



Reporte Anual 2022

ÍNDICE

CARTA DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO	3
VISIÓN CORPORATIVA	5
ANTECEDENTES RELEVANTES	7
ESTRUCTURA DE LA PROPIEDAD	8
PROPIEDAD Y CONTROL	9
GOBIERNO CORPORATIVO	10
RESPONSABILIDAD SOCIAL Y DESARROLLO SOSTENIBLE	15
ADMINISTRACIÓN	20
MARCHA DE LA EMPRESA	22
ELECTRIFICACIÓN RURAL	33
PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA (PMGD)	34
LÍNEA DE TIEMPO	38
DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN CHILE	41
ACTIVIDADES DE LA SOCIEDAD	50
FACTORES DE RIESGO	59
GESTIÓN FINANCIERA	64
HECHOS RELEVANTES	67
EMPRESAS FILIALES	69
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	¡Error! Marcador no definido.
ESTADOS FINANCIEROS	76

CARTA DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO

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, 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.

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 / 6.443.633-3

PRESIDENTE

VISIÓN CORPORATIVA

VISIÓN

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

Nuestro trabajo se fundamenta en un profundo compromiso con nuestros clientes, el cuidado y desarrollo de nuestros trabajadores y la modernización de la industria eléctrica en Chile. Nuestra visión tiene una perspectiva de largo plazo, que busca crear valor para nuestros accionistas.

MISIÓN

En los siguientes años 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 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, Saesa deberá promover la innovación en todos los ámbitos de su negocio y explorar las oportunidades que ofrecen las nuevas tecnologías en bienes y servicios eléctricos de uso diario de los clientes.

CRECIMIENTO Y VISIÓN 2023

El año 2023 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.

VALORES CORPORATIVOS

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

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

IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD

Razón Social

Sociedad Austral de Electricidad S.A.

Nombre de Fantasía

Saesa

Rol Único Tributario

76.073.162-5

Domicilio Legal

Isidora Goyenechea 3621, Piso 3, Las Condes, Santiago

Domicilio Comercial

Bulnes 441, Osorno

Fono

+56 22 414 7010

Fax

+56 22 414 7009

Correo Electrónico

infoinversionistas@saesa.cl

Sitio web

www.gruposaesa.cl

Atención Inversionistas Fonos

+56 64 238 5400

Tipo de Entidad

Sociedad Anónima Cerrada

Inscripción Registro de Valores

Nº1.072

Fecha Inscripción Registro de Valores

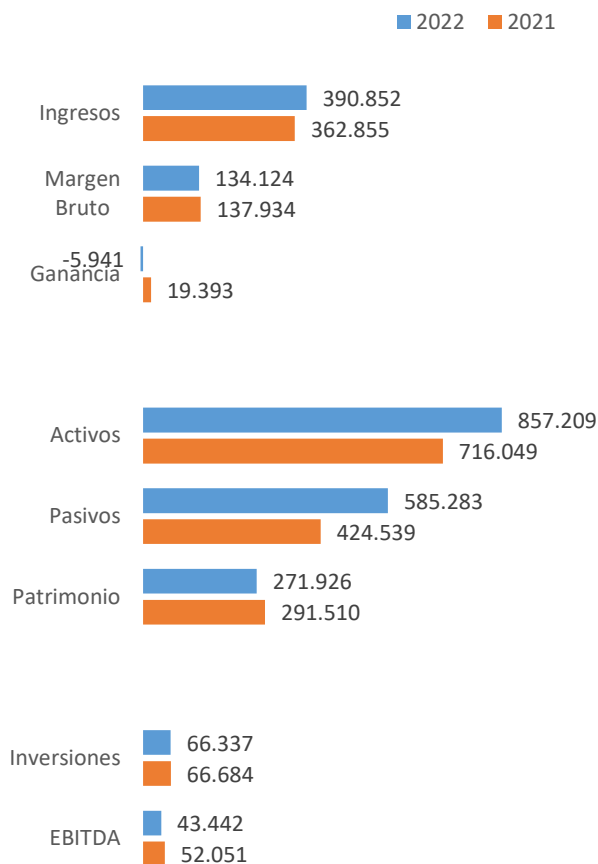
19/05/2011

DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS

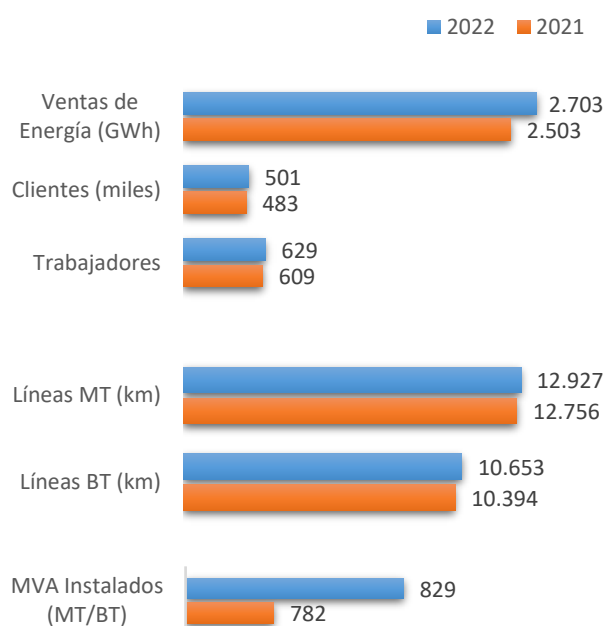
Constituida por escritura pública de fecha 05 de agosto de 2009, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie. Extracto inscrito a fojas 45.007 Nº31.134 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2009.

ANTECEDENTES RELEVANTES

ANTECEDENTES FINANCIEROS MM\$ (CONSOLIDADOS)



ANTECEDENTES OPERACIONALES (INDIVIDUALES)

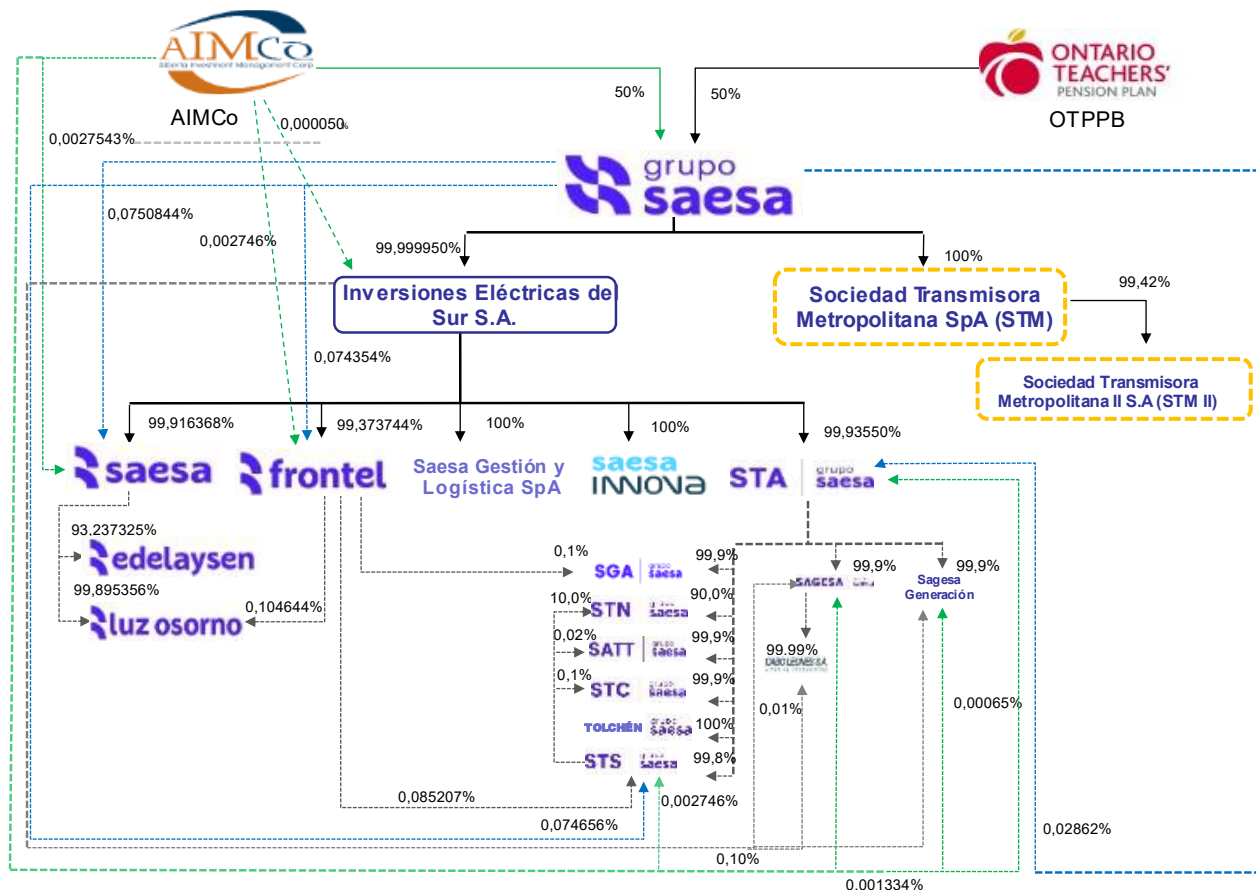


CLASIFICACIONES DE RIESGO:

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

ESTRUCTURA DE PROPIEDAD

La estructura de propiedad de Grupo Saesa, al cual pertenece Saesa y sus filiales, al 31 de diciembre de 2022 es la siguiente:



De acuerdo a lo definido en el Título XV de la Ley N° 18.045, el controlador de Saesa, Inversiones Eléctricas del Sur S.A., posee un 99,916368 % en forma directa.

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

PROPIEDAD Y CONTROL

Al 31 de diciembre de 2022, el número de accionistas de Saesa alcanzaba los 149, siendo los 12 mayores los siguientes:

ACCIONISTAS	ACCIONES SERIE A	ACCIONES SERIE B	TOTAL DE ACCIONES	TOTAL % PARTICIPACIÓN
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	371.662.703	8.997.476.985.802	8.997.848.648.505	99,916368%
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	375.450	6.761.257.700	6.761.633.150	0,075084%
Condor Holding SpA	248.037.779	-	248.037.779	0,002754%
Sociedad Inmobiliaria Rahue Ltda.	4.122	123.662.933	123.667.055	0,001373%
Inmobiliaria Santa Alicia Ltda.	1.962	58.849.343	58.851.305	0,000654%
Finkelstein Veliz, Clara Lea	1.418	42.542.841	42.544.259	0,000472%
Inversiones Correntoso Ltda	1.307	39.211.746	39.213.053	0,000435%
Bravo Michell, Clodomiro	884	26.521.860	26.522.744	0,000295%
Conca Hnos. Ltda.	791	23.730.085	23.730.876	0,000264%
Radiodifusoras Australes Soc.Ltda.	686	20.589.339	20.590.025	0,000229%
Sucesión Elena Trencha V. de Garrido	577	17.321.694	17.322.271	0,000192%
Lavandero Pascal, Maria de los Ángeles	534	16.020.980	16.021.514	0,000178%
Otros Accionistas	5.105	153.262.096	153.267.201	0,001702%
TOTAL	620.093.318	9.004.759.956.419	9.005.380.049.737	100%

Las acciones de la Sociedad se distribuyen en dos series: Serie “A”, con todos los derechos que confiere la ley a las acciones ordinarias; y Serie “B”, con todos los 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

A nivel de la Sociedad, existen pactos de accionistas, los cuales fueron celebrados con fecha 24 de julio de 2008 entre los accionistas mayoritarios; estos contemplan entre otras materias, ciertas limitaciones a la libre disposición de las acciones en dicha Sociedad.

