27.537	557.397	584.934
Hidroensur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	Tramo de línea 110 kV S/E Río Bonito - Aihuapi	01/08/2042	47.223	47.223	413.400	435.745
Hidroensur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	Correntoso - Capullo	01/06/2045	16.371	16.371	368.108	384.480
Hidroensur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	Casualidad - Licán	01/11/2046	14.852	14.852	366.029	380.881
Hidroensur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	S/E Río Bonito y Paño Aihuapi	01/08/2042	17.397	17.397	325.291	342.688
Hidroensur, Hidronalcas, Hidropalmar, Hidro Ensenada e Hidrobonito (*)	Otros proyectos	-	48.796	48.796	1.158.974	1.207.770
Parque Eólico Cabo Leones I.S.A. (*)	Ampliación del Galpón GIS	31/12/2047	-	-	149.012	152.989
Ibereólica Cabo Leones II S.A. (*)	Ampliación del Galpón GIS	31/12/2047	-	-	149.012	152.989
Eólica La Esperanza S.A. (**)	Conexión y peaje Parque Eólico La Esperanza a Subestación Negrete	31/03/2036	15.667	15.667	191.918	207.587
Total Clientes			386.445	386.445	7.821.915	8.216.315

(*) La amortización es a 30 años desde la puesta en marcha por cada tramo.

(**) La amortización es a 20 años desde la puesta en marcha por cada tramo.

22. Patrimonio

22.1. Patrimonio neto de la Sociedad

22.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, el capital social de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. asciende a M\$385.906.755. El capital está representado por 100 acciones serie A y 79.573.672 acciones serie B, totalmente suscritas y pagadas.

Las acciones serie A tienen todos los derechos que la normativa vigente les confiere a las acciones ordinarias. Por su parte, las acciones serie B tienen todos los derechos que la normativa vigente les confiere a las acciones ordinarias, pero que gozan de la preferencia para convocar a juntas de Accionistas (tendrán el privilegio de convocar juntas ordinarias y extraordinarias de Accionistas, cuando lo soliciten, a lo menos, el 5% de estas acciones) y la limitación para elegir Directores (no tendrán derecho a elegir Directores).

22.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 27 de abril de 2022 se aprobó el pago de un dividendo final de \$638,87840974 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021, lo que significó un pago total de M\$50.837.964. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 27 de mayo de 2022.

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 30 de abril de 2021 se aprobó el pago de un dividendo final de \$534,6208377655 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020, lo que significó un pago total de M\$42.541.797. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 28 de mayo de 2021.

22.1.3 Otras reservas

El detalle al 31 de diciembre de 2022 de otras reservas, es el siguiente:

Movimientos Otras reservas	Saldo inicial al 01/01/2022	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 31/12/2022
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Reserva de diferencias de cambio en conversiones, neta de impuestos diferidos	26.076.411	(6.498.839)	-	-	-	19.577.572
Reserva de coberturas de flujo de efectivo, neta de impuestos	126.340	-	(125.356)	-	-	984
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos, neta de impuestos diferidos	(322.963)	-	-	(440.024)	-	(762.987)
Otras reservas varias (*)	22.093.394	-	-	-	122.306	22.215.700
Efecto fusión STS y Sagesa (proforma)	9.870	-	-	-	-	9.870
Efecto fusión filiales al 31/05/2011 (**)	19.506.605	-	-	-	-	19.506.605
Totales	67.489.657	(6.498.839)	(125.356)	(440.024)	122.306	60.547.744

(*) Otras reservas varias por M\$22.215.700, están compuestas por M\$8.506.366 que corresponden a revalorización del capital pagado por el año 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), abono por M\$585.683 por efecto de la compra a Eléctrica Puntilla S.A. del 49,9% de las acciones que esta poseía en la Sociedad Sistema de Transmisión del Centro S.A. ("STC") por parte de Inversiones Los Lagos IV Limitada, M\$11.873.639 por efecto de la fusión de STS con Saesa Transmisión y Frontel Transmisión, M\$122.306 por efecto de la participación en STA, producto de las acciones pendientes de pago y por M\$2.300.552, por efecto de absorción de su filial Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., realizada el 5 de diciembre de 2008. Esta última operación fue tratada como unificación de intereses por corresponder a empresas bajo control común.

(*) Con fecha 1 de diciembre de 2021, se realizó la fusión por incorporación de las empresas de transmisión antigua STS, Frontel Transmisión en Nueva STS, quedando la mencionada Sociedad como continuadora legal. Luego de producida la fusión la empresa pasó a denominarse Sistema de Transmisión del Sur S.A. o STS (Nueva STS). En esta fusión se originó una plusvalía tributaria que dio origen a un activo por impuesto diferido de MM\$ 12.017 millones. Por tratarse de una operación entre partes relacionadas, los efectos que se originen deben formar parte del patrimonio. Bajo esa directriz la Sociedad reclasificó este efecto en Otras reservas.

(**) El efecto por fusión de M\$19.506.605 se origina en la fusión por absorción de las sociedades filiales (Antigua Saesa y Antigua Frontel). Producto de lo anterior y de acuerdo a normas tributarias vigentes, se originaron beneficios tributarios que implicaron mayores activos por impuestos diferidos de M\$19.749.955, la diferencia por M\$243.350, corresponde al ajuste de participación de la Sociedad en Saesa y Frontel producto del canje de acciones, como consecuencia de la fusión materializada el 31 de mayo de 2011.

El detalle al 31 de diciembre de 2021 de otras reservas, es el siguiente:

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	11.717.258	14.359.153	-	-	-	26.076.411
Reserva de coberturas negocios conjuntos, neta de impuestos	259	-	-	-	-	259
Reserva de coberturas de flujo de efectivo, neta de impuestos	107.741	-	18.340	-	-	126.081
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos, neta de impuestos diferidos	(3.260.642)	-	-	2.937.679	-	(322.963)
Otras reservas varias	10.221.235	-	-	-	11.872.159	22.093.394
Efecto fusión STS y Sagesa (proforma)	9.870	-	-	-	-	9.870
Efecto fusión filiales al 31/05/2011 (*)	19.506.605	-	-	-	-	19.506.605
Totales	38.302.326	14.359.153	18.340	2.937.679	11.872.159	67.489.657

22.1.4 Diferencias de conversión

El detalle de las sociedades filiales y de las sociedades relacionadas que presentan reservas por diferencias de conversión netas de impuestos al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Reservas de diferencias de cambio en conversiones		31/12/2022	31/12/2021
		M\$	M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	3.680.025	3.961.254
Sagesa Generación S.A.	SAGESA	5.127.857	10.659.899
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	STC	3.115.485	2.733.511
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	STN	4.929.716	5.490.604
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	SATT	3.182.857	3.545.417
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	CABO LEONES	525.715	527.182
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	(1.180.864)	(962.361)
Tolchén Transmisión SpA	TOLCHÉN	196.781	120.905
Total Reservas de diferencias de cambio en conversiones		19.577.572	26.076.411

La reserva de conversión proviene de las diferencias de cambio que se originan en la conversión de las filiales que tienen moneda funcional dólar estadounidense.

22.1.5 Ganancias Acumuladas

Los saldos de Ganancias Acumuladas al 31 de diciembre de 2022, es el siguiente:

Movimientos Ganancias (pérdidas) acumuladas	Utilidad líquida distributable acumulada	Ajustes de primera adopción no realizados	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2022	142.652.252	373.036	143.025.288
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	1.988.959	-	1.988.959
Reverso provisión dividendo año anterior	17.942.811	-	17.942.811
Pago dividendo año anterior	(50.837.964)	-	(50.837.964)
Provisión dividendo mínimo del año	(596.688)	-	(596.688)
Total movimientos	(31.502.882)	-	(31.502.882)
Saldo final al 31/12/2022	111.149.370	373.036	111.522.406

La utilidad distributable del año 2022, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2022, esto es M\$ 1.988.959.

Los saldos de Ganancias Acumuladas al 31 de diciembre de 2021, es el siguiente:

Movimientos Ganancias (pérdidas) acumuladas	Utilidad líquida distributable acumulada	Ajustes de primera adopción no realizados	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2021	100.785.693	373.036	101.158.729
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	59.809.370	-	59.809.370
Reverso provisión dividendo año anterior	42.541.797	-	42.541.797
Pago dividendo año anterior	(42.541.797)	-	(42.541.797)
Provisión dividendo mínimo del año	(17.942.811)	-	(17.942.811)
Total movimientos	41.866.559	-	41.866.559
Saldo final al 31/12/2021	142.652.252	373.036	143.025.288

La utilidad distribuible del año 2021, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2021, esto es M\$ 59.809.370.

22.2. Gestión de capital

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

22.3. Restricciones a la disposición de fondos

En virtud de los contratos de emisión de bonos que posee la Sociedad, el envío de flujo a sus accionistas está condicionado, al cumplimiento de las restricciones financieras mencionadas en la Nota 33 junto a que en una cuenta de reserva especial se tengan los flujos necesarios para el pago de sus obligaciones financieras por los próximos 12 meses. En virtud de lo anterior, la Administración tiene como objetivo realizar las operaciones de pago a sus accionistas en los períodos que hagan más eficiente el uso de los recursos de modo de disminuir los costos financieros asociados.

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 la cuenta de reserva especial no tiene saldo.

22.4. Patrimonio de participaciones no controladoras

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de no controladores en el patrimonio al 31 de diciembre de 2022 y 2021 y los efectos en ganancia de los no controladores al 31 de diciembre de 2022 y 2021, son los siguientes:

RUT	Razón social	Nombre abreviado	% Participación		Patrimonio filiales		Participaciones no controladoras	
			31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	6,762675%	6,762675%	86.181.359	90.845.329	5.828.164	6.143.573
77.708.654-5	Sagesa Generación S.A.	SAGESA	0,001334%	0,001334%	42.940.920	41.782.901	573	557
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	0,083632%	0,083632%	266.076.951	285.347.134	222.525	238.641
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	0,626256%	0,626256%	165.187.036	158.387.204	1.034.494	991.909
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	0,030642%	0,064503%	355.552.302	359.633.034	108.948	231.974
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	0,141435%	0,141435%	253.001.895	256.664.587	357.834	363.014
Totales							7.552.538	7.969.668

RUT	Razón social	Nombre abreviado	% Participación		Resultado filiales		Participaciones no controladoras	
			01/01/2022 31/12/2022	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2022 31/12/2022	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2022 31/12/2022	01/01/2021 31/12/2021
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	6,762675%	6,762675%	(4.057.284)	2.916.360	(274.381)	197.223
77.708.654-5	Sagesa Generación S.A.	SAGESA	0,001334%	0,001334%	6.631.896	713.624	88	10
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	0,083632%	0,083632%	(5.670.457)	19.192.830	(4.742)	16.051
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	0,626256%	0,626256%	13.500.830	12.669.021	84.549	79.340
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	0,030642%	0,064503%	35.510.392	5.827.855	10.880	3.759
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	0,141435%	0,141435%	20.790.149	17.911.726	29.405	25.333
Totales							(154.201)	321.716

23. Ingresos

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2022 31/12/2022	01/01/2021 31/12/2021
	M\$	M\$
Venta de Energía	692.727.526	581.147.130
Distribución	488.928.128	428.599.456
Residencial	248.684.226	208.635.004
Comercial	117.856.052	106.897.333
Industrial	39.547.567	37.797.323
Otros (*)	82.840.283	75.269.796
Transmisión	98.640.594	79.407.273
Generación y Comercialización	105.158.804	73.140.401
Otros ingresos	13.416.248	8.653.841
Apoyos	657.688	484.881
Arriendo medidores	1.031.784	900.585
Cargo por pago fuera de plazo	10.069.119	5.797.620
Otros	1.657.657	1.470.755
Total Ingresos de actividades ordinarias	706.143.774	589.800.971

(*) El detalle de los Otros Ingresos de distribución, es el siguiente:

Otros Ingresos de actividades ordinarias de Distribución	01/01/2022 31/12/2022	01/01/2021 31/12/2021
	M\$	M\$
Agrícola	22.431.335	22.039.353
Transporte	11.107	175.086
Municipal	24.388.038	19.995.469
Alumbrado público	17.630.427	17.125.988
Otros	18.379.376	15.933.900
Total Otros Ingresos de actividades ordinarias de Distribución	82.840.283	75.269.796

Otros ingresos

Otros ingresos	01/01/2022 31/12/2022	01/01/2021 31/12/2021
	M\$	M\$
Construcción de obras y trabajos a terceros	24.915.956	26.002.405
Venta de materiales, equipos y servicios	37.054.520	29.216.363
Arrendamientos	2.482.456	2.805.645
Intereses créditos y préstamos	504.876	376.548
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	5.830.493	17.245.230
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	1.116.516	1.200.154
Otros ingresos	4.878.015	3.482.695
Total Otros ingresos	76.782.832	80.329.040

A continuación, se presenta la clasificación de ingresos ordinarios y otros ingresos al 31 de diciembre de 2022 y 2021, según la clasificación establecida por NIIF 15:

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2022 31/12/2022	01/01/2021 31/12/2021
	M\$	M\$
Reconocimientos de ingresos a lo largo del tiempo		
Venta de energía distribución	488.928.128	428.599.456
Transmisión	98.640.594	79.407.273
Generación y comercialización	105.158.804	73.140.401
Otros ingresos	13.416.248	8.653.841
Total Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo	706.143.774	589.800.971
Total Ingresos de actividades ordinarias	706.143.774	589.800.971
Otros ingresos	01/01/2022 31/12/2022	01/01/2021 31/12/2021
	M\$	M\$
Reconocimientos de ingresos a lo largo del tiempo		
Construcción de obras y trabajos a terceros	24.915.956	26.002.405
Intereses créditos y préstamos	504.876	376.548
Arrendamientos	2.482.456	2.805.645
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	1.116.516	1.200.154
Otros Ingresos	4.878.015	3.482.695
Total Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo	33.897.819	33.867.447
Reconocimientos de ingresos en un punto del tiempo		
Venta de materiales y equipos	37.054.520	29.216.363
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	5.830.493	17.245.230
Total Ingresos reconocidos en un punto del tiempo	42.885.013	46.461.593
Total Otros ingresos	76.782.832	80.329.040

24. Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	01/01/2022 31/12/2022	01/01/2021 31/12/2021
	M\$	M\$
Compras de energías y peajes	367.811.129	309.032.571
Combustibles para generación, materiales y servicios consumidos	68.932.749	56.953.002
Total Materias primas y consumibles utilizados	436.743.878	365.985.573

25. Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	01/01/2022 31/12/2022	01/01/2021 31/12/2021
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	62.886.467	55.611.586
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	7.784.160	6.351.382
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	5.539.205	3.642.035
Activación costo de personal	(6.650.334)	(8.393.497)
Total Gastos por beneficios a los empleados	69.559.498	57.211.506

26. Gasto por Depreciación y Amortización

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Gasto por depreciación y amortización	01/01/2022 31/12/2022	01/01/2021 31/12/2021
	M\$	M\$
Depreciaciones de Propiedades, Planta y Equipo	44.729.519	38.428.971
Amortizaciones de Intangibles	3.363.526	2.040.962
Amortizaciones de Activos por derecho de uso	1.011.402	811.659
Total Gasto por depreciación y amortización	49.104.447	41.281.592

27. (Pérdida) Ganancia por deterioro

El detalle de los rubros referidos a deterioros al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Ganancia (pérdida) por deterioro	01/01/2022 31/12/2022	01/01/2021 31/12/2021
	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	(4.306.944)	(10.760.616)
Total Ganancia (pérdida) por deterioro	4.306.944	10.760.616

28. Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Otros gastos, por naturaleza	01/01/2022 31/12/2022	01/01/2021 31/12/2021
	M\$	M\$
Operación y mantención sistema eléctrico	36.995.383	27.740.380
Sistema generación	5.851.434	4.973.527
Mantención medidores, ciclo comercial	16.372.178	14.182.915
Operación vehículos, viajes y viáticos	4.703.366	3.293.888
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	387.408	679.979
Provisiones y castigos	404.439	362.703
Gastos de administración y otros servicios prestados	23.325.928	19.424.344
Egresos por construcción de obras a terceros	16.390.851	17.478.517
Otros gastos por naturaleza	4.539.392	3.576.546
Total Otros gastos, por naturaleza	108.970.379	91.712.799

29. Resultados Financieros

El detalle de los ingresos y costos financieros al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Resultado financiero	01/01/2022 31/12/2022	01/01/2021 31/12/2021
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	6.108.165	137.953
Ingresos financieros	6.108.165	137.953
Gastos por préstamos bancarios	(1.425.341)	(2.013.801)
Gastos por bonos	(36.605.253)	(21.310.779)
Otros gastos financieros	(12.207.527)	(4.570.004)
Activación gastos financieros	5.656.526	5.290.732
Costos financieros	(44.581.595)	(22.603.852)
Resultados por unidades de reajuste	(89.980.359)	(41.617.910)
Positivas	71.442.234	42.474.528
Negativas	(69.752.243)	(6.604.543)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	1.689.991	35.869.985
Total Resultado financiero	(126.763.798)	(28.213.824)

30. Otras ganancias (pérdidas)

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	01/01/2022 31/12/2022	01/01/2021 31/12/2021
	M\$	M\$
Ingresos por enajenación de Activo Fijo (*)	21.219.603	4.887.412
Egresos por enajenación de Activo Fijo (*)	(18.668.391)	(1.409.840)
Otros ingresos/egresos	(151.921)	(13.387)
Total Otras ganancias (pérdidas)	2.399.291	3.464.185

(*) Incluye ingresos y costos de la filial Sagesa S.A., por la venta de centrales a las sociedades distribuidoras.

31. Segmentos de Negocio

De acuerdo con la definición entregada en NIIF 8 que establece las normas a informar respecto a los segmentos operativos y revelaciones relacionadas con productos y servicios, se reconoce como "Segmentos de Operación" todas aquellas actividades que desarrolla el negocio de las cuales puede obtener ingresos e incurrir en gastos asociados de las actividades ordinarias, cuyos resultados son revisados en forma regular por la Administración para la toma de decisiones de operación y sobre los cuales se dispone de información financiera suficiente y diferenciada para gestionar y evaluar el rendimiento del negocio.

Asimismo, el Grupo reconoce, gestiona y evalúa el rendimiento de sus operaciones por los siguientes segmentos de negocio:

- Generación
- Transmisión
- Distribución
- Comercialización
- Otros

Los indicadores utilizados por la Administración para la medición de desempeño y asignación de recursos a cada segmento están relacionados directamente con el margen de cada actividad y su EBITDA.

Descripción tipos de productos y servicios que proporcionan los ingresos ordinarios de cada segmento a informar:

- **Segmento Generación:** El Grupo participa en la actividad de generación de electricidad en Chile a través de su filial Edelayesen y en los Sistemas de Hornopirén y Cochamó cuya operación y explotación está en manos de la filial SAGESA. Por lo tanto, en este segmento están involucrados todos los resultados provenientes de actividades relacionadas con los sistemas de generación eléctrica a través de la participación en Mercados de Grandes Clientes, Mercados Mayoristas y -Empresas Distribuidoras. (Ver nota 3.1)
- **Segmento Transmisión:** En este segmento están involucrados los sistemas de transmisión o de transporte de electricidad" que comprenden 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. (Ver nota 3.2)
- **Segmento Distribución:** 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. En este segmento, estarán involucrados los resultados obtenidos de: Ventas a Clientes Regulados, Ventas a Clientes Libres o cobro de peaje y Otros Servicios Asociados a la Distribución (Ver nota 3.3)

- **Segmento Comercialización:** Corresponde a todos los ingresos generados a través de su filial SGA que incluyen aquellos contratos que la sociedad mantiene con clientes por compra y venta de energía. 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 presentación de los Estados Financieros y son reconocidos a lo largo del tiempo.
- **Segmento de Otros:** Corresponde a todos aquellos ingresos y gastos asociados a la comercialización y/o venta de productos y servicios que no se encuentran contenidos en los segmentos Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización antes descritos; y que en su defecto no forman parte del giro principal de las compañías y de los cuales se cuenta con información financiera diferenciada.