GOBIERNO CORPORATIVO

Al Directorio de la Sociedad le corresponde la administración de ésta y su representación judicial y extrajudicial, teniendo todos los deberes y atribuciones a él conferidos por la Ley 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, en este caso Saesa y sus filiales, 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

Saesa y sus filiales, 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; al cual pertenece Saesa y sus filiales, 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 la Sociedad pudiera 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 la empresa.

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 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”.

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; al cual pertenece Saesa y sus filiales, 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 de 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 Saesa y sus filiales, “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 a nivel de Grupo Saesa, 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 Grupo Saesa, 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 mencionar, 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 Y DESARROLLO SOSTENIBLE

DIVERSIDAD EN EL DIRECTORIO

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor 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
Menor a 30 años	-	-	-
Entre 30 y 40 años	2	-	2
Entre 41 y 50 años	16	7	23
Entre 51 y 60 años	10	-	10
Entre 61 y 70 años	2	-	2
Mayor a 70 años	-	-	-
ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3 años	4	1	5
Entre 3 y 6 años	2	1	3
Entre 6 y 9 años	4	-	4
Entre 9 y 12 años	2	-	2
Mayor a 12 años	18	5	23
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	29	7	36
EXTRANJERA	1	-	1

DIVERSIDAD DE LA ORGANIZACIÓN

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 30 años	46	21	67
Entre 30 y 40 años	215	73	288
Entre 41 y 50 años	108	47	155
Entre 51 y 60 años	12	55	67
Entre 61 y 70 años	2	13	15
Mayor a 70 años	-	-	-
ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3 años	70	42	112
Entre 3 y 6 años	142	55	197
Entre 6 y 9 años	53	17	70
Entre 9 y 12 años	50	15	65
Mayor a 12 años	122	26	148
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	429	150	579
EXTRANJERA	8	5	13

RESUMEN DIVERSIDAD DEL DIRECTORIO, GERENCIA Y ORGANIZACIÓN

DIVERSIDAD	DIRECTORIO		GERENCIAS		ORGANIZACIÓN		TOTAL		REPRESENTATIVIDAD	
RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menor a 30 años	-	-	-	-	46	21	46	21	7,2%	3,3%
Entre 30 y 40 años	1	2	2	-	215	73	218	75	34,2%	11,8%
Entre 41 y 50 años	1	-	16	7	108	47	125	54	19,6%	8,5%
Entre 51 y 60 años	1	1	10	-	12	55	23	56	3,6%	8,8%
Entre 61 y 70 años	2	-	2	-	2	13	6	13	0,9%	2,0%
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	4	1	70	42	76	46	11,9%	7,2%
Entre 3 y 6 años	-	-	2	1	142	55	144	56	22,6%	8,8%
Entre 6 y 9 años	-	-	4	-	53	17	57	17	8,9%	2,7%
Entre 9 y 12 años	2	-	2	-	50	15	54	15	8,5%	2,4%
Mayor a 12 años	1	-	18	5	122	26	141	31	22,1%	4,9%
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
CHILENA	2	1	29	7	429	150	460	158	72,2%	24,8%
EXTRANJERA	3	2	1	-	8	5	12	7	1,9%	1,1%
							65,6%	34,4%		
							637			

*Incluye Directorio

BRECHA SALARIAL POR GÉNERO

PROMEDIO TOTAL REMUNERACIONES (HABERES FIJOS + BONOS)

FAMILIA DE CARGO	G.FEMENINO	G.MASCULINO	DIFERENCIA
Administrativos	113%	100%	-13%
Enc. Unidad	96%	100%	4%
Jefes de Área	92%	100%	8%
Linieros	0%	100%	100%
Profesionales	84%	100%	16%
Supervisores	34%	100%	66%
Técnicos	83%	100%	17%

DIRECTORIO

En el año 2022 el Directorio de Saesa y sus filiales, se compone de 8 integrantes, sin contemplar la existencia de miembros suplentes. La duración en sus cargos corresponde a un periodo de dos años, pudiendo ser reelegidos.

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



PRESIDENTE

Jorge Lesser García- Huidobro
Ingeniero Civil
Rut 6.443.633-3



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

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

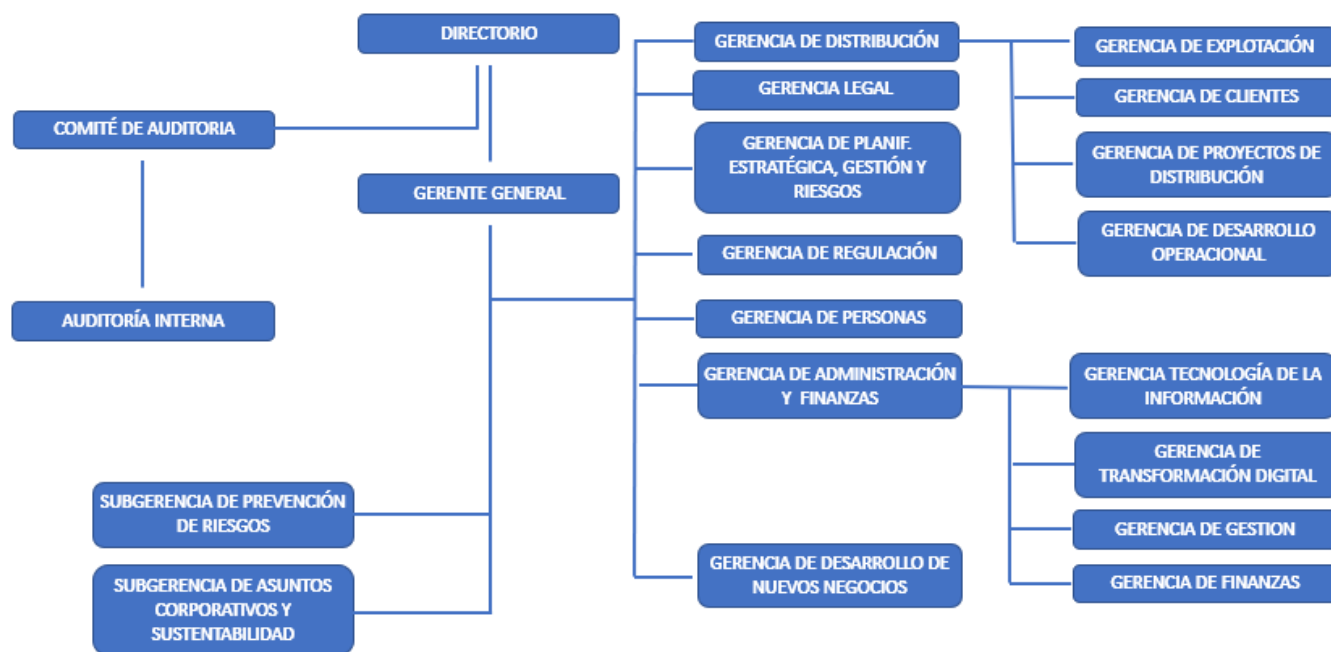
NOMBRE	RUT	PROFESIÓN	CARGO	FECHA ÚLTIMO NOMBRAMIENTO	FECHA CESACIÓN
JORGE LESSER G.	6.443.633-3	INGENIERO CIVIL	PRESIDENTE	11-05-2022	-
IVÁN DÍAZ-MOLINA	14.655.033-9	INGENIERO CIVIL	VICEPRESIDENTE	11-05-2022	-
JUAN IGNACIO PAROT B.	7.011.905-6	INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL	DIRECTOR TITULAR	30-04-2021	-
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

Gerente General	Francisco Alliende Arriagada / Ingeniero Comercial / RUT 6.379.874-6 Fecha nombramiento 1 de febrero de 2012
Gerente de Administración y Finanzas	Diego Molina Henríquez / Ingeniero Civil Industrial / RUT 9.906.254-1 Fecha nombramiento 01 de marzo de 2022
Gerente de Finanzas	Mauricio Núñez Villalobos / Ingeniero Civil Industrial / RUT 15.364.050-5 Fecha nombramiento 01 de marzo de 2022
Gerente de Gestión	Cristian Quintana Rubio / Ingeniero Civil de Industrias con mención en Electricidad /10.175.877-K / Fecha nombramiento 01 de marzo de 2022
Gerente Legal	Sebastián Sáez Rees / Abogado / RUT 8.955.392-K Fecha nombramiento 1 de octubre de 2007
Gerente de Proyectos de Distribución	Paolo Rodríguez Pinochet /Ingeniero Eléctrico / RUT 13.199.851-1 Fecha nombramiento 1 de diciembre de 2018
Gerente de Regulación	Rodrigo Miranda Díaz / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 10.784.472-4 Fecha nombramiento 10 de septiembre de 2012
Gerente de Personas	María Dolores Labbé Daniel / Ingeniero Comercial / RUT 13.117.638-4 Fecha nombramiento 10 de diciembre de 2013
Gerente de Desarrollo de Negocios	Charles Naylor Del Río / Ingeniero Civil Industrial/RUT 7.667.414-0 Fecha nombramiento 15 de mayo de 2014
Gerente de Planificación Estratégica, Gestión y Riesgos	Marcela Ellwanger Hollstein / Ingeniero Comercial / 12.752.648-6 Fecha nombramiento 10 de diciembre de 2013
Gerente de Distribución	Leonel Martínez Martínez / Ingeniero Eléctrico / RUT 14.556.330-5 Fecha nombramiento 1 de septiembre 2021
Subgerente de Prevención de Riesgos	Patricio Velásquez Soto /Ingeniero en Prevención de Riesgos / RUT 12.540.271-2 Fecha nombramiento 30 de octubre de 2013
Director de Auditoría Interna	Jorge Castillo Quiroz / Contador Auditor / RUT 7.759.917-7 Fecha nombramiento 1 de octubre de 2013
Subgerente de Regulación	Jorge Muñoz Sepúlveda / Ingeniero Civil Electricista/ RUT 11.694.983-0 Fecha nombramiento 1 de septiembre de 2009
Gerente de Clientes	Barbara Boekemeyer Slater / Ingeniero Civil Industrial / RUT 12.747.160-6 Fecha nombramiento 1 de abril de 2018
Gerente de Explotación	Diego Moenne-Loccoz / Contador Público y Auditor / RUT 12.708.537-4 Fecha nombramiento 1 de enero de 2018
Subgerente Asuntos Corporativos y Sustentabilidad	Alondra Leal Maldonado / Ingeniero Comercial / RUT 12.421.730-k Fecha nombramiento 1 de abril de 2016
Gerente de Transformación Digital	Cristian Ricardo Venegas Espinoza / Ingeniero Comercial / RUT 9.908.526-6 Fecha nombramiento 07 de noviembre de 2022
Gerente Tecnología de la Información	Sergio Sánchez Ríos / Ingeniero en Informática / RUT 13.257.722-6 Fecha nombramiento 23 de marzo de 2020

ESTRUCTURA ORGANIZATIVA

El Directorio, el Gerente General y el Comité Ejecutivo, desempeñan los mismos cargos y funciones tanto en la matriz Inversiones Eléctricas del Sur S.A como en Saesa y sus filiales.



MARCHA DE LA EMPRESA

Durante los últimos años, Saesa y sus filiales 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: Saesa pasó de 21.0 a 14.78 horas, y su filial Edelayse 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 Saesa y sus filiales, 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 Saesa y sus filiales.

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 Frontel se ha 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, matriz de Saesa y sus filiales, 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 en materias 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

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 de entrenamiento contruidos 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

Frontel, 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 futbol 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. Frontel se responsabiliza del transporte y disposición final.

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

MEDIOAMBIENTE

Saesa y sus filiales, continuaron durante el año 2022 con su permanente amplificación energética, es así como se siguen desarrollando y fomentando proyectos vinculados con energías renovables, generando así soluciones eólicas y fotovoltaicas.

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

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 relacionada 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 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 domiciliaria y disposición en puntos habilitados.

Desde su implementación se han 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: Saesa 7.866 kg. (57%), su filial Edelayen 750 kg. (5%), y la relacionada Frontel 5.266 kg. (38%),

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 Saesa (93,35%) y 20.000 kg. (6,65%) correspondientes a la relacionada 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, a nivel del grupo empresarial al que pertenece Saesa y sus filiales; 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 lo establecido en la Ley 20.283 y D.L. 701. De dicha gestión se establece legalmente el derecho de corta e intervención de bosque, sin embargo, también queda establecida la obligación legal de compensar por medio de una reforestación aquello que fue explotado como parte de la implementación de obras.

En el marco de dichas obligaciones emanadas de la legislación forestal de Chile, es que durante el año 2022 a nivel de Grupo Saesa, al cual pertenece Saesa y sus filiales, se reforestó 48,04 hectáreas de bosque nativo dentro de su zona de concesión, las cuales se distribuyen de la siguiente manera entre; Saesa 14,85 hectáreas (31%), su filial Luz Osorno 13,21 hectáreas (27%), su filial Edelayen 6,5 hectáreas (14%), y las empresas relacionadas; 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 la compañía son las personas, Saesa en forma individual a la fecha cuenta con una dotación de 629 colaboradores permanentes. Todos quienes con su energía y compromiso permitieron que la compañía siguiera avanzando en los distintos desafíos propuestos.

Se continúa transitando hacia una cultura centrada en el cliente, preocupados 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, 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 44.575 horas de capacitación entre Saesa y sus filiales, conducentes al desarrollo profesional de los trabajadores. Participaron en la formación 2.587 colaboradores.
- Como ya es tradición dentro de la compañía se continúa con el Programa Crece, beneficiando a 40 colaboradores pertenecientes a Saesa, cuyo programa de desarrollo contempló más de 20 mil horas.
- 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 Reporto”, el cual está orientado a proporcionar herramientas básicas en la atención con el cliente final.

- 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 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 652 colaboradores pertenecientes a Saesa y sus filiales, quienes realizaron 2.582 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.
- Brigadas de Elite; 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.
- 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.
- 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.

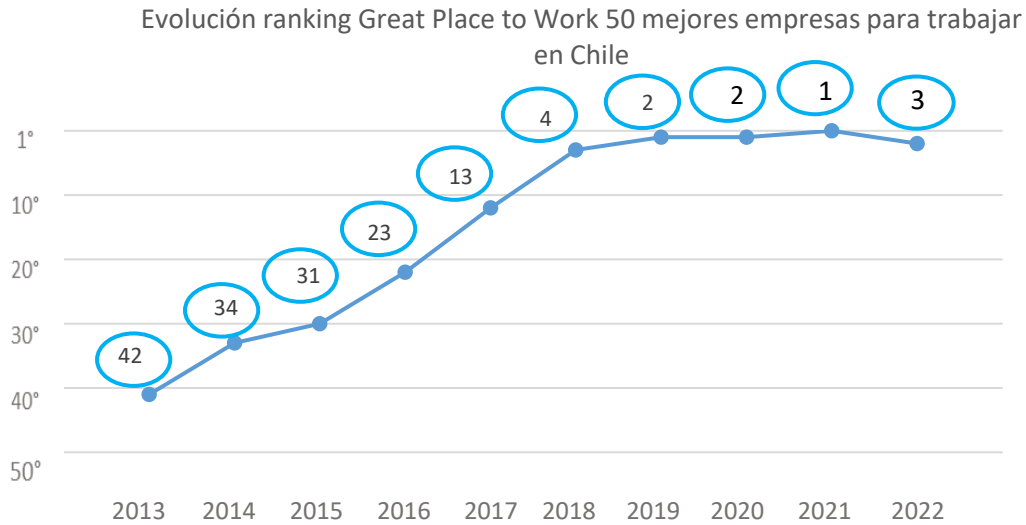
Con el objetivo de involucrar nuevas miradas, voces y opinión a la estrategia D.E.I., se conformó el comité de diversidad equidad e inclusión, espacio colaborativo compuesto por 7 líderes en roles claves dentro de la compañía que promueven las buenas prácticas D.E.I.

En términos regulatorios sobre inclusión laboral de personas con discapacidad (ley 21.015), Saesa y su filial Edelaysen, 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.



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 583 mil clientes. (clientes de Saesa, Luz Osorno y Edelayen)

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.

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 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.
- **Ampliados 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, 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 Saesa y sus filiales, 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 cedula 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.

ELECTRIFICACIÓN RURAL

El compromiso de Saesa y sus filiales 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, Saesa y sus filiales, pusieron en servicio **36** 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 16 comunas entre las regiones de los Lagos, Región de los Ríos, y Región de Aysén, y se firmaron **24** nuevos proyectos para **10** comunas ubicadas entre las regiones de los Lagos, Región de los Ríos y Región de 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 **1.297** familias de sectores rurales, considerando obras que abarcan una extensión de redes de 172 km de línea de media tensión, 125 km de línea de baja tensión en postación individual, 25 km de línea de baja tensión en postación común y 456 transformadores de distribución entre 5 y 15 kVA.

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 periodo 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, Saesa junto a sus filiales cuentan con un total de 47 centrales conectadas (incluyendo los procesos de ampliación) en calidad de PMGD sumando 123,11 [MW] de potencia instalada.

Recurso Fotovoltaico

Durante el año 2022 se conectó a la red 9 MW de energía fotovoltaica, en las redes de distribución de Saesa, 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 Rio Bueno, región de los Rios 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 Hidroriñinahue, 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.

GESTIÓN COMERCIAL

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;

- Simple y autogestionable
- 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 la compañía se había planteado.

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 gestionarla eficiente y oportunamente.



Lanzamiento nueva marca

La compañía 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 a nivel de grupo empresarial, 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 Saesa y sus filiales a obtener un resultado sostenido en mejoras, pese al gran número de temporales e incidentes climáticos.

LÍNEA DE TIEMPO

1926

Nace la Sociedad Austral de Electricidad S.A., Saesa, pequeña empresa privada que suministra energía eléctrica a Lebu, Arauco y Carampangue.

1945

Nace la Cooperativa Eléctrica de Osorno para abastecer al sector rural de Osorno.

1981

Copec se convierte en accionista mayoritario de Saesa y Frontel, con 87,5% y 83,7% del capital respectivamente. En Coyhaique se crea la Empresa Eléctrica de Aysén S.A., Edelayen, como filial de Endesa.

1994

Saesa se asocia con Transelec y crean Sistema de Transmisión del Sur S.A., STS, con una participación accionaria del 60% y 40%, respectivamente.

1996

Saesa adquiere a Transelec su 39,9% de las acciones de STS, logrando un 99,9% de la propiedad.

1999

Saesa adquiere el 99,9% de las acciones de Creo Ltda., en la X Región, STS, instalaciones de transmisión de Saesa, y de Cooperativa Eléctrica de Osorno Ltda., por un total de \$1.825 millones, aumentando significativamente su presencia en la X Región.

2001

En junio, se constituye la sociedad PSEG Chile Holding S.A., filial de PSEG Global Inc.

En agosto, Inversiones PSEG Chile I Ltda., filial de PSEG Chile Holding S.A., adquiere el 93,88% de las acciones de Saesa y el 13,71% de las acciones de Frontel, que eran propiedad de Copec.

1920

-

1940

1929

Saesa extiende sus servicios a Puerto Montt, Osorno y Valdivia, en la X Región.

1941

-

1980

1946

Corfo y Endesa compran una participación mayoritaria en Saesa para agilizar el ambicioso "Plan de Electrificación del País", impulsado por el Estado.

1981

-

1990

1989

Frontel inicia actividades de transmisión, con líneas de 66 kV y subestaciones de 66/23 kV. Al año siguiente lo hace Saesa.

1995

Copec alcanza una participación de 93,88% en Saesa.

1991

-

2000

1998

Saesa se adjudica el 90,11% de las acciones de Edelayen, licitadas por Corfo, extendiendo sus actividades a 1500 km, entre la VIII y la XI Región.

2000

Saesa y STS adecuan las instalaciones de transmisión que abastecen la Isla de Chiloé, quedando todo el sistema de transmisión de la isla energizado en 110 kV.

2001

-

2004

2002

El 31 de julio se incorpora a Saesa la totalidad de los accionistas y patrimonio de Saesa y de Inversiones PSEG Chile I Ltda., sociedades que se fusionaron.

2005

Se reestructura el organigrama de la Empresa y se anuncia una fuerte inversión en mejoramiento de instalaciones de distribución y transmisión. Se completa con éxito el financiamiento de largo plazo con aumento de capital de MM\$14.837 y refinanciamiento de pasivos en MUF 4.500.

2007

Se inicia la construcción del Proyecto Chiloé, que construirá un sistema de transmisión en 220 kV, entre Puerto Montt y la Isla de Chiloé, con una inversión de US\$27 millones.

Se obtiene un contrato por MUF 1.800, para el refinanciamiento del 100% de la amortización de los actuales bonos de largo plazo de Saesa. En diciembre se materializa la primera colocación de MUF 300.

2009

Continúa en desarrollo el agresivo plan de inversiones, orientado a proyectos de transmisión, generación, distribución, nuevos negocios, tecnologías de información y otros, invirtiendo durante el año MM\$ 26.000.

Finaliza la construcción del primer proyecto de electrificación rural conectada al SIC, mediante el cruce aéreo entre islas, desde Puluqui hasta Chidquapi.

2011

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

2013

En el mes de junio, nuevamente el consorcio conformado por Saesa y Chilquinta (esta última no perteneciente al grupo empresarial al que pertenece Saesa) adjudicándose 2 nuevos proyectos de transmisión troncal. Posteriormente constituyen la Sociedad Eletrans II.

En el mes de diciembre, entró en servicio el denominado proyecto Chiloé que contempló la ampliación de las instalaciones de 110 a 220 kV y aumento de la capacidad de suministro hacia la Isla de Chiloé de 55 a 110 MVA.

2006

Tras completar la inversión en mejoramiento, la Empresa logra elevar los índices de calidad de servicio, culminando el año con todos los indicadores exigidos por la autoridad dentro de los rangos permitidos.

2008

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

2010

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

2012

En el mes de febrero asumió como Gerente General del Grupo Saesa, Francisco Alliende Arriagada. En septiembre fue inaugurado, junto al Ministro de Energía, Jorge Bunster, el Proyecto Puyehue Rupanco. En diciembre la Compañía colocó bonos de MUF 2.500 para financiamiento de sus pasivos financieros.

2014

En el mes de septiembre se constituyó la Sociedad "Sistema de Transmisión del Norte S.A", posicionándose en el norte del país.