Información general sobre resultados, activos, pasivos y patrimonio

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Distribución		Transmisión		Generación		Comercialización		Otros		Consolidado	
	01/01/2022	01/01/2021	01/01/2022	01/01/2021	01/01/2022	01/01/2021	01/01/2022	01/01/2021	01/01/2022	01/01/2021	01/01/2022	01/01/2021
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)												
Ingresos de actividades ordinarias	478.775.975	424.833.415	97.843.156	78.687.069	51.504.839	34.768.306	78.001.815	51.511.977	17.989	204	706.143.774	589.800.971
Otros ingresos	40.085.264	50.389.949	17.518.478	9.011.252	1.287.437	1.696.408	569.799	55.079	17.321.854	19.176.352	76.782.832	80.329.040
Materias primas y consumibles utilizados	(311.873.048)	(282.691.370)	(782.361)	(625.268)	(41.876.263)	(21.183.809)	(76.532.852)	(49.484.521)	(5.679.354)	(12.000.605)	(436.743.878)	(365.985.573)
Gastos por beneficios a los empleados	(48.294.504)	(44.874.841)	(16.077.330)	(9.778.818)	(840.970)	(992.653)	(339.576)	(119.616)	(4.007.118)	(1.445.578)	(69.559.498)	(57.211.506)
Gasto por depreciación y amortización	(29.647.056)	(26.888.838)	(16.732.791)	(12.050.804)	(2.691.423)	(2.341.950)	-	-	(33.177)	-	(49.104.447)	(41.281.592)
Otros gastos, por naturaleza	(78.171.853)	(70.580.322)	(19.804.474)	(17.356.712)	(7.401.309)	(6.268.505)	(408.006)	(279.324)	(3.184.737)	2.772.064	(108.970.379)	(91.712.799)
Otras ganancias (pérdidas)	213.283	3.429.376	136.642	18.780	2.049.366	16.029	-	-	-	-	2.399.291	3.464.185
Ingresos financieros	1.403.432	108.032	2.009.426	10.522	51.474	1.658	1.640.421	10.872	1.003.412	6.869	6.108.165	137.953
Costos financieros	(24.209.887)	(7.678.075)	(17.103.734)	(6.926.493)	(1.274.687)	(1.370.397)	(1.658)	(19.247)	(1.991.629)	(6.609.640)	(44.581.595)	(22.603.852)
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	(3.439.819)	(9.698.655)	(33.257)	16.295	(1.470)	9.811	(17.566)	(119.224)	(814.832)	(968.843)	(4.306.944)	(10.760.616)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	(1.478.116)	2.358.249	(1.945.794)	(2.311.571)	(484.089)	(1.999.869)	145.085	(1.211.525)	5.452.905	39.034.701	1.689.991	35.869.985
Resultados por unidades de reajuste	(26.727.626)	(12.530.800)	(14.890.134)	(6.895.880)	1.951.830	866.003	122.885	27.016	(50.437.314)	(23.084.249)	(89.980.359)	(41.617.910)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(3.363.955)	26.176.120	30.137.827	31.798.372	2.274.735	3.201.032	3.180.347	371.487	(42.352.001)	16.881.275	(10.123.047)	78.428.286
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	9.114.369	(6.317.376)	(1.377.983)	(7.368.457)	603.904	646.788	(775.091)	(235.466)	4.392.606	(5.022.689)	11.957.805	(18.297.200)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	5.750.414	19.858.744	28.759.844	24.429.915	2.878.639	3.847.820	2.405.256	136.021	(37.959.395)	11.858.586	1.834.758	60.131.086
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	5.750.414	19.858.744	28.759.844	24.429.915	2.878.639	3.847.820	2.405.256	136.021	(37.959.395)	11.858.586	1.834.758	60.131.086
Ganancia (pérdida), atribuible a												
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	5.750.414	19.858.744	28.759.844	24.429.915	2.878.639	3.847.820	2.405.256	136.021	(37.959.395)	11.858.586	1.718.803	60.009.995
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	115.955	121.091
Ganancia (pérdida)	5.750.414	19.858.744	28.759.844	24.429.915	2.878.639	3.847.820	2.405.256	136.021	(37.959.395)	11.858.586	1.834.758	60.131.086

Estado de Situación Financiera	Distribución		Transmisión		Generación		Comercialización		Otros		Consolidado	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS												
Activos corrientes	327.015.688	243.740.859	65.055.062	35.775.961	14.651.418	9.913.622	39.407.288	17.564.613	27.621.731	21.177.727	473.751.187	328.172.782
Activos no corrientes	885.988.887	799.876.821	851.185.549	792.112.623	113.036.443	142.383.044	619.804	4.782.224	9.218.712	(10.908.315)	1.860.049.395	1.728.246.397
TOTAL ACTIVOS	1.213.004.575	1.043.617.680	916.240.611	827.888.584	127.687.861	152.296.666	40.027.092	22.346.837	36.840.443	10.269.412	2.333.800.582	2.056.419.179
PASIVOS												
Pasivos corrientes	245.304.180	233.195.502	59.055.810	37.312.577	5.825.711	6.872.722	31.634.446	15.902.330	5.542.106	167.789.471	347.362.253	461.072.602
Pasivos no corrientes	590.305.391	419.404.596	551.613.317	478.372.850	24.692.610	59.475.215	727.594	166.846	253.569.974	33.535.702	1.420.908.886	990.955.209
TOTAL PASIVOS	835.609.571	652.600.098	610.669.127	515.685.427	30.518.321	66.347.937	32.362.040	16.069.176	259.112.080	201.325.173	1.768.271.139	1.452.027.811
PATRIMONIO												
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	202.424.601	236.788.666	311.578.227	312.286.096	36.309.025	41.069.277	7.665.052	6.277.661	-	-	557.976.905	596.421.700
Participaciones no controladoras	5.848.771	6.162.929	625.155	630.685	-	-	-	-	1.078.612	1.176.054	7.552.538	7.969.668
PATRIMONIO TOTAL	208.273.372	242.951.595	312.203.382	312.916.781	36.309.025	41.069.277	7.665.052	6.277.661	1.078.612	1.176.054	565.529.443	604.391.368
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	1.043.882.943	895.551.693	922.872.509	828.602.208	66.827.346	107.417.214	40.027.092	22.346.837	260.190.692	202.501.227	2.333.800.582	2.056.419.179

32. Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales incurridos al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/12/2022	31/12/2021
		M\$	M\$
Asesorías medioambientales	Costo	11.593	27.567
Evaluación plan de manejo	Inversión	76.651	37.616
Gestión de residuos	Costo	282.836	115.302
Otros gastos medioambientales	Costo	3.073	786
Proyectos de inversión	Inversión	590.470	911.923
Reforestaciones	Inversión	214.343	84.948
Totales		1.178.966	1.178.142

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

33. Garantías Comprometidas con Terceros, Otros Activos Financieros no Corrientes

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

Las garantías entregadas al 31 de diciembre de 2022, son las siguientes:

Relación	Activos comprometidos			2023	2024	2025	2026
	Tipo de garantía	Moneda	Total				
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	CLP	59.806.921	37.650.563	13.706.785	8.449.573	-
Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	6.932.399	3.965.128	1.811.852	561.798	593.621
Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	22.704.111	18.451.926	1.621.268	2.630.917	-
Totales			89.443.431	60.067.617	17.139.905	11.642.288	593.621

34. Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad y sus filiales han recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar, principalmente, el cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, por un total de M\$32.347.301 (M\$25.292.616 en 2021).

35. 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 y sus filiales deben informar trimestralmente el cumplimiento de estas obligaciones. Al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad está en cumplimiento con todos los indicadores financieros exigidos en dichos contratos.

A continuación, se describen las principales restricciones a que se ha obligado la Sociedad con motivo de la emisión de Bonos o la contratación de créditos:

Bono Serie E

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/EBITDA no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Derivados de cobertura de Activos Financieros que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2022 este indicador es de 6,13.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 31 de diciembre de 2022 este indicador es de 3,70.

- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad y sus filiales disminuya de 1.400 GWh por año. Entre los 12 meses móviles anteriores de enero 2022 - diciembre 2022 la Sociedad distribuyó 4.289 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad distribuyó 3.986 GWh por los anteriores 12 meses móviles (enero 2021 - diciembre 2021). Adicionalmente, en 2022 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie H

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta sobre EBITDA Ajustado Consolidado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros del Emisor.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja,

el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a noventa días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura” que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros del Emisor. Para efectos de esta cláusula y la número Cuatro siguiente se entenderá como “EBITDA Ajustado Consolidado” la suma de los últimos doce meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior multiplicado por la suma de uno más el cincuenta por ciento de la Inflación Acumulada. Al 31 de diciembre de 2022 este indicador es de 6,13.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA Ajustado Consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros del Emisor.

Para los efectos de la presente cláusula se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos doce meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos doce meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros del Emisor todo lo anterior multiplicado por la suma de uno más el cincuenta por ciento de la Inflación Acumulada. Al 31 de diciembre de 2022 este indicador es de 3,70.

Al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie J

Consta del Contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y Banco Chile como representante de los tenedores de bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don Roberto Cifuentes Allier con fecha 10 de septiembre de 2018, Repertorio N.º 8.808-2018, Escritura Pública Complementaria con fecha 7 de junio de 2019 y Modificación de Escritura Pública de fecha 18 de junio de 2019, Repertorio N.º 6.269-2019, ambas en el misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie J fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 945.

Con fecha 11 de julio de 2019, la Sociedad colocó los bonos Serie J, gran parte de los fondos se utilizaron para prepagar deuda de largo plazo que mantenía la Sociedad (Bonos Serie D); la colocación fue por un monto total de UF 5.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta sobre EBITDA Ajustado Consolidado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros del Emisor.

Para los efectos de la presente cláusula, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a noventa días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura” que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros. Para efectos de este número y el número Tres siguiente se entenderá como “EBITDA Ajustado Consolidado” la suma de los últimos doce meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior multiplicado por la suma de uno más el cincuenta por ciento de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado

por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. El cálculo, partidas, valores y límites serán claramente revelados en las Notas a los Estados Financieros. Al 31 de diciembre de 2022 este indicador es de 6,13.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA Ajustado Consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros del Emisor.

Para los efectos de la presente cláusula se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos doce meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos doce meses de la partida Ingresos Financieros. El cálculo, partidas, valores y límites serán claramente revelados en las Notas a los Estados Financieros. Al 31 de diciembre de 2022 este indicador es de 3,95.

Al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

Durante junio 2021, la Sociedad en conjunto con sus filiales, 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 IEDS:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2022 este indicador es de 6,13.
- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2022 este indicador es de 3,95.
- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad y sus filiales disminuya de 1.400 GWh por año. Entre los 12 meses móviles anteriores de enero 2022 – diciembre 2022 la Sociedad distribuyó 4.289 GWh GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad distribuyó 3.986 GWh por los anteriores 12 meses móviles (enero 2021 – diciembre 2021). Adicionalmente, en 2022 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

Filial Saesa

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.

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 J

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA no superior a 3,50, el que se medirá sobre los Estados Financieros del Emisor.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración

superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Instrumentos Derivados incluidos en la partida Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros del Emisor, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros del Emisor. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2022 este indicador es de 2,69.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros del Emisor.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros del Emisor, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 31 de diciembre de 2022 este indicador es de 2,59.

Al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie L

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Instrumentos Derivados incluidos en la partida Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros del Emisor. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al

Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2022 este indicador es de 2,69.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 31 de diciembre de 2022 este indicador es de 2,59.

Al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie O

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes, menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; y como “EBITDA ajustado consolidado” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2022 este indicador es de 2,69.

- 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 2022 este indicador es de 2,59.

Al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

Durante junio 2021, la Sociedad y sus filiales 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 Saesa.

- 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 2022 este indicador es de 2,69.
- 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 1.000 GWh por año. Entre los 12 meses móviles de enero 2022 – diciembre 2022, la Sociedad junto a sus filiales, distribuyó 3.086 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad distribuyó 2.861 GWh por los anteriores 12 meses móviles (enero 2021 – diciembre 2021). Adicionalmente, en 2022 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

Filial Frontel

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 G

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes, menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; y como “EBITDA ajustado consolidado” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2022 este indicador es de 1,88.

- 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 2022 este indicador es de 4,91.

Al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

Durante junio 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 2022 este indicador es de 1,88.
- 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 2022 – diciembre 2022, la Sociedad distribuyó 1.203 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad distribuyó 1.125 GWh por los anteriores 12 meses móviles (enero 2021 - diciembre 2021). Adicionalmente, en 2022 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

Filial STS

- a) Colocación de Bonos y covenants

A continuación, se describen las principales restricciones a que se ha obligado la Sociedad con motivo de la emisión de Bonos o la contratación de créditos:

Bono Serie A

Consta del Contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Sistema de Transmisión del Sur S.A. y Banco de Chile, como representante de los tenedores de bonos, que consta de escritura pública de fecha 10 de septiembre de 2018, otorgada en Notaría Cifuentes de don Roberto Antonio Cifuentes Allel. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie A fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 923 con fecha 12 de diciembre de 2018.

Con fecha 10 de enero de 2019, la Sociedad colocó los bonos Serie A, por un monto total de UF 4.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los activos de cobertura que corresponden a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros no Corrientes que se encuentran en las notas de los Estados Financieros; y como “EBITDA ajustado consolidado” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2022 este indicador es de 2,02.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como "Gastos Financieros Netos" la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2022 este indicador es de 6,99.
- Venta de activos esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad instalada de transmisión conjunta del Emisor y sus Filiales sea inferior a 1.100 MVA. Al 31 de diciembre de 2022, la capacidad instalada de transmisión fue de 2.715 MVA, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

Durante junio 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 STS:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2022 este indicador es de 2,02.
- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2022 este indicador es de 6,99.
- Venta de activos esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad instalada de transmisión conjunta del Emisor y sus Filiales sea inferior a 1.100 MVA. Al 31 de diciembre de 2022, la capacidad instalada de transmisión fue de 2.715 MVA, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

Filial STA

Con fecha 21 de enero de 2022, la filial STA emitió bonos en mercados internacionales en moneda USD bajo el formato 144A /REG-S por un monto total de USD 390.000.000 con tipo de amortización bullet y plazo a 10 años. Dicha colocación fue bajo formato corporativo sin garantías ni covenants de ninguna naturaleza (unsecured notes).

STA en la actualidad, junto a empresas relacionadas del Grupo, cuenta con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.000.000, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta junio del año 2024, con spread máximos acordados.

36. Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

La información financiera resumida de filiales que compone el Grupo al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es la siguiente:

RUT	Razón Social	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2022						
					Activos corrientes	Activos no corrientes	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Ingresos ordinarios	Ganancia (pérdida) neta	Resultado integral
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Filial	CLP	41.303.918	515.443.091	44.544.331	259.200.783	66.482.905	20.790.149	20.568.163
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	Filial	CLP	35.240.592	105.823.880	19.744.888	35.138.225	42.806.709	(4.057.284)	(4.080.698)
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Filial	CLP	11.363.986	35.265.640	11.413.313	15.517.740	26.614.660	4.039.359	4.031.699
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Filial	USD	39.407.288	619.804	31.634.446	727.594	78.001.815	2.405.257	2.123.941
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	Filial	USD	13.135.123	57.471.059	6.341.533	32.289.956	9.157.649	4.519.595	4.075.230
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Chile	Filial	USD	407.911	72.846.299	1.025.682	41.322.136	4.330.457	896.447	1.288.078
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Filial	USD	14.486.043	131.357.123	16.243.396	100.619.487	9.681.017	7.156.818	6.794.146
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Filial	CLP	13.737.829	54.656.240	3.339.116	50.945.434	31.087.487	6.632.119	1.219.292
77.708.654-5	Sagesa Generación S.A.	Chile	Filial	USD	1.308.370	43.005.935	2.182.940	13.299.393	-	-	5.739.745
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Filial	CLP	251.848.824	605.360.102	167.152.357	418.130.847	353.125.197	(5.940.613)	(6.106.949)
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Filial	CLP	92.134.424	336.216.901	90.989.744	172.174.545	193.404.278	13.500.830	13.383.886
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	Filial	USD	171.321.031	857.320.474	101.705.137	570.758.911	97.843.156	28.759.843	22.234.885
77.227.557-9	Saesa Gestión y Logística SpA	Chile	Filial	CLP	655.603	9.248	134.281	498.999	-	48.896	48.896
77.227.565-K	Saesa Innova Soluciones SpA	Chile	Filial	CLP	17.159.011	10.708.060	10.100.048	17.827.493	-	(152.518)	(152.518)
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	Filial	USD	1.683.606	45.010.176	1.433.997	39.552.217	5.319.965	2.230.360	2.228.893
76.389.448-7	Tolchén Transmisión SpA	Chile	Filial	USD	689.488	29.687.127	330.449	27.561.626	2.871.163	734.798	810.697

RUT	Razón Social	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2021						
					Activos corrientes	Activos no corrientes	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Ingresos ordinarios	Ganancia (pérdida) neta	Resultado integral
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Filial	CLP	24.341.811	492.933.204	34.641.981	225.968.447	56.830.434	17.911.726	18.170.133
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	Filial	CLP	24.953.096	95.223.866	17.357.968	11.973.665	27.749.965	2.916.360	2.864.807
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Filial	CLP	8.626.818	29.320.139	12.415.392	7.027.190	23.093.907	3.251.387	3.326.370
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Filial	USD	17.564.612	4.782.223	15.902.327	166.846	51.511.977	136.022	1.529.459
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	Filial	USD	8.041.240	58.405.974	3.021.018	34.147.750	7.473.688	1.892.316	6.062.085
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Chile	Filial	USD	310.869	71.893.888	802.155	41.765.670	3.568.060	(30.653)	4.700.562
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Filial	USD	9.397.381	111.870.610	8.206.610	88.461.809	5.357.968	2.471.609	5.853.742
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Filial	USD	9.378.835	120.336.777	6.381.772	81.550.581	21.664.210	713.777	6.943.364
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Filial	CLP	173.533.990	542.515.451	148.012.027	276.527.351	309.391.521	19.393.455	20.980.909
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Filial	CLP	95.222.361	303.172.660	97.130.575	142.877.242	167.211.362	12.669.021	13.443.106
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	Filial	USD	62.298.429	895.048.143	59.067.939	538.014.914	137.355.163	23.740.592	45.311.799
77.227.557-9	Saesa Gestión y Logística SpA	Chile	Filial	CLP	468.648	12.598	95.470	390.000	-	(5.224)	(5.224)
77.227.565-K	Saesa Innova Soluciones SpA	Chile	Filial	CLP	11.118.433	99.650	7.448.349	3.705.000	-	91.048	91.048
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	Filial	USD	1.040.447	45.004.789	1.148.205	41.294.807	4.241.672	1.539.120	2.137.441
76.389.448-7	Tolchén Transmisión SpA	Chile	Filial	USD	622.764	29.213.909	465.310	27.794.512	1.215.247	1.091.864	(1.168.081)

37. Información Adicional sobre Deuda Financiera

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

a) Préstamos Bancarios

Resumen de Préstamos por moneda y vencimientos:

Entidad deudora			Entidad acreedora		Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	31/12/2022								
RUT	Razon social	Pais de origen	Acreedor	Pais 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\$
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco ITAU	Chile	CLP	0,13%	0,13%	-	152.083	152.083	10.075.833	-	-	-	-	10.075.833
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Chile	Chile	CLP	0,13%	0,13%	151.667	151.667	303.333	20.304.167	-	-	-	-	20.304.167
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Chile	Chile	CLP	0,13%	0,13%	75.833	75.833	151.667	10.152.083	-	-	-	-	10.152.083
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	0,13%	0,13%	-	256.425	256.425	256.425	22.128.564	-	-	-	22.384.989
Totales								227.500	636.008	863.508	40.788.508	22.128.564	-	-	-	62.917.072