En el mes de noviembre se realizó una colocación de bonos en el mercado local por MUF 2.000 principalmente para inversiones y refinanciamiento de pasivos.

2015

En el mes de octubre, se constituyó la Sociedad “Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A” o SATT. Esta sociedad pertenece en un 99,9% a Saesa y en un 0,1% a STS y será la encargada de desarrollar y explotar el proyecto troncal S/E Crucero– Encuentro, que le fuera adjudicado a Saesa. En diciembre fue la puesta en Marcha de la línea de transmisión que une Copiapó con Diego de Almagro que se extienden entre la subestación Cardones, ubicada a 15 kilómetros al sur de Copiapó, y la subestación Diego de Almagro. Esta obra, a cargo del consorcio Eletrans, conformado por Saesa y Chilquinta, tiene una extensión de 156 kilómetros y significó una inversión de USD 70 millones.

2018

Durante el año, la filial, Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A se adjudica licitaciones públicas internacionales para la construcción de la nueva S/E seccionadora Río Toltén en la región de la Araucanía y para la construcción de la S/E Guardiamarina ubicada en Antofagasta. En agosto, se concluye la construcción de la línea de transmisión San Fabian-Ancoa desarrollada por la filial STC. En noviembre, inicia su operación en el sistema eléctrico nacional la S/E Kimal.

2020

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

Con fecha 21 de diciembre de 2020 en junta extraordinaria de accionistas se 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.

2022

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.

2016

En el mes de junio, se pone en marcha la línea de transmisión Sitramel, destinada a evacuar la central Kellar (500 MW), y que se extiende entre la subestación enlace y seccionamiento línea Angamos. Esta obra, a cargo de Sistema de transmisión del Norte; STN, significó una inversión de US\$70 MM.

2017

En el mes de mayo, se cierra la adquisición de la S/E Maria Elena 220 kV y se suscribe un contrato de peaje para la evacuación de la electricidad del parque fotovoltaico “Maria Elena”.

En junio, el Coordinador Eléctrico Nacional adjudica al consorcio SAESA CHILQUINTA, el proyecto “Nueva línea nueva Maitencillo- Punta Colorada- Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x 500 MVA”, lo que da paso a la constitución de la sociedad Eletrans III, sociedad a cargo de la ejecución del proyecto.

En agosto, se formaliza el contrato con la empresa HVM Chile en modalidad EPC para la ejecución de la ampliación de la Subestación San Andres 220 kV.

2019

A comienzos del año, 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.

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

En relación al plan de inversiones, se registró un aumento de 73% respecto del año anterior, alcanzando los MM\$45.133.

2021

Durante el año se ejecutaron diversos planes de inversión y mantenimiento relacionados a la mejora en la calidad de servicio, lo que contribuyó en la disminución considerable del tiempo sin suministro en comparación al año 2017; Saesa se desplazó en 21,0 a 13,4 horas en 2021.

DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN CHILE

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

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

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

Desde noviembre de 2017 operan interconectados los 2 principales sistemas eléctricos de Chile, que en conjunto representan cerca del 99% de la generación eléctrica del país: el Sistema Interconectado del Norte Grande ("SING"), que cubre la zona entre Arica y Antofagasta; el Sistema Interconectado Central ("SIC"), que se extiende desde Tal-Tal a Chiloé; constituyéndose de esta manera el nuevo Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Adicionalmente, existen varios sistemas medianos (SSMM), cuya capacidad instalada de generación es superior a los 1.500 kW e inferior a los 200 MW, que atienden en las regiones de Los Lagos, Aisén del General Carlos Ibáñez del Campo, 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 Saesa y su filial Edelaysen).

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

- Respecto al chequeo de rentabilidad de la industria, la banda cambia del -4% +4%, a una banda de -3% + 2% de la tasa establecida 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 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 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.

MARCO REGULATORIO

ASPECTOS GENERALES

La industria eléctrica nacional se encuentra regulada desde 1982, principalmente por el Decreto con Fuerza de Ley N°1/82, llamada Ley General Sobre Servicios Eléctricos (LGSE), y la reglamentación orgánica de dicha Ley. Desde su publicación se han realizado múltiples modificaciones a la Ley, que tuvieron un positivo impacto en el sector incentivando el nivel de inversión y regulando el proceso de obtención de contratos de compra de energía por parte de las distribuidoras para satisfacer el consumo. A continuación, se listan las últimas modificaciones realizadas.

Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local

El 15 de junio de 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.

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.

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.

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.

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.

Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica

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

Los principales cambios son:

a) Cambia la tasa fija del 10% antes de impuestos, por una tasa de mercado que se fija para cada proceso tarifario, cuyo valor tiene un piso de 6% y un techo de un 8% después de impuestos. Para el proceso tarifario noviembre 2020 – noviembre 2024 la tasa se fijó en un 6% después de impuestos.

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

c) Bases técnicas del proceso de tarificación pueden ser observadas y discrepadas en el Panel de Expertos.

d) Un solo estudio supervisado por un comité especial, integrado por representantes de las distribuidoras, 2 del Ministerio, 2 de CNE, dejando atrás la elaboración de 2 estudios, uno por las empresas y otro por la CNE ponderado los resultados 2/3 CNE y 1/3 empresas.

e) Luego del estudio, la CNE publica un informe técnico preliminar que puede ser observado y discrepado en el Panel de Expertos.

f) Respecto al chequeo de rentabilidad de la industria, la banda cambia del -4% +4%, a una banda de -3% + 2% de la tasa establecida. Realizado con la vida útil de la empresa modelo. 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.

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 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° 21.304 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.

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 implementada 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 Edelaysen.

Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19

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

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

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

El 11 de febrero de 2022 fue publicada en el Diario Oficial la Ley N°21.423, que regula el prorateo 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 de 2022.

Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

La industria eléctrica nacional está regulada fundamentalmente por organismos estatales, dentro de los que destacan la Comisión Nacional 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 divergencias entre los miembros del CEN o cuando se presentan diferencias en los procesos de fijación de precios, entre otras materias.

b) **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (“SEC”)**: Organismo descentralizado, encargado de fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas relativas a generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. Adicionalmente, es quien otorga concesiones provisionales y verifica la calidad de los servicios prestados.

c) **Ministerio de Energía**: Institución creada a partir del año 2010 a cargo de fijar los precios nudo, peajes de transmisión y transmisión zonal y tarifas de distribución. Además, otorga las concesiones definitivas, previo informe de la SEC. El objetivo general del Ministerio de Energía es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

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).

ACTIVIDADES DE LA SOCIEDAD

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 Edelayen, 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 Edelayen), 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 Maria Elena Solar S.A. (MES), que se encuentran imposibilitadas de suministrar a las Distribuidoras participantes de esa Licitación, entre ella 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.

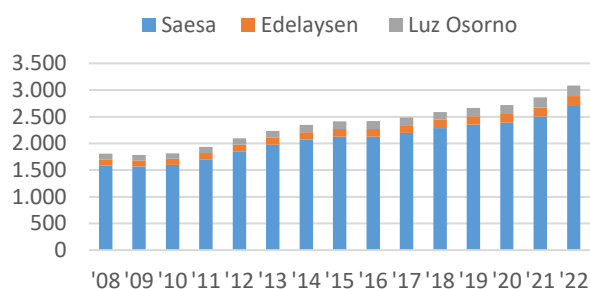
Para satisfacer adecuada y oportunamente el crecimiento en su zona de influencia, extender ésta hacia las zonas más aisladas y entregar un servicio cada vez mejor, Saesa en forma individual realizó inversiones que ascendieron a MM\$50.977 durante el año 2022.

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.

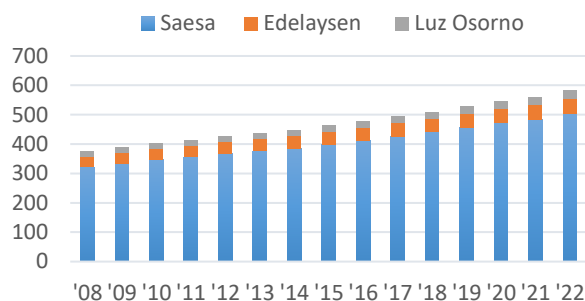
Por otro lado, están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos entre compañías relacionadas que se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado, que se calculan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



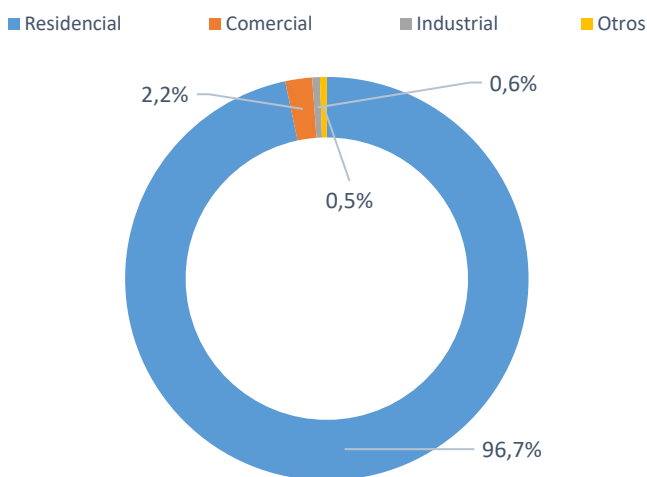
Las ventas de energía durante el 2022, de Saesa y sus Filiales, alcanzaron 3.086 GWh.

• 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 3,88% respecto al año 2021.

• COMPOSICIÓN DE CLIENTES



CONCESIONES

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

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

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

Las concesiones de que es titular Saesa y sus filiales, han sido otorgadas por la autoridad competente, con el carácter de indefinidas.

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

	SUPERFICIE (km ²)	CANTIDAD DE DECRETOS
SAESA	20.301	149
EDELAYSEN	620	6
LUZ OSORNO	4.361	12
Total	25.282	167

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 comercializadoras Saesa y su filial 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%.

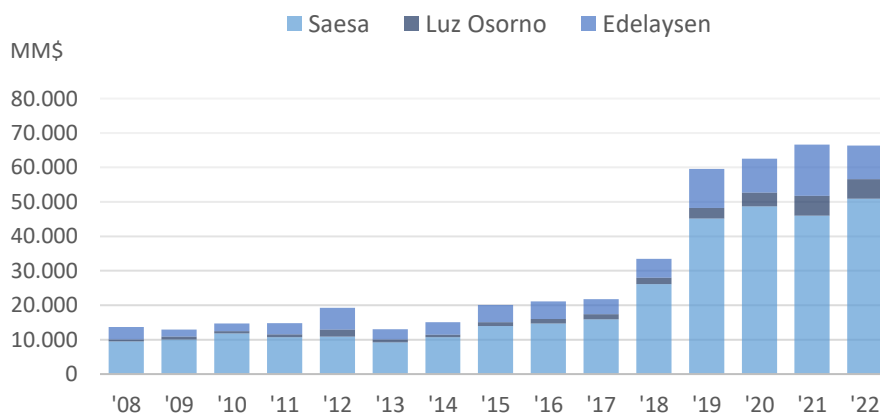
En la filial Edelayesen, empresa principalmente generadora, Copec constituye cerca del 50% y 80% respectivamente de la compra de petróleo, en resto de las compras se distribuyó principalmente entre Enx y Esmax.

INVERSIONES

Saesa realiza un plan quinquenal de inversiones, el plan contempla, por una parte, “inversiones base”, que consideran los proyectos necesarios para satisfacer la demanda y crecimiento normal del negocio y por otra, proyectos de rentabilidad.

El monto anual aproximado del plan de inversiones para Saesa y sus filiales (Luz Osorno y Edelayesen) bordea los MM\$ 34.500, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa.

La inversión total de Saesa y sus filiales, del año 2022 fue de \$ 66.337 millones.



PROPIEDADES E INSTALACIONES

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

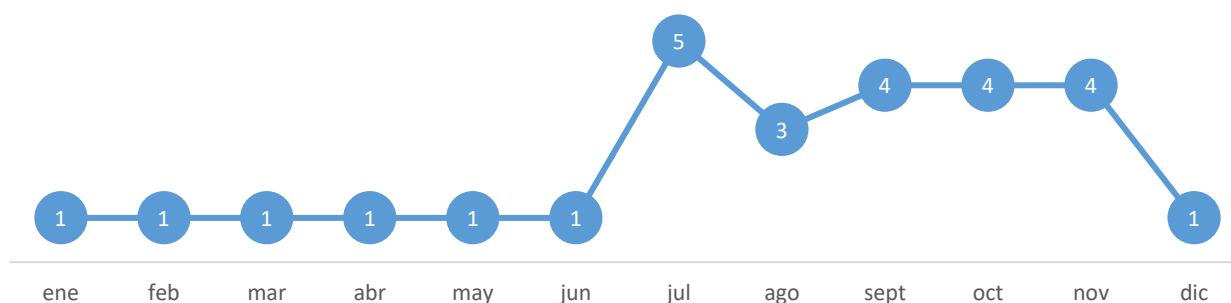
EMPRESA	PRINCIPALES PROPIEDADES	UBICACIÓN	CARACTERÍSTICAS
Saesa	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores	Localidades de las Provincias de Cautín, Valdivia, Ranco, Osorno, Llanquihue, Palena y Chiloé.	12.927 Líneas MT (km)
			10.653 Líneas BT (km)
			829 MVA (MT/BT)
Luz Osorno	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)
Edelaysen	Central Tehuelche	Coyhaique	20,68 MW
	Central Lago Atravesado	Coyhaique	10,50 MW
	Central Chacabuco	Chacabuco	9,68 MW
	Central Hidroeléctrica Aysén	Aysén	6,55 MW
	Otras Centrales	Distintas localidades de la región de Aysén	27,95 MW

CALIDAD DE SERVICIO

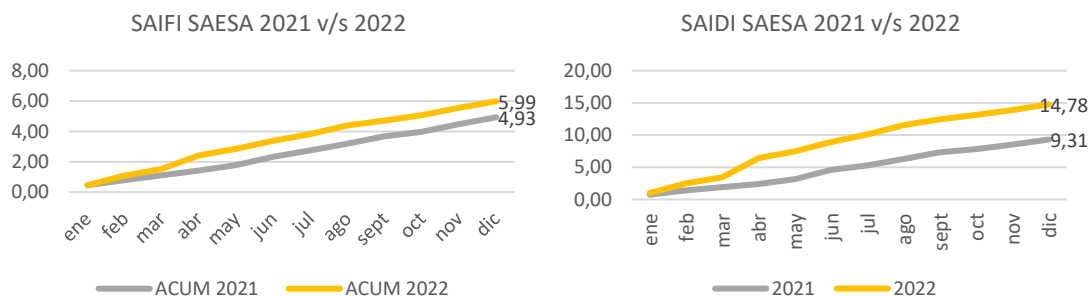
En el año 2022 la Calidad de Suministro se continúa midiendo de acuerdo a lo descrito en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, vigente desde septiembre de 2018. Esto significa que la unidad de medición para los indicadores corresponde a SAIFI y SAIDI de pares empresa-comuna.

En el gráfico siguiente, correspondiente a Saesa, se observa el comportamiento de las comunas fuera de estándar para el 2022.

CANTIDAD DE COMUNAS FUERA DE ESTANDAR 12 MESES MÓVILES-SAESA



Comparativa 2021 v/s 2022 SAIFI y SAIDI de Saesa considerando la distribución, es decir, interrupciones Internas + Fuerza Mayor y sin Desconexiones Programadas:



INVERSIONES PRODUCTIVAS

La eficiente política de inversiones de Saesa se traduce en una continua expansión de sus instalaciones, para así satisfacer adecuada y oportunamente el crecimiento en su zona de influencia, extender ésta hacia las zonas más aisladas de la Región de los Lagos y entregar un servicio cada vez mejor.

Las instalaciones de Saesa y sus filiales son las siguientes:

	2022
Líneas Alta Tensión (km)	339*
Líneas Media Tensión (km)	18.826
Líneas Baja Tensión (km)	12.645
MVA Instalados (MT/BT)	979

**Las líneas mencionadas en AT (339 km.) corresponden a la filial Edelayesen, y se trata de líneas de 23 kV. (MT) con alimentadores a 33 kV por lo tanto quedan clasificadas como AT.*

GENERACIÓN

La filial Edelayesen 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 Saesa y sus filiales son los siguientes:

	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 Chaullín	32	37
	Isla Chelin	75	102
	Isla Cheniao	60	91
EDELAYSEN	Cisnes	3.738	1437
	Huichas	837	484
	Villa O'Higgins	1061	390
	Amengual- La Tapera	536	314
TOTAL		8.568	5.643

FACTORES DE RIESGO

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

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

RIESGO REGULATORIO

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

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

El riesgo de este ítem está asociado principalmente a los cambios que puede impulsar la autoridad en aspectos regulatorios, así como en cada fijación tarifaria que afectan los ingresos actuales de la Sociedad.

De este modo, los ítems más importantes relacionados con este riesgo son los siguientes:

A) CAMBIO DE LA REGULACIÓN

El sector eléctrico se rige por una normativa, vigente desde 1982, que regula aspectos claves de la industria tales como tarifas, capacidad de las sociedades de abastecer a sus clientes y la calidad del suministro, entre otros. Hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica (ver nota N°3 punto 3.4 Marco Regulatorio de los Estados Financieros).

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

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

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

- Proceso de revisión, discusión y consulta pública de modificaciones a la LGSE, que gestione el Ministerio de Energía. En este sentido, la Autoridad ya ha manifestado su interés por introducir perfeccionamientos a la reciente Ley de Transmisión y también para los Sistemas Medianos. Adicionalmente, durante el año 2020 se

envió al congreso un proyecto de ley que establece el derecho a la portabilidad del servicio eléctrico, conocido como comercialización.

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

B) FIJACIÓN DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 24 de agosto de 2017, el Ministerio de Energía publicó un nuevo Decreto Supremo de fórmulas de tarifas (DS N°11T-2017), que regiría desde noviembre de 2016 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2020. Sin embargo, producto de la publicación de la Norma Técnica de Calidad de Servicio en Distribución (NT) a fines del 2017 y actualizada a fines del 2019, se estableció estándares más exigentes de duración y frecuencia de las interrupciones de suministro, niveles de calidad comercial, de calidad de producto y sistemas de medición y monitoreo, cuya exigencia se haría una vez que su costo de implementación se refleje en las tarifas de distribución, permitiendo a las empresas costear estas nuevas exigencias. Así, a fines de septiembre de 2018, se publicaron las nuevas tarifas (DS N°5T-2018), acorde a los nuevos estándares, que se encontrarán vigentes hasta el 3 de noviembre de 2020.

Estas tarifas son fijas, y se ajustan anualmente por un factor de economía de escala (reconociendo las eficiencias que se producen en cada sociedad producto del aumento de ventas), y por una fórmula de indexación que considera variaciones mensuales de la inflación local (IPC), inflación de Estados Unidos (CPI) y el tipo de cambio. No obstante, lo anterior, y producto de la molestia ciudadana del plan de conversión de medidores a medidores inteligentes considerado en la NT, e incluido en la tarifa de distribución, se solicita a las Distribuidoras Eléctricas descontar los montos ya cobrados, y eliminar este concepto de las tarifas finales.

Hasta ahora, la tarifa era fijada buscando una tasa interna de retorno de 10% antes del impuesto para cada empresa modelo, sobre sus activos modelados. Para validar las tarifas determinadas, se debía comprobar que la rentabilidad del conjunto de todas las Distribuidoras operando, consideradas como una sola entidad, se encuentra dentro de la banda del 4% en torno al 10% teórico (entre 6% y 14%).

Producto de la ley N°21.194-19 antes mencionada se realizaron los siguientes cambios al proceso tarifario:

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

- Un solo estudio supervisado por un comité especial, integrado por representantes de las distribuidoras, dos del Ministerio, dos de CNE, dejando atrás la elaboración de dos estudios, uno por las empresas y otro por la CNE ponderado los resultados dos tercios CNE y un tercio empresas.
- Informe técnico CNE preliminar observable y discrepable en el Panel de Expertos.
- Respecto al chequeo de rentabilidad de la industria, la banda cambia del -4% + 4%, a una banda de -3% + 2% de la tasa establecida. Realizado con la vida útil de la empresa modelo.
- Mayor participación ciudadana en todo el proceso.

A diciembre de 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 saldará con la entrada de los contratos de suministros ya firmados que en promedio son más baratos que los actuales. En todo caso, la tarifa final resultante para cada periodo antes de que salden las diferencias, no podrá superar el precio congelado indexado por el IPC, a menos que quede un remanente al 31-12-2026, en cuyo caso, el saldo se traspasará al usuario final.

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.

RIESGO CONTRATO DE SUMINISTRO Y ABASTECIMIENTO

A) CONTRATOS DE SUMINISTRO A CLIENTES REGULADOS

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

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

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

Producto de la entrada en vigor de la Ley N°20.805, durante el primer trimestre de cada año, la CNE solicita a todas las distribuidoras el envío de las proyecciones de demanda de clientes regulados. Con estos antecedentes la Comisión emite un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó el proceso de licitación 2022/01 (suministro enero 2027 – diciembre 2046), cuya adjudicación está contemplada para junio 2022.

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

Durante el año 2020 el Ministerio de Energía presentó un proyecto de Ley de Portabilidad Eléctrica, que modificaría el esquema de licitaciones permitiendo, de forma paulatina, que todos los clientes elijan su suministrador de electricidad de forma competitiva, el cual no tuvo avances en el congreso durante el año 2021.

B) ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA

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

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

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

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

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

RIESGO FINANCIERO

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

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

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

GESTIÓN FINANCIERA

UTILIDAD LIQUIDA DISTRIBUIBLE

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

Esta política de cálculo de la utilidad líquida distribuable es aplicable a partir del año 2010, tras acuerdo en sesión de directorio de fecha 7 de octubre de 2010 y conforme a lo estipulado en la Circular N°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 pérdida financiera líquida por el ejercicio 2022 asciende a M\$-5.670.457.-

DIVIDENDOS

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

DIVIDENDO	FECHA DE PAGO	\$ POR ACCIÓN MONEDA HISTÓRICA	IMPUTADO EJERCICIO
Final N°11	24-05-2019	0,00256381	2018
Final N°12	30-05-2020	0,00455838	2019
Final N°13	28-05-2021	0,00560523	2020
Final N°14	27-05-2022	0,00213126	2021

DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES

El Directorio de la sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas no distribuir dividendos, por encontrarse con pérdida financiera al 31 de diciembre de 2022.