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\$	Total Corrientes	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	-	-	-	10.227.916
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Chile	Chile	CLP	0,13%	0,13%	154.167	151.667	305.834	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	152.916	151.667	10.152.083	-	-	-	10.303.750
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Estado	Chile	CLP	0,39%	0,39%	20.077.000	-	20.077.000	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Chile	Chile	CLP	0,42%	0,42%	10.055.333	-	10.055.333	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco ITAU	Chile	CLP	0,42%	0,42%	15.079.040	-	15.079.040	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	BCI	Chile	CLP	0,40%	0,40%	5.025.587	-	5.025.587	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	BCI	Chile	CLP	0,10%	0,10%	-	256.425	256.425	256.425	22.128.564	-	-	-	22.384.989
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	BCI	Chile	CLP	0,40%	0,40%	10.049.827	-	10.049.827	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Scotiabank	Chile	CLP	0,36%	0,36%	30.142.000	-	30.142.000	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Scotiabank	Chile	CLP	0,36%	0,36%	15.069.225	-	15.069.225	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Scotiabank	Chile	CLP	0,36%	0,36%	10.046.150	-	10.046.150	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Scotiabank	Chile	CLP	0,36%	0,36%	20.106.500	-	20.106.500	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Scotiabank	Chile	CLP	0,38%	0,38%	10.050.000	-	10.050.000	-	-	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Scotiabank	Chile	CLP	0,36%	0,36%	10.044.967	-	10.044.967	-	-	-	-	-	-
Totales								155.976.879	636.008	156.612.887	863.508	62.660.647	-	-	-	63.524.155

b) Bonos

Resumen de Bonos por moneda y vencimientos:

Entidad deudora			Entidad acreedora		Contrato de Bonos / N° de Registro	Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	31/12/2022								
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\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie J / N° 665	UF	3,87%	3,60%	2.165.419	2.136.946	4.302.365	4.188.472	4.074.579	3.960.686	3.846.793	17.525.574	33.596.104
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie L / N° 397	UF	3,94%	3,75%	-	11.166.957	11.166.957	10.870.475	10.573.993	10.277.511	9.981.029	53.660.046	95.363.054
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie O / N° 742	UF	3,26%	3,20%	1.114.704	11.166.957	12.281.661	2.229.408	2.229.408	2.229.408	2.229.408	86.385.167	95.302.799
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%	557.352	557.352	1.114.704	1.114.704	4.281.281	4.179.944	4.078.607	28.980.689	42.635.225
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Bice	Chile	Emisión de Línea Serie H / N° 762	UF	3,88%	3,90%	-	4.107.985	4.107.985	4.107.985	4.107.985	4.107.985	4.107.985	129.980.847	146.412.787
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie E / N° 646	UF	4,05%	4,00%	-	5.617.757	5.617.757	5.617.757	5.617.757	5.617.757	5.617.757	157.297.190	179.768.218
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie I / N° 945	UF	1,75%	1,90%	-	3.335.543	3.335.543	3.335.543	3.335.543	3.335.543	3.335.543	232.259.133	245.601.305
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie A / N° 923	UF	2,80%	2,80%	35.289.203	2.928.888	38.218.091	2.928.888	2.928.888	2.928.888	2.928.888	152.927.383	164.642.935
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	EEUU	UMB BANK, NATIONAL ASSOCIATION	EEUU	BONO STA	USD	4,26%	4,26%	6.675.708	6.675.708	13.351.416	13.351.416	13.351.416	13.351.416	13.351.416	393.866.772	447.272.436
Totales									45.802.386	47.694.093	93.496.479	47.744.648	50.500.850	49.989.138	49.477.426	1.252.892.801	1.450.594.863

Entidad deudora			Entidad acreedora		Contrato de Bonos / 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\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie J / N° 665	UF	3,87%	3,60%	1.961.636	1.936.503	3.898.139	3.797.609	3.697.078	3.596.547	3.496.016	18.864.949	33.452.199
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie L / N° 397	UF	3,94%	3,75%	-	2.878.683	2.878.683	9.856.844	9.595.145	9.333.446	9.071.747	56.174.668	94.031.850
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie O / N° 742	UF	3,26%	3,20%	983.926	983.926	1.967.852	2.951.779	1.967.853	1.967.853	2.951.779	76.250.411	86.089.675
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
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Bice	Chile	Emisión de Línea Serie H / N° 762	UF	3,88%	3,90%	-	3.626.034	3.626.034	3.626.034	7.252.067	3.626.034	3.626.034	114.731.421	132.861.590
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie E / N° 646	UF	4,05%	4,00%	-	4.958.678	4.958.678	4.958.678	9.917.357	4.958.678	4.958.678	138.842.995	163.636.386
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie I / N° 945	UF	1,75%	1,90%	-	2.944.215	2.944.215	2.944.215	5.888.431	2.944.215	2.944.215	205.010.360	219.731.436
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie A / N° 923	UF	2,80%	2,80%	-	3.447.025	3.447.025	3.447.025	3.447.025	3.447.025	3.447.025	183.428.208	197.216.308
Totales									3.437.525	21.267.027	24.704.552	33.058.073	44.157.599	33.608.073	35.928.191	818.883.670	965.636.609

38. Moneda Extranjera

ACTIVOS CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2022	31/12/2021
		M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	CLP	36.833.065	21.403.818
Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	57.478.141	1.457.810
Otros activos financieros corrientes	CLP	-	333.695
Otros activos financieros corrientes	UF	-	174.202
Otros activos no financieros corrientes	CLP	3.601.535	2.923.279
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	CLP	283.647.379	220.827.623
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	UF	714.126	942.340
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	CLP	2.414	2.263
Inventarios corrientes	CLP	59.933.851	51.639.619
Activos por impuestos corrientes, corriente	CLP	31.540.676	28.468.133
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		473.751.187	328.172.782
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	CLP	415.558.920	325.598.430
	USD	57.478.141	1.457.810
	UF	714.126	1.116.542
		473.751.187	328.172.782
ACTIVOS NO CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2022	31/12/2021
		M\$	M\$
Otros activos financieros no corrientes	CLP	4.493.660	5.609.183
Otros activos no financieros no corrientes	CLP	215.030	72.582
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	CLP	55.477.955	37.215.508
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	USD	-	4.606.685
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	UF	1.695.234	2.561.988
Activos intangibles distintos de la plusvalía	CLP	91.278.586	88.934.474
Plusvalía	CLP	231.445.466	231.445.466
Plusvalía	USD	1.151.070	1.136.047
Propiedades, planta y equipo	CLP	1.417.367.963	1.304.384.187
Activos por derecho de uso	CLP	3.092.116	2.990.878
Activos por impuestos diferidos	CLP	53.832.315	49.289.399
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		1.860.049.395	1.728.246.397
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	CLP	1.857.203.091	1.719.941.677
	USD	1.151.070	5.742.732
	UF	1.695.234	2.561.988
		1.860.049.395	1.728.246.397
TOTAL ACTIVOS	CLP	2.272.762.011	2.045.540.107
	USD	58.629.211	7.200.542
	UF	2.409.360	3.678.530
		2.333.800.582	2.056.419.179

PASIVOS CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2022	31/12/2021
		M\$	M\$
Otros pasivos financieros corrientes	CLP	211.250	155.367.709
Otros pasivos financieros corrientes	USD	5.647.411	40.847
Otros pasivos financieros corrientes	UF	11.880.096	10.671.095
Pasivos por arrendamientos corrientes	CLP	42.105	45.984
Pasivos por arrendamientos corrientes	USD	264.892	178.323
Pasivos por arrendamientos corrientes	UF	1.139.280	694.968
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	CLP	232.148.279	193.820.677
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	CLP	3.339.230	19.823.731
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	UF	6.004	5.702
Otras provisiones corrientes	CLP	6.854.492	8.434.860
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	CLP	18.110.825	14.025.749
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	CLP	15.012.998	10.333.913
Otros pasivos no financieros corrientes	CLP	52.705.391	47.629.044
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		347.362.253	461.072.602
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	CLP	328.424.570	449.481.667
	USD	5.912.303	219.170
	UF	13.025.380	11.371.765
		347.362.253	461.072.602

PASIVOS NO CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2022	31/12/2021
		M\$	M\$
Otros pasivos financieros no corrientes	CLP	487.582.141	62.000.000
Otros pasivos financieros no corrientes	USD	329.038.154	-
Otros pasivos financieros no corrientes	UF	327.169.456	697.303.419
Pasivos por arrendamientos no corrientes	CLP	14.376	25.261
Pasivos por arrendamientos no corrientes	USD	1.128.598	1.150.471
Pasivos por arrendamientos no corrientes	UF	1.307.058	1.512.577
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	CLP	20.634	330.482
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	CLP	157.297.736	103.106.329
Pasivo por impuestos diferidos	CLP	87.794.798	99.424.258
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	CLP	18.204.096	14.204.873
Otros pasivos no financieros no corrientes	CLP	11.351.839	11.897.539
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		1.420.908.886	990.955.209
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	CLP	762.265.620	290.988.742
	USD	330.166.752	1.150.471
	UF	328.476.514	698.815.996
		1.420.908.886	990.955.209

TOTAL PASIVOS	CLP	1.090.690.190	740.470.409
	USD	336.079.055	1.369.641
	UF	341.501.894	710.187.761
		1.768.271.139	1.452.027.811

39. Sanciones

Durante el año terminado al 31 de diciembre de 2022, no se han aplicado sanciones a la Sociedad y sus filiales, por parte de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF).

En relación con las sanciones aplicadas por otras autoridades a sus filiales, las sanciones relevantes se encuentran en la Nota 20.4 b) Multas.