CAPITAL SOCIAL

El capital suscrito y pagado de la sociedad al 31 de diciembre de 2022 ascendía a M\$ 219.326.076 distribuido en 9.005.380.049.737 acciones suscritas y pagadas.

En caso de que la Junta Ordinaria de Accionistas apruebe la no distribución de utilidades propuesta, la composición de los fondos sociales al 31 de diciembre de 2022 sería la siguiente:

	M\$
Capital emitido	219.326.076
Ganancias acumuladas	38.657.687
Otras reservas	8.093.188
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	266.076.951

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:

REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO (M\$)

	2022	2021
Jorge Lesser García-Huidobro	33.585	33.187
Ivan Díaz Molina	39.404	33.206
TOTAL	72.989	66.393

**Considera remuneraciones pagadas por Saesa y filiales (Luz Osorno y Edelayesen)*

Durante el año 2022, la Sociedad y sus filiales no han realizado pagos a empresas relacionadas con Directores, no existen gastos en asesorías ni otros servicios relevantes contratados por el Directorio, o incentivos, tales como bonos, compensaciones en acciones, opciones de acciones u otros.

Los directores no poseen porcentajes de participación en la propiedad de la Sociedad matriz y sus filiales.

EJECUTIVOS PRINCIPALES

La sociedad y 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

	AÑO 2022			AÑO 2021
MM\$	SAESA	EDELAYSEN	TOTAL	TOTAL
REMUNERACIONES FIJAS	4.136	82	4.218	3.801
INCENTIVOS VARIABLES	2.110	36	2.146	1.947
Total	6.246	118	6.364	5.748

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 DE PERSONAL

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

	SAESA	EDELAYSEN	LUZ OSORNO	TOTAL
GERENCIA Y EJECUTIVOS PRINCIPALES	37	1	-	38
PROFESIONALES Y TÉCNICOS	474	50	16	540
ADMINISTRATIVOS Y ELECTRICISTAS	118	49	5	172
TOTAL	629	100	21	750

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, 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, 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. Los recursos financieros se obtienen de fuentes propias, endeudamiento tradicional, instrumentos de oferta pública y privada, y aportes de capital, siempre manteniendo estructuras estables y velando por optimizar el uso de los productos más convenientes en el mercado.

POLÍTICA DE DIVIDENDOS

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

PROPIEDADES Y SEGUROS

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

HECHOS RELEVANTES

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

1. 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.
2. En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 27 de abril de 2022 se aprobó el pago de un dividendo final de \$0,00213126268 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021.
El dividendo se pagó en dinero efectivo y el número de acciones con derecho a recibirlo asciende a 9.005.380.049.737 lo que significa un pago total de M\$19.192.830 por este concepto.

3. En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 27 de abril de 2022, el Directorio de las filiales Compañía Eléctrica Osorno S.A. (Luz Osorno) y Empresa Eléctrica de Aisén S.A. (Edelaysen), aprobó el pago de un dividendo final de \$340.236,70603 por acción para Luz Osorno y \$38,80470994 por acción para Edelaysen, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021.

Los dividendos se pagaron en dinero efectivo y el número de acciones con derecho a recibirlos ascienden a 7.645 para Luz Osorno y 37.577.393 para Edelaysen, lo que significa un pago total de M\$2.601.110 para Luz Osorno y M\$1.458.180 para Edelaysen.

4. Con fecha 11 de mayo de 2022 se comunicó que 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 Ivan 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 electricidad para clientes regulados. Esta Ley permite sólo alzas graduales de las cuentas de la luz durante la próxima década.

Los clientes de la Sociedad 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 6 de diciembre de 2022, en Junta Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad, 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 de la Sociedad, 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 la Sociedad.

EMPRESAS FILIALES

Edelaysen

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado: M\$37.005.894

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

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

Esencialmente, Edelaysen es una empresa verticalmente integrada que genera energía eléctrica en un 100% y la distribuye en las zonas que le fueron otorgadas en concesión y en las que posee permisos municipales.

Además, realiza ventas de energía en media tensión a Saesa, en Palena.

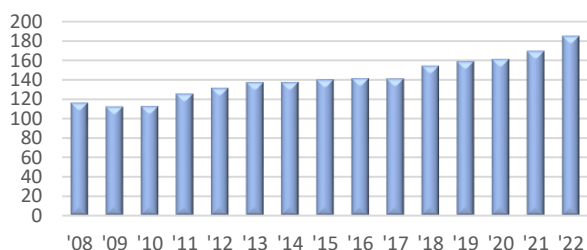
Con el fin de satisfacer la demanda y crecimiento normal del servicio, mejorando la confiabilidad del sistema, la sociedad efectuó inversiones por MM \$9.756 durante el año 2022.

Edelaysen representa un 12,04% del activo de Saesa. (dueña directa)

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

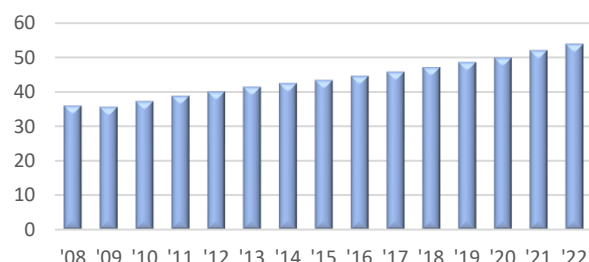
Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos en cuentas corrientes que pagan intereses de mercado, que se calculan por el periodo que dure la operación.

• VENTAS DE ENERGÍA en GWh



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

• CLIENTES ATENDIDOS en miles

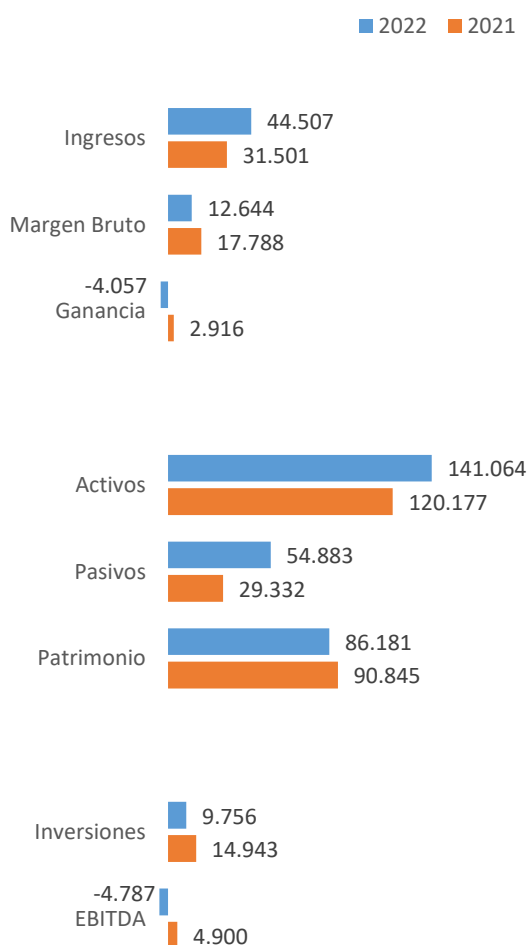


Edelaysen al cierre del ejercicio 2022 atendía a más de 53 mil clientes.

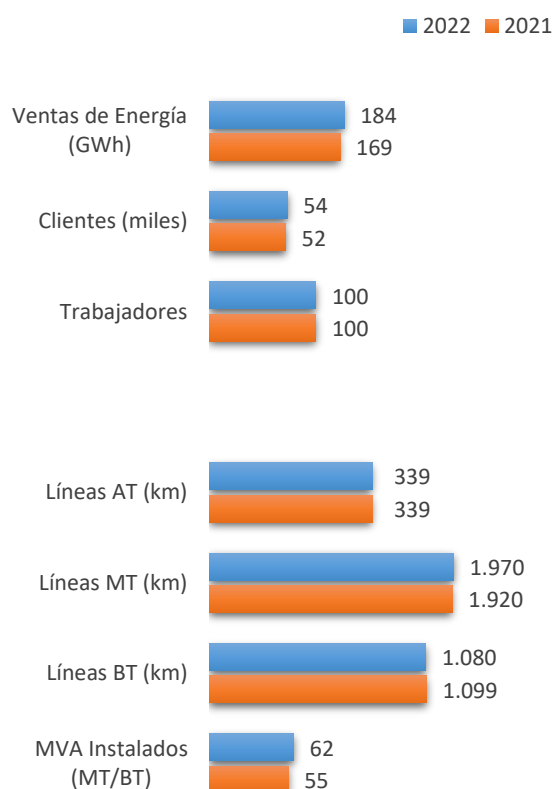
CAPACIDAD DE CENTRALES

	Tipo Tecnología	MW Instalados	N° Centrales
Edelaysen	Hidroeléctricas	22,59	7
	Eólica	2,97	1
	Diésel	49,80	19
	Total	75,358	27

ANTECEDENTES FINANCIEROS (MM\$)



ANTECEDENTES OPERACIONALES



Luz Osorno

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 Maria 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 realizo inversiones por MM\$5.605, enfocadas principalmente en atender el crecimiento de la demanda de energía y extender la cobertura geográfica.

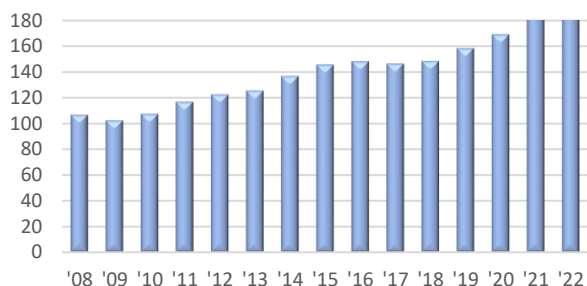
Luz Osorno representa un 2,95% del activo de Saesa (dueña directa)

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.

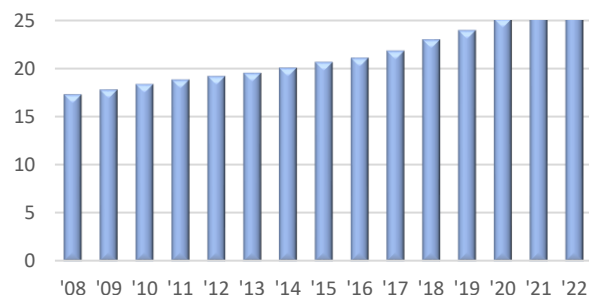
Por otro lado, están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos en cuentas corrientes, que pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación.