40. Hechos Posteriores

En Junta Extraordinaria de Accionistas de la filial Sociedad de Transmisión Austral S.A. celebrada con fecha 3 de enero de 2023, se acordó la división de dicha sociedad en dos sociedades: (a) la continuadora, que mantuvo la razón social; y (b) una nueva sociedad denominada STA II S.A. a la que se le asignó la participación que Sociedad de Transmisión Austral S.A. mantenía en Sociedad Generadora Austral S.A. y en SAGESA Generación S.A. (sociedad constituida con fecha 30 de diciembre de 2022 producto de la división de SAGESA S.A.).

En el período comprendido entre el 1 de enero de 2023 y la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados, no han ocurrido otros hechos significativos que afecten a los mismos.

ANÁLISIS RAZONADO
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS – INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A.
AL 31 DE DICIEMBRE 2022.

I. Análisis del Estado de Situación Financiera

Estado de Situación Financiera	dic-22 MM\$	dic-21 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Activos corrientes	473.751	328.173	145.578	44,4%
Activos no corrientes	1.860.050	1.728.246	131.804	7,6%
Total activos	2.333.801	2.056.419	277.382	13,5%
Pasivos corrientes	347.362	461.073	(113.710)	(24,7%)
Pasivos no corrientes	1.420.909	990.955	429.954	43,4%
Patrimonio	565.530	604.391	(38.862)	(6,4%)
Total pasivos y patrimonio	2.333.801	2.056.419	277.382	13,5%

ACTIVOS

Este rubro presenta un aumento de un 13,5% (MM\$277.382) respecto de diciembre 2021, explicado por un aumento de los Activos corrientes de un 44,4% (MM\$145.578) y un aumento en los Activos no corrientes de un 7.6% (MM\$131.804).

Activos Corrientes

- Efectivo y Equivalentes al Efectivo

Un aumento de MM\$71.450 relacionado por un aumento de los flujos provenientes de la operación (MM\$28.396), mayores financiamientos (MM\$19.612). Adicionalmente en 2021 se produjo la adquisición de la sociedad Tolchén Transmisión (MM\$26.842).

- Deudores Comerciales y Otras Cuentas Por Cobrar Corrientes

Un incremento de MM\$62.592, principalmente por mayores ventas de energía e incrementos en los precios finales estimados de distribución regulada y clientes libres (MM\$22.546), mayores ingresos por peajes que aún deben ser reliquidados por el regulador (MM\$13.484), sumado a deudores por materiales y servicios (MM\$4.891) y aumentos de convenios de pagos y créditos por energía por MM\$ 21.380 según se explica en los siguientes párrafos.

Desde el comienzo de la Pandemia se produjo un aumento en la morosidad de los clientes debido a suspensión del corte de suministro de acuerdo con lo establecido en la Ley N°21.249 Servicios Básicos y sus dos prórrogas, la que establece de manera excepcional la prohibición de corte de suministro a clientes residenciales, hospitales, centros de salud, organizaciones sin fines de lucro entre otros.

En febrero de 2022 se emitió la Ley N°21.423, que establece un plan de pagos para todas las deudas derivadas de la Ley N°21.249 (deudas contraídas en el período 18 de marzo de 2020 hasta 31 de diciembre de 2021). Este plan de pago entrega a los clientes con un consumo promedio de menos de 250 kWh en 2021 y que tienen deuda al 31 de diciembre, un subsidio en 48 cuotas mensuales iguales, con un límite máximo equivalente al 15% de su facturación mensual promedio del año 2021.

- Activos por Impuestos Corrientes

Aumento (MM\$3.073) principalmente por mayores solicitudes de recuperación de créditos por pérdidas tributarias absorbidas correspondientes a MM\$5.968, compensados por la recuperación en 2022 de un impuesto al IVA débito fiscal por MM\$1.338.

- Inventarios

Aumento (MM\$8.294), principalmente por un aumento de los materiales de operación y mantenimiento, para cubrir demanda por altos niveles de inversiones y actividades operacionales.

Activos no Corrientes

- Cuentas por Cobrar No Corrientes

Aumento (MM\$12.789) debido principalmente a la diferencia generada entre el precio de distribución indexado (según lo indicado en los decretos correspondientes) y el precio actual, que está congelado desde principios de 2020. Estas diferencias serán cobradas a clientes en los próximos períodos según instruya el próximo decreto tarifario que debería emitirse durante el primer semestre de 2023 (MM\$15.626). Lo anterior, compensado con una reclasificación al corto plazo de parte de ingresos de transmisión por cobrar, reconocidos según los resultados de los últimos informes técnicos del regulador, que indican además que la recuperación de estos saldos se hará en los próximos 24 meses.

- Propiedades, Planta y Equipo

Aumento (MM\$112.984) debido principalmente a la construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones, destinadas a satisfacer las necesidades de crecimiento de energía y clientes, compensada parcialmente por la depreciación del periodo.

- Activos por Impuestos Diferidos

Aumento (MM\$4.543) principalmente por el diferido de pérdida tributaria que mantienen algunas empresas, generada principalmente por factores operacionales y la depreciación acelerada.

PASIVOS

Los pasivos aumentaron en MM\$316.243 respecto de diciembre de 2021, explicado por una disminución en Pasivos corrientes de un 24,7% (MM\$113.710) y un aumento en los Pasivos no corrientes de un 43,4% (MM\$429.954).

Pasivos Corrientes

- Otros pasivos financieros corrientes

Disminución (MM\$148.341) principalmente por la liquidación de préstamos bancarios con los fondos obtenidos con la colocación del Bono de su filial STA en el largo plazo.

- Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar corrientes

Aumento (MM\$38.328) debido originada principalmente por pagos a proveedores pendientes que no completaron el ciclo de compras al cierre y mayores provisiones de energía aún pendientes de reliquidar por parte Sistema Eléctrico.

- Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes

Disminución (MM\$ 16.484) debido a menores dividendos por pagar.

- Pasivos por impuestos corrientes, corriente

Incremento (MM\$ 4.085) principalmente por un mayor impuesto a la renta por pagar MM\$3.110 impulsado por STS, debido a efectos positivos de la corrección monetaria del activo fijo y al cambio de régimen de depreciación.

- Provisiones corrientes por beneficios a los empleados

Alza (MM\$ 4.679) debido principalmente al aumento de bonos por resultados, respecto al año anterior.

- Otros pasivos no financieros corrientes

Aumento (MM\$ 5.076) principalmente por el incremento de obras a terceros, respecto al periodo anterior.

Pasivos no Corrientes

- Otros Pasivos Financieros No Corrientes

Aumento (MM\$384.486) explicado principalmente por la emisión del bono de su filial STA (USD 390 millones) y actualización UF de sus obligaciones financieras.

- Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes

Aumento (MM\$54.191) explicado por préstamos obtenidos desde Grupo Saesa.

- Pasivo por impuestos diferidos

Disminución (MM\$ 11.629) principalmente por efectos de la corrección monetaria de los activos fijos, en las distribuidoras.

PATRIMONIO

Este rubro presenta una disminución de MM\$38.862 respecto de diciembre de 2021, principalmente por el pago de los dividendos del año anterior por MM\$50.838, compensado parcialmente por el reverso del dividendo devengado del año anterior MM\$17.943. Adicionalmente, se reconocen la disminución en las reservas por diferencias de tipo de cambio MM\$6.499 y el resultado del período (ganancia) por MM\$1.835.

Principales Indicadores:

Principales Indicadores		Unidad	dic-22	dic-21	Var. %
Liquidez	Liquidez corriente (1)	Veces	1,4	0,7	91,6%
	Razón ácida (2)	Veces	1,2	0,6	98,6%
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio neto (3)	Veces	3,1	2,4	30,1%
	Cobertura gastos financieros (4)	Veces	3,7	6,4	(42,7%)
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda total (5)	%	19,6%	31,8%	(38,1%)
	Deuda LP / Deuda total (6)	%	80,4%	68,2%	17,7%
Actividad	Inversiones en activo fijo (al cierre de cada período)	MM\$	166.768	190.036	(12,2%)
	Rotación de inventarios (7)	Veces	3,0	4,0	(25,6%)
	Permanencia de inventarios (8)	Días	122	91	34,3%
Financiero	Ebitda (12 meses móviles)	MM\$	163.346	144.460	13,1%
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio (anualizado) (9)	%	0,3%	10,6%	(97,0%)
	Rentabilidad del activo (anualizado) (10)	%	0,1%	3,1%	(97,3%)
	Rendimiento activos operacionales (anualizado) (11)	%	12,0%	11,9%	0,8%
	Utilidad por acción (12)	\$	23	756	(96,9%)

- Liquidez:** La liquidez mejoró debido a que parte de los pasivos financieros exigibles se reconfiguraron, reestructurando la deuda corriente hacia el largo plazo.
- Endeudamiento:** Si bien la liquidez mejoró, el endeudamiento aumentó debido principalmente al bono obtenido por STA, para refinanciar deudas intercompañía y futuras inversiones.
- Actividad:** La inversiones para el periodo 2022 mostraron una disminución del -12,2% en relación al periodo anterior, debido a que en 2021, se adquirieron activos de la transmisora Tolchén (MM\$26.565).
- Rentabilidad:** La rentabilidad disminuyó, principalmente por la caída de los resultados en el 2022, comparado con el periodo anterior. Si bien los márgenes de contribución son positivos, este efecto es anulado por los mayores costos financieros, los efectos de las unidades de reajuste y diferencia de cambio.

- Corresponde a la razón entre (i) Activos Corrientes y (ii) Pasivos Corrientes.
- Corresponde a la razón entre (i) Activos Corrientes netos de Inventarios y (ii) Pasivos Corrientes.
- Corresponde a la razón entre (i) Total Pasivos y (ii) Total Patrimonio.
- Corresponde a la razón entre (i) el Resultado Bruto de Explotación y (ii) Costos Financieros.
- Corresponde a la razón entre (i) Pasivos Corrientes y (ii) Total Pasivos.
- Corresponde a la razón entre (i) Pasivos No Corrientes y (ii) Total Pasivos.
- Corresponde a la razón entre (i) Inversión Total y el promedio de (ii) Inventarios Corrientes actual e Inventarios Corrientes del periodo anterior.
- Corresponde a la inversa de (i) Rotación de Inventarios por (ii) Número de días del año.
- Corresponde a la razón entre (i) Ganancia (Pérdida) y el promedio de (ii) Patrimonio actual y Patrimonio del periodo anterior.
- Corresponde a la razón entre (i) Ganancia (Pérdida) y el promedio de (ii) Total Activos actual y Total Activos periodo anterior.
- 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.
- Corresponde a la razón entre (i) Ganancia (Pérdida) y (ii) Total Número de Acciones.

Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida).

Estado de Ganancia (Pérdida)	dic-22 MM\$	dic-21 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Ingresos de explotación	782.927	670.130	112.797	16,8%
Materias primas y consumibles utilizados	(436.744)	(365.986)	(70.758)	19,3%
Margen de contribución	346.183	304.144	42.038	13,8%
Gasto por beneficio a los empleados	(69.559)	(57.212)	(12.348)	21,6%
Otros gastos por naturaleza	(108.970)	(91.713)	(17.258)	18,8%
Ganancias (Pérdidas) por deterioro determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros	(4.307)	(10.761)	6.454	(60,0%)
Resultado bruto de explotación	163.346	144.460	18.886	13,1%
Gasto por depreciación y amortización	(49.104)	(41.282)	(7.822)	18,9%
Resultado de explotación	114.241	103.178	11.064	10,7%
Resultado financiero	(126.764)	(28.214)	(98.550)	349,3%
Otras ganancias (pérdidas)	2.400	3.464	(1.064)	(30,7%)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	(10.123)	78.428	(88.551)	(112,9%)
Gasto por impuestos a las ganancias	11.958	(18.297)	30.255	(165,4%)
Ganancia (pérdida)	1.835	60.131	(58.296)	(96,9%)
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	1.989	59.809	(57.820)	(97%)
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	(154)	322	(476)	(148%)

1) Resultado de explotación

El Resultado de explotación aumentó respecto al mismo periodo del año anterior en MM\$11.064, lo que se explica principalmente por:

- a) Mayor Margen de contribución de MM\$42.038 debido principalmente a:
- Mayor margen de Distribución (MM\$18.944) principalmente por mayores ventas de energía (MM\$15.565) y una mayor indexación por tipo de cambio de MM\$ 10.068, IPC de los Estados Unidos MM\$5.875 e IPC MM\$12.719 y reliquidaciones de pago de años anteriores MM\$3.605, lo anterior compensado por mayores compras de potencia por MM\$3.957, incrementos en los precios de compra de energía y precios de nudo MM\$3.152, sumado a estimaciones a la baja por resultados preliminares de fijación de tarifas por MM\$18.607, los que se esperan estén definidos durante el último semestre de 2023 (las pérdidas de energía son muy similares a las del año anterior, 10,2% contra 10,1%).
 - Mayores ingresos de transmisión (MM\$19.064) debido principalmente a nuevos decretos con mayores tarifas de transmisión por MM\$6.226 millones, un aumento de indexación por MM\$14.814 millones y a la puesta en marcha de nuevos activos de transmisión por MM\$3.469 millones. Esto fue compensado por la provisión ya realizada en 2021 del informe final técnico favorable por MM\$6.000 millones.

- Mayores ingresos por venta de materiales y equipos (MM\$ 7.838) por mayores actividades relacionadas a esta línea de negocios.
 - Menores ingresos por generación por MM\$ 3.894, principalmente por efecto de Edelayesen, debido al aumento del uso de combustibles en la matriz de generación, acompañado del aumento sostenido en el precio del petróleo.
- b) Mayores Gastos del personal (MM\$12.348), por aumentos de dotación y sobretiempos (derivado de las emergencias climáticas) e indexación del IPC, además de un aumento de las indemnizaciones por años de servicio respecto al mismo periodo el año anterior (principalmente por ajuste IPC). Los incrementos obedecen principalmente al crecimiento de servicios relacionados al mantenimientos y construcción de redes de transmisión en empresas mineras.
- c) Mayores Otros Gastos por Naturaleza (MM\$17.258), asociado principalmente a mayores egresos por operación y mantenimiento del sistema eléctrico (MM\$9.255) debido a que el año 2022, ha presentado un mayor número de emergencias climáticas que el periodo anterior, que han generado un amplio despliegue de recursos. Adicionalmente, hay mayores gastos relacionados al ciclo comercial (MM\$2.189), debido a una reactivación de las labores ligadas a contratistas, acompañado de mayores gastos de administración y otros servicios prestados (MM\$3.902) debido mayormente a incrementos en el pago de licencias y mantenimiento de software, adicionando mayores egresos por Operación vehículos, viajes y viáticos (MM\$1.409) por aumento de actividad y precios.
- d) Menores pérdidas por deterioro determinado de acuerdo con NIIF 9 (MM\$6.454), debido a mayores acuerdos de pago con clientes.
- e) Mayores gastos por depreciación (MM\$7.823) relacionados con el aumento de inversiones para hacer frente a requerimientos de mejoras, ampliaciones de la red y nuevas obras.
- 2) Resultado Financiero

El Resultado financiero tuvo una variación negativa de MM\$98.550 (mayor pérdida) con respecto al mismo periodo del año anterior, principalmente por un resultado negativo de las unidades de reajuste (MM\$48.362) por el aumento de la inflación del periodo (12,6% en 2022 versus 6,6%, respectivamente), mayores egresos relacionados con costos financieros netos (MM\$16.007) por mayor nivel de endeudamiento e impacto negativo de las diferencias de cambio por MM\$34.180. En 2021, la sociedad mantenía créditos intercompañía por cobrar en dólares (a empresas con esa moneda funcional) generando ese año una importante utilidad debido a la apreciación de esa moneda (MM\$ 39.036). En 2022 estos créditos fueron pagados, con lo que el impacto (en valor absoluto) es menor.

3) Impuestos a las Ganancias

El menor impuesto a las ganancias se debe principalmente a las diferencias permanentes originadas por la alta corrección monetaria del año, que impacta en la revaluación de cuentas patrimoniales tributarias y que generan deducciones en la renta disminuyendo el impuesto a pagar.

4) Resultado del periodo

La Sociedad obtuvo pérdidas por MM\$1.835 lo que implicó una disminución de MM\$58.296 respecto al mismo periodo del año anterior.

Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos.

Flujo de Efectivo	dic-22 MM\$	dic-21 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
de la Operación	142.448	114.052	28.396	24,9%
de la Inversión	(155.522)	(191.862)	36.340	(18,9%)
de Financiación	75.198	55.586	19.612	35,3%
Flujo neto del período	62.124	(22.224)	84.348	(379,5%)
Variación en la tasa de cambio	9.326	133	9.193	6920,5%
Incremento (disminución)	71.450	(22.091)	93.541	(423,4%)
Saldo Inicial	22.862	44.953	(22.091)	(49,1%)
Saldo Final	94.311	22.862	71.450	312,5%

El saldo de efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo alcanzó MM\$94.311, mayor en MM\$71.450 respecto al mismo periodo del año anterior.

La variación positiva del flujo neto respecto al año anterior se explica principalmente por:

- 1) Mayor flujo positivo (variación positiva) de efectivo en Actividades de operación, debido principalmente a una mayor diferencia por MM\$ 28.396 explicadas por un menor pago de impuestos (MM\$ 41.322), y a una mayor recaudación por venta de bienes y prestación de servicios MM\$ 111.331, compensado con un mayor flujo de pagos a proveedores y personas por MM\$ 119.216.
- 2) Menor flujo negativo (variación positiva) relacionado principalmente por un desembolso en 2021 por la compra de filial Tolchén SPA (MM\$26.842) e ingresos por instrumentos financieros de cobertura para cubrir variación del tipo de cambio (MM\$ 7.671).
- 3) Mayor flujo positivo (variación positiva) de efectivo por Actividades de Financiación, originado principalmente por mayores montos obtenidos por colocación de bonos MM\$ 273.226 (bono en STA por MM\$ 305.000 en 2022), sumado a mayores flujos netos provenientes desde las empresas relacionadas por MM\$ 55.499 (deuda con Grupo Saesa), compensado en parte por la liquidación de préstamos e intereses MM\$ 235.717.

II. Mercados en que Participa

Eléctricas del Sur S.A., a través de sus filiales Saesa, Frontel, Edelayesen y Luz Osorno, distribuye energía eléctrica en la zona sur del país, para sus clientes regulados y libres, en el área comprendida entre las provincias de Concepción (Región del Bío Bío) y Villa O'Higgins (Región de Aysén).

A través de su filial STS, participa en los negocios de transmisión Zonal, Nacional y Dedicada, que permiten principalmente transportar energía desde las generadoras con contrato de suministro a empresas distribuidoras de las regiones del Bío-Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos. Adicionalmente, pero en menor medida, presta servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.

También, desarrolla el negocio de generación con sus filiales Sagesa Generación S.A (en adelante "Sagesa Gx") y SGA. La primera opera desde la Región del Bío-Bío a la Región de Los Lagos, con una central gas-diésel de 45 MW y grupos generadores diésel con una potencia instalada de 110 MW, aproximadamente. Parte importante de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del SIC, manejado por el Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante, Coordinador), a través de SGA, y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado. La otra parte se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel) para el suministro de sistemas medianos y aislados. Estos negocios son comparativamente de importancia menor respecto de los mencionados en los párrafos anteriores. La filial SGA también comercializa energía a través de contratos de suministro con generadoras con lo que abastece a sus clientes.

La filial Edelayesen, además de distribuir energía, la genera y transmite (verticalmente integrada en su calidad de sistema no conectado al Sistema Eléctrico Nacional, SEN) para sus clientes regulados en la zona (Región de Aysén).

En los últimos tres años, la Sociedad también ha participado en licitaciones para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de Transmisión Dedicada y Nacional. Esto a través de sus filiales STN, STC, Cabo Leones (Transmisión Dedicada), Tolchén (Transmisión Dedicada) y SATT (Transmisión Nacional y Dedicada).