• VENTAS DE ENERGÍA en GWh



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

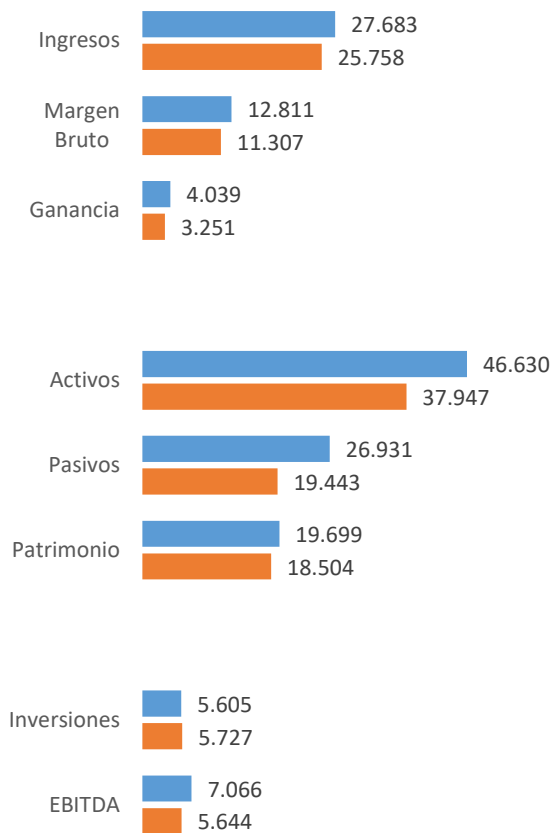
• CLIENTES ATENDIDOS en miles



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

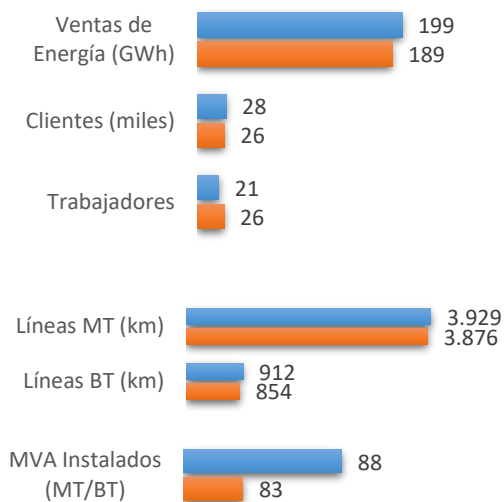
ANTECEDENTES FINANCIEROS (MM\$)

■ 2022 ■ 2021



ANTECEDENTES OPERACIONALES

■ 2022 ■ 2021



DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

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



Jorge Lesser García-Huidobro / 6.443.633-3
PRESIDENTE



Iván Díaz-Molina / 14.655.033-9
VICEPRESIDENTE



Juan Ignacio Parot B. / 7.011.905-6
DIRECTOR TITULAR

LUZ GRANIER
BULNES

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

Luz Granier / Rut 7.040.317-K
DIRECTOR TITULAR



Ashley Munroe / Extranjero
DIRECTOR TITULAR



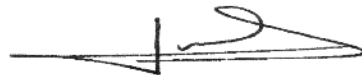
Shama Naquashbandi / Extranjero
DIRECTOR TITULAR



Jonathan Reay / Extranjero
DIRECTOR TITULAR



Stephen Best / Extranjero
DIRECTOR TITULAR



Francisco Alliende Arriagada / 6.379.874-6
GERENTE GENERAL

ESTADOS FINANCIEROS

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD 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
Sociedad Austral de Electricidad S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Sociedad Austral de Electricidad 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 Sociedad Austral de Electricidad 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”).



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**

**SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.
Y FILIALES**

En miles de pesos chilenos – M\$

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD 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	65.263.490	16.399.907
Otros activos no financieros corrientes	-	1.060.050	810.991
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	7	135.405.630	109.108.634
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	8	7.241.064	13.343.531
Inventarios corrientes	9	31.312.439	26.211.515
Activos por impuestos corrientes, corriente	10	11.566.151	7.659.412
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		251.848.824	173.533.990
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		251.848.824	173.533.990
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	-	2.793.576	-
Otros activos no financieros no corrientes	-	1.566	1.566
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	7	28.891.465	19.543.057
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	8	-	9.591.927
Activos intangibles distintos de la plusvalía	11	19.196.200	20.291.078
Plusvalía	12	108.306.883	108.306.883
Propiedades, planta y equipo	13	431.610.530	376.852.976
Activos por derecho de uso	14	734.476	989.618
Activos por impuestos diferidos	15	13.825.406	6.938.346
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		605.360.102	542.515.451
TOTAL ACTIVOS		857.208.926	716.049.441

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD 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	16	4.605.579	4.093.345
Pasivos por arrendamientos corrientes	14	424.590	371.454
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	17	115.234.608	90.611.624
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	8	5.646.204	10.480.466
Otras provisiones corrientes	19	2.554.758	2.467.566
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	10	3.635.990	5.868.288
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	19	8.259.158	6.292.686
Otros pasivos no financieros corrientes	20	26.791.470	27.826.598
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		167.152.357	148.012.027
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		167.152.357	148.012.027
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	16	185.258.598	165.630.990
Pasivos por arrendamientos no corrientes	14	378.482	693.137
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	8	203.865.266	81.710.094
Pasivo por impuestos diferidos	15	18.234.472	20.407.275
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	19	10.336.755	8.031.459
Otros pasivos no financieros no corrientes	20	57.274	54.396
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		418.130.847	276.527.351
TOTAL PASIVOS		585.283.204	424.539.378
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	21	219.326.076	219.326.076
Ganancias (pérdidas) acumuladas	21	38.657.687	57.763.125
Otras reservas	21	8.093.188	8.257.933
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		266.076.951	285.347.134
Participaciones no controladoras	21	5.848.771	6.162.929
PATRIMONIO TOTAL		271.925.722	291.510.063
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		857.208.926	716.049.441

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD 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 M\$	01/01/2021 31/12/2021 M\$
Ganancia (pérdida)			
Ingresos de actividades ordinarias	22	353.125.197	309.391.521
Otros ingresos	22	37.726.449	53.463.304
Materias primas y consumibles utilizados	23	(256.727.385)	(224.920.633)
Gastos por beneficios a los empleados	24	(34.178.293)	(31.166.245)
Gasto por depreciación y amortización	25	(19.208.640)	(17.329.417)
Otros gastos, por naturaleza	27	(54.525.778)	(47.838.161)
Otras ganancias (pérdidas)	29	119.064	1.694.978
Ingresos financieros	28	1.011.444	514.613
Costos financieros	28	(16.964.881)	(5.967.044)
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	26	(1.978.198)	(6.878.818)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	28	(1.340.806)	2.341.811
Resultados por unidades de reajuste	28	(22.333.818)	(10.230.632)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos		(15.275.645)	23.075.277
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	15	9.335.032	(3.681.822)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		(5.940.613)	19.393.455
Ganancia (pérdida)		(5.940.613)	19.393.455
Ganancia (pérdida), atribuible a			
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	(5.670.457)	19.192.830
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	21	(270.156)	200.625
Ganancia (pérdida)		(5.940.613)	19.393.455

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD 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 M\$	01/01/2021 31/12/2021 M\$
Ganancia (pérdida)		(5.940.613)	19.393.455
Otro resultado integral			
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	19	(398.208)	2.344.944
Otro resultado integral que no se reclasificará al resultado de periodo, antes de impuestos		(398.208)	2.344.944
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		170.348	(170.349)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		170.348	(170.349)
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado de periodo, antes de impuestos		170.348	(170.349)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(227.860)	2.174.595
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo			
Impuesto a las ganancias relativo a nuevas mediciones de planes de beneficios definidos de otro resultado integral	15	107.517	(633.135)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo		107.517	(633.135)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	15	(45.994)	45.994
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo		(45.994)	45.994
Otro resultado integral		(166.337)	1.587.454
Resultado integral		(6.106.950)	20.980.909
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		(5.835.202)	20.783.694
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		(271.748)	197.215
Resultado integral		(6.106.950)	20.980.909

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados 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	219.326.076	-	(124.354)	(194.406)	8.576.693	8.257.933	57.763.125	285.347.134	6.162.929	291.510.063
Incremento (disminución) del patrimonio por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial reexpresado al 01/01/2022	219.326.076	-	(124.354)	(194.406)	8.576.693	8.257.933	57.763.125	285.347.134	6.162.929	291.510.063
Cambios en el patrimonio										
Resultado integral										
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	(5.670.457)	(5.670.457)	(270.156)	(5.940.613)
Otro resultado integral	-	-	124.354	(289.099)	-	(164.745)	-	(164.745)	(1.592)	(166.337)
Total Resultado integral	-	-	124.354	(289.099)	-	(164.745)	(5.670.457)	(5.835.202)	(271.748)	(6.106.950)
Emisión de patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	(13.434.981)	(13.434.981)	-	(13.434.981)
Incrementos (disminuciones) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	(42.410)	(42.410)
Otros Incrementos (disminuciones)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Cambios en el patrimonio	-	-	124.354	(289.099)	-	(164.745)	(19.105.438)	(19.270.183)	(314.158)	(19.584.341)
Patrimonio final al 31/12/2022	219.326.076	-	-	(483.505)	8.576.693	8.093.188	38.657.687	266.076.951	5.848.771	271.925.722

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados 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	219.326.076	-	-	(1.909.624)	8.576.693	6.667.069	51.539.177	277.532.322	6.028.037	283.560.359
Incremento (disminución) del patrimonio por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial reexpresado al 01/01/2021	219.326.076	-	-	(1.909.624)	8.576.693	6.667.069	51.539.177	277.532.322	6.028.037	283.560.359
Cambios en el patrimonio										
Resultado integral										
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	19.192.830	19.192.830	200.625	19.393.455
Otro resultado integral	-	-	(124.354)	1.715.218	-	1.590.864	-	1.590.864	(3.410)	1.587.454
Total Resultado integral	-	-	(124.354)	1.715.218	-	1.590.864	19.192.830	20.783.694	197.215	20.980.909
Emisión de patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	(12.968.882)	(12.968.882)	-	(12.968.882)
Incrementos (disminuciones) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	(62.323)	(62.323)
Otros Incrementos (disminuciones)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Cambios en el patrimonio	-	-	(124.354)	1.715.218	-	1.590.864	6.223.948	7.814.812	134.892	7.949.704
Patrimonio final al 31/12/2021	219.326.076	-	(124.354)	(194.406)	8.576.693	8.257.933	57.763.125	285.347.134	6.162.929	291.510.063

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Flujo 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	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	-	436.049.227	394.439.368
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		1.054.320	666.395
Otros cobros por actividades de operación	-	6.888.443	5.396.095
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	-	(385.908.297)	(315.457.652)
Pagos a y por cuenta de los empleados	-	(25.966.730)	(29.630.044)
Otros pagos por actividades de operación	-	(2.419.053)	(3.586.323)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones		29.697.910	51.827.839
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación	-	(5.391.500)	(31.350.833)
Otras entradas (salidas) de efectivo, clasificados como actividades de operación	-	-	12.792
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		24.306.410	20.489.798
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas	-	(420.000)	(37.864.598)
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión	-	(68.485.385)	(75.134.290)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera, clasificados como actividades de inversión	-	-	(864.297)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera, clasificados como actividades de inversión	-	-	291.146
Cobros a entidades relacionadas	-	9.526.011	46.020.970
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión	-	1.065.138	523.394
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(58.314.236)	(67.027.675)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos, clasificados como actividades de financiación	6	-	140.000.000
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		-	140.000.000
Préstamos de entidades relacionadas	6	229.042.048	153.869.127
Reembolsos de préstamos, clasificados como actividades de financiación	6	(2.991.793)	(140.000.000)
Pagos de pasivos por arrendamientos	6	(368.579)	(416.738)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	6	(106.925.348)	(72.523.033)
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación	-	(19.293.035)	(50.584.000)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación	6	(15.883.869)	(6.372.772)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		83.579.424	23.972.584
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	-	49.571.598	(22.565.293)
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	-	(708.015)	105.102
Incremento (disminución) de efectivo y equivalentes al efectivo		48.863.583	(22.460.191)
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del periodo	-	16.399.907	38.860.098
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	6	65.263.490	16.399.907