En la línea de distribución existe una alta atomización de los clientes y representa aproximadamente más del 69% de los ingresos brutos, según se muestra en la Nota N°23 de los Estados Financieros (el número de clientes y las ventas de energía de esta línea se detallan a continuación):

Cantidad de clientes

Tipo Cliente	dic-22	dic-21	Diferencia	Variación
Residencial	891.559	857.516	34.043	4,0%
Comercial	50.068	49.659	409	0,8%
Industrial	4.637	3.894	743	19,1%
Otros	35.816	35.461	355	1,0%
Total	982.080	946.530	35.550	3,8%

Ventas de Energía facturada (12 meses, MWh)

Tipo Cliente	dic-22	dic-21	Diferencia	Variación %
Residencial	1.531.234	1.442.754	88.480	6,1%
Comercial	1.228.299	1.129.996	98.303	8,7%
Industrial	954.595	981.494	(26.899)	(2,7%)
Otros	574.649	431.470	143.179	33,2%
Total	4.288.777	3.985.714	303.063	7,6%

III. Principales Riesgos

Los principales riesgos a los que la Sociedad y sus filiales se ven expuestas están relacionados con cambios en su marco Regulatorio, suministro de energía, así como los riesgos financieros que se explican en la Nota 4 Política de Gestión de Riesgo de los Estados Financieros de la Sociedad.

1) Riesgo Regulatorio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos liderados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) para la fijación tarifaria en los segmentos de distribución, transmisión y generación de los sistemas medianos, así como licitaciones públicas para el suministro eléctrico destinado a clientes regulados.

En los procesos de fijación tarifaria la Autoridad fija 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 3.4 Marco Regulatorio de los Estados Financieros).

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

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

b) Fijación de tarifas de generación y comercialización en el mercado

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

participando de licitaciones de suministro de electricidad para clientes regulados impulsadas por la Comisión Nacional de Energía.

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

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

Actualmente la relacionada Sagesa S.A. vende parte de su energía a la filial SGA quien vende su energía a clientes libres (no sometidos a regulación de precios) bajo contratos que tienen cuatro años de vigencia. La energía vendida por SGA proviene, además de la comprada a Sagesa S.A., de otros generadores del sistema con quienes mantiene contratos de compraventa.

Para los sistemas medianos, la fijación de tarifas de generación es realizada cada cuatro años, reflejando los costos medios de generación eficiente a valor nuevo de reemplazo en la zona correspondiente y estableciendo un plan de obras de expansión de carácter obligatorio para las empresas operadoras que individualiza. Los precios determinados son incorporados a la tarifa total del cliente final.

En marzo 2020 se publicaron tarifas para los sistemas medianos que rigen desde noviembre 2018 hasta octubre 2022. Producto de la ley N° 21.194 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21/12/19, las tarifas para los usuarios finales de los SSMM quedan estabilizadas temporalmente. Las diferencias con respecto a la aplicación de la correcta indexación y la nueva tarifa fijada serán saldadas a medida que el precio promedio de suministro para el agregado de los clientes regulados del país baje respecto al precio estabilizado creado a partir de la publicación de la Ley N° 21.185.

Con fecha 03/09/2020 CNE publicó las bases técnicas preliminares, dando inicio al proceso de valorización y expansión de sistemas medianos, período noviembre 2022 – octubre 2026. En mayo 2022, se presentó a CNE el estudio del consultor, que será la como base en la fijación de tarifas de los sistemas de Cochamó, Hornopirén, Palena, Puerto Cisnes, Aysén y General Carrera. A junio 2022, CNE se encuentra elaborando su informe técnico preliminar, el cual se espera se publique en marzo 2023.

c) Fijación de tarifas de distribución

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

En diciembre 2017 se publicó la Norma Técnica de calidad de servicio en Distribución (NTDx), la que establece estándares más exigentes de duración y frecuencia de las interrupciones de suministro, niveles

de calidad comercial, de calidad de producto y sistemas de medición, monitoreo y control (SMMC). No obstante, estos estándares son exigibles de forma gradual a medida que sus costos se reflejen en las tarifas de distribución. Así, el 27 de septiembre de 2018, se publicó el decreto tarifario del Ministerio de Energía 5T/2018, que busca remunerar en tarifas finales los estándares solicitados por la norma mencionada, que implicarán mayores inversiones, así como mayores gastos. Los aumentos de tarifas se harán en forma gradual siendo compensados parcialmente con reducciones de tarifas anuales producto del reconocimiento de economías de escala en el servicio de distribución. El decreto 5T/2018 viene a complementar el decreto 11T/2016 publicado en 2017 y fija las tarifas de distribución que rigen hasta el 3 de noviembre de 2020. A la fecha, se encuentra en curso un nuevo proceso de revisión de la Norma Técnica de Distribución. Se espera que el segundo trimestre del año 2023 se publique esta actualización.

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 permanecen constantes hasta 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. En mayo de 2022 el consultor hizo entrega de su informe final, el que será la base para la elaboración del informe técnico de CNE. El 23 de diciembre de 2022 CNE publicó su informe técnico. Las empresas, en caso de tener diferencias con la CNE, pueden presentarlas al Panel de Expertos el 19 de enero de 2023, quien debe dictaminar a mediados de marzo 2023. Se espera que el decreto se publique dentro del segundo semestre de 2023 con efecto retroactivo al 4 de noviembre de 2020.

Adicionalmente, en mayo de 2022 se dio inicio al proceso de fijación de tarifas de distribución, período 2024-2027, con la publicación de las áreas típicas de distribución. La empresa SAESA fue definida como referencia en el área típica 4, Frontel en el área típica 5 y Edelayesen en el área típica 6. Se espera que en enero de 2023 se publiquen las bases técnicas recogiendo las observaciones de las empresas, quienes pueden insistir en el Panel de Expertos.

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

d) Fijación de tarifas de Transmisión

De acuerdo con la legislación vigente corresponde determinar cada cuatro años el valor anual de los sistemas de Transmisión Zonal, Transmisión Nacional y transmisión dedicada utilizada por clientes regulados.

La ley N° 20.936 estableció un nuevo marco regulatorio para el servicio de Transmisión. El primer proceso de valorización bajo este nuevo marco corresponde al período 2020-2023. Los estudios fueron adjudicados a distintos consultores (Synex: Nacional y SIGLA: Zonal y Dedicado usado por regulados) los cuales finalizaron en diciembre 2020. La CNE publicó su informe técnico final (ITP), luego de recibir y analizar las observaciones a la versión preliminar del informe. Durante el segundo semestre de 2021 se realizaron las etapas de discrepancias en el Panel de Expertos por parte de participantes, usuarios e instituciones interesadas. CNE publicó su Informe Técnico Definitivo (ITD) en marzo de 2022, el que es la base del decreto de valorización. El decreto está en proceso de toma de razón por parte de Contraloría, para ser publicado el primer trimestre de 2023. Los valores resultantes serán retroactivos a enero 2020.

Producto del retraso existente en el proceso de valorización de las instalaciones de transmisión, cuyo inicio de vigencia corresponde al 1 de enero de 2020, la CNE incorporó un mecanismo de ajuste de los cargos de transmisión para evitar excesivas variaciones de los mismos, bajo el argumento que, de no hacerse los debidos ajustes, los cargos a los clientes finales experimentarían un alza innecesaria pues, a continuación, sufrirían una rebaja en sus cuentas, provocando entonces fluctuaciones en las señales de precio traspasables a los usuarios finales. En consecuencia, el cargo por transmisión se encontró estabilizado hasta diciembre de 2022. Desde enero 2023 CNE incorporó la nueva valorización en el cargo a clientes.

En diciembre de 2021 CNE publicó las bases técnicas y administrativas para el proceso de valorización de transmisión, período 2024-2027. Las empresas realizaron observaciones, las cuales fueron respondidas por CNE en abril 2022. Las bases fueron sometidas a discrepancias en el Panel de Expertos, el cual evacuó su dictamen en septiembre 2022. La versión que consolida este dictamen debiese publicarse a principios del 2023.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de transmisión, tanto nacional como zonal, son monitoreados continuamente, en función de los cambios que la Autoridad introduzca con ocasión de cada

nuevo proceso tarifario, con el objeto de proteger los activos de la Sociedad y la rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la Reglamentación vigente, esto es, ante la CNE, el Panel de Expertos o la Contraloría General de la República.

e) Resolución Exenta CNE N°176 /2020 - Giro Exclusivo

Con fecha 9 de junio de 2020, se publicó en el Diario Oficial la Resolución Exenta CNE N°176, modificada mediante Resolución Exenta CNE N°276, en adelante la “Resolución”, que determina el alcance de la obligación de Giro Exclusivo y Contabilidad separada, para la prestación del servicio público de distribución eléctrica en conformidad a lo establecido en la Ley 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. Durante el segundo semestre de 2021, la Sociedad traspasó bienes inmuebles e inventarios de sus negocios complementarios a empresas relacionadas al grupo, para dar cumplimiento a la ley de giro exclusivo.

2) Contratos de suministro clientes regulados

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

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

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

Producto de la entrada en vigor de la Ley N°20.805, durante el primer trimestre de cada año, la CNE solicita a todas las Distribuidoras el envío de las proyecciones de demanda de clientes regulados. Con esa información, más ajustes de la proyección por parte de la Comisión, esta autoridad emite un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó el proceso de licitación 2017/01 (enero 2024 – diciembre 2043), cuya adjudicación se realizó en octubre 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. A junio 2022, se está a la espera de la presentación de ofertas.

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.

A fines de septiembre de 2022 se conoció la insolvencia del suministrador María Elena Solar y luego de Cabo leones II. Los compromisos de este suministrador serán abastecidos por los restantes contratos regulados.

Además, está en discusión en el Congreso un proyecto de Ley que habilita a todos los clientes a elegir libremente su suministrador, conocido como “Ley de Portabilidad Eléctrica”.

3) Abastecimiento de energía

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

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

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

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

4) Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19

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

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

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 prorrateo 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.

En julio 2022 se publicó el reglamento asociado a la Ley. Las cuotas y subsidios están siendo aplicados desde el segundo semestre de 2022.