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

ÍNDICE

1	Información General y Descripción del Negocio	12
2	Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas.....	12
2.1	Principios contables.....	12
2.2	Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas	13
2.3	Período cubierto	13
2.4	Bases de preparación	13
2.5	Bases de consolidación	13
2.6	Moneda funcional	15
2.7	Bases de conversión	15
2.8	Compensación de saldos y transacciones.....	16
2.9	Propiedades, planta y equipo	16
2.10	Activos intangibles.....	17
2.10.1	Plusvalía comprada	17
2.10.2	Servidumbres	18
2.10.3	Programas informáticos	18
2.10.4	Costos de investigación y desarrollo	18
2.11	Deterioro de los activos no financieros	18
2.12	Arrendamientos.....	19
2.12.1	Sociedad actúa como arrendatario:	19
2.12.2	Sociedad actúa como arrendador:	20
2.13	Instrumentos financieros.....	20
2.13.1	Activos financieros	20
2.13.2	Pasivos financieros	22
2.13.3	Derivados y contabilidad de cobertura	22
2.13.4	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	23
2.13.5	Derivados implícitos	23
2.13.6	Instrumentos de patrimonio	23
2.14	Inventarios.....	24
2.15	Otros pasivos no financieros	24
2.15.1	Ingresos diferidos	24
2.15.2	Subvenciones estatales	24
2.15.3	Obras en construcción para terceros	24
2.16	Provisiones	24
2.17	Beneficios a los empleados	25
2.18	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	25
2.19	Impuesto a las ganancias y diferidos	26
2.20	Reconocimiento de ingresos y costos.....	26
2.21	Dividendos	27
2.22	Estado de flujos de efectivo.....	28
2.23	Reclasificaciones	28
2.24	Nuevos pronunciamientos contables	28
3	Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	29
3.1	Generación eléctrica.....	29
3.2	Distribución	30
3.3	Marco regulatorio.....	31
3.3.1	Aspectos generales	31
3.3.2	Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local.....	31
3.3.3	Ley que obliga a solventar el empalme y medidor en caso de fuerza mayor.....	31
3.3.4	Ley de Generación Residencial.....	31
3.3.5	Norma Técnica de Distribución	31
3.3.6	Ley que regula el retiro de líneas aéreas y subterráneas de comunicaciones	32
3.3.7	Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica	32
3.3.8	Ley de estabilización transitoria de precios	33
3.3.9	Ley N° 21.304 sobre el suministro a clientes electrodependientes.....	33

3.3.10	Resolución Exenta CNE N°176/2020 - Giro Exclusivo	33
3.3.11	Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19.....	33
3.3.12	Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	34
4	Política de Gestión de Riesgos	35
4.1	Riesgo financiero	35
4.1.1	Tipo de cambio	35
4.1.2	Variación UF	35
4.1.3	Tasa de interés	36
4.1.4	Riesgo de liquidez.....	36
4.1.5	Riesgo de crédito.....	37
5	Juicios y estimaciones de la Administración al aplicar las políticas contables críticas de la entidad	38
6	Efectivo y Equivalentes al Efectivo.....	39
7	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar	41
8	Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas.....	45
8.1	Accionistas.....	45
8.2	Saldos y transacciones con entidades relacionadas	45
8.3	Directorio y personal clave de la gerencia.....	47
9	Inventarios	49
10	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	50
11	Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	50
12	Plusvalía	51
13	Propiedades, Planta y Equipo	52
14	Activos por Derechos de Uso y Obligaciones por Arrendamientos.....	54
15	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos	56
15.1	Impuesto a la Renta.....	56
15.2	Impuestos diferidos.....	57
16	Otros Pasivos Financieros Corrientes y no Corrientes	58
16.1	Instrumentos derivados.....	58
17	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar.....	59
18	Instrumentos Financieros	61
18.1	Instrumentos financieros por categoría	61
18.2	Valor Justo de instrumentos financieros	62
19	Provisiones.....	63
19.1	Otras Provisiones corrientes.....	63
19.2	Provisiones Corrientes, por beneficios a los empleados	63
19.3	Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados.....	64
19.4	Juicios y multas.....	66
19.4.1	Juicios.....	66
19.4.2	Multas	67
20	Otros Pasivos no Financieros	67
21	Patrimonio	67
21.1	Patrimonio Neto de la Sociedad	67
21.1.1	Capital suscrito y pagado	67
21.1.2	Dividendos.....	68
21.1.3	Otras reservas	68
21.1.4	Diferencias de conversión	69
21.1.5	Ganancias Acumuladas	69
21.2	Gestión de capital.....	70
21.3	Restricciones a la disposición de fondos	70
21.4	Participaciones no controladoras	70
22	Ingresos.....	70
23	Materias Primas y Consumibles Utilizados	72
24	Gastos por Beneficios a los Empleados.....	73
25	Gasto por Depreciación, Amortización	73
26	Ganancia (Pérdida) por deterioro	73
27	Otros Gastos por Naturaleza.....	74
28	Resultado Financiero	74
29	Otras ganancias (pérdidas)	75
30	Información por Segmento	75

31 Medio Ambiente	78
32 Garantías Comprometidas con Terceros	78
33 Cauciones Obtenidas de Terceros.....	78
34 Compromisos y Restricciones	78
35 Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo	82
36 Información Adicional Sobre Deuda Financiera	82
37 Sanciones.....	84
38 Hechos Posteriores	84

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD 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

Sociedad Austral de Electricidad S.A., en adelante la “Sociedad” o “SAESA” se constituyó bajo el nombre “Inversiones Los Lagos II Limitada” (“Los Lagos II”) producto de la división de la sociedad Inversiones Los Lagos Limitada en cuatro sociedades de responsabilidad limitada, una de las cuales subsistió con el mismo nombre y tres nuevas sociedades, entre las cuales se encuentra la Sociedad.

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

La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores con el número 1.072, y está sujeta a la fiscalización de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF).

Las sociedades filiales inscritas en el Registro de Entidades Informantes son Compañía Eléctrica Osorno S.A. (en adelante “Luz Osorno”), inscrita con el número 116, y Empresa Eléctrica de Aisén S.A. (en adelante “Edelaysen”), inscrita con el número 28.

El domicilio legal de la Sociedad es Isidora Goyenechea 3621, piso 3, Santiago, y el domicilio comercial principal es Bulnes 441, Osorno.

b) Información del Negocio

SAESA y su filial Luz Osorno distribuyen energía eléctrica en la zona sur del país, en el área comprendida entre las provincias de Cautín (Región de La Araucanía) y Palena (Región de Los Lagos). La filial Edelaysen es una empresa verticalmente integrada que genera en un 100% la energía para distribuir en su zona de influencia, principalmente en la Región de Aisén.

2 Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1 Principios contables

Los presentes Estados Financieros 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 periodos, 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 Sociedad Austral de Electricidad 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 del grupo, son eliminados en la consolidación.

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

RUT	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	93,2373%	0,0000%	93,2373%	93,2373%
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	Chile	Peso Chileno	99,8954%	0,0000%	99,8954%	99,8954%

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 Estado 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 Consolidados se registran en el rubro "Reservas por conversión" dentro del Patrimonio Neto.

2.6 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 es como sigue:

Sociedad	Nombre abreviado	Moneda funcional
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	Peso Chileno
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Peso Chileno

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

2.7 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 período, 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 o 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

2.8 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.

2.9 Propiedades, planta y equipo

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

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

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

Costos por préstamos capitalizados	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados (ver nota 28)	810.891	1.080.108
Tasa de capitalización de costos moneda funcional CLP	3,64%	3,63%

- Costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$2.528.726 por el año terminado al 31 de diciembre de 2022 y a M\$3.621.600 por el año terminado al 31 de diciembre de 2021 (ver nota 24).
- 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 año 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 las reparaciones y mantenciones que no cumplan con lo mencionado anteriormente se cargan en el resultado del ejercicio 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 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, justando 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.

2.10 Activos intangibles

2.10.1 Plusvalía comprada

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

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

La Sociedad 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.

2.10.2 Servidumbres

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

2.10.3 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.

2.10.4 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 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.

2.11 Deterioro de los 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. no han sido ajustados.

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.

2.12 Arrendamientos

2.12.1 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.

2.12.2 Sociedad actúa como arrendador:

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

El resto de los arrendamientos son clasificados como arrendamientos operativos.

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

2.13 Instrumentos financieros

Los activos y los pasivos financieros se reconocen en el Estado Consolidado de Situación Financiera de la Sociedad cuando éste pasa a ser parte de las disposiciones contractuales del instrumento.

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

2.13.1 Activos financieros

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

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

a) Clasificación y medición inicial de los activos financieros

Los criterios de clasificación y medición corresponden a los siguientes:

i Instrumento de deuda a costo amortizado:

- El activo financiero se mantiene dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es mantener activos financieros para recaudar flujos de efectivo contractuales; y
- Las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar en fechas específicas a flujos de efectivo que son únicamente pagos de capital e intereses sobre el monto principal pendiente.

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

- El activo financiero se mantiene dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo se logra tanto recogiendo flujos de efectivo contractuales como vendiendo los activos financieros; y
- Las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar en fechas específicas a flujos de efectivo que son únicamente pagos de capital e intereses sobre el importe principal pendiente.

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

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

- El Grupo puede elegir irrevocablemente presentar cambios posteriores en el valor razonable de una inversión en acciones en otros resultados integrales si se cumplen ciertos criterios; y
- El Grupo puede designar irrevocablemente una inversión de deuda que cumpla con los criterios de costo amortizado o VRCCORI medidos en VRCCRI si al hacerlo se elimina o reduce significativamente un ajuste contable.

b) Medición posterior de los activos financieros

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

i. En el caso de los activos financieros inicialmente reconocidos a costo amortizado, se miden utilizando el método de tipo de interés efectivo, que une las futuras recaudaciones de efectivo estimadas durante la vida esperada del activo financiero.

ii. Los activos financieros reconocidos a valor razonable con cambios en otros ingresos integrales se miden posteriormente a valor razonable. Los ingresos por intereses se calculan utilizando el método de la tasa de interés efectiva, las ganancias y pérdidas por diferencias de tipo de cambio y el deterioro se reconocen en los resultados. Otras ganancias y pérdidas netas se reconocen en el estado de resultados integrales. En desreconocimiento, las ganancias y pérdidas acumuladas en otros resultados integrales se reclasifican a los resultados del año.

iii. En relación con los activos financieros inicialmente reconocidos a valor razonable con cambios en resultados integrales, estos se miden posteriormente a valor razonable. Las ganancias o pérdidas netas, incluidos los intereses o los ingresos por dividendos, se reconocen en el resultado del año. Estos activos financieros se mantienen para su negociación y se adquieren con el fin de venderlos a corto plazo. Los activos financieros de esta categoría se clasifican como otros activos financieros corrientes.

c) Deterioro de activos financieros

Para las cuentas por cobrar comerciales, cuentas por cobrar por arrendamientos financieros y los activos contractuales, la Sociedad ha 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.

Las cuentas comerciales por cobrar son los usuarios asociados a la 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.

2.13.2 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 de resultados integrales a lo largo de la vida de la deuda de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

2.13.3 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 puede estar expuesta.

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 ha cumplido los requisitos para la cobertura de flujos de caja de los instrumentos derivados que se hayan suscrito. Además, para cumplir los requisitos establecidos en la norma, se supervisa regularmente la eficacia durante el período de cobertura. La eficacia de las transacciones derivadas se supervisa de forma retrospectiva y prospectiva. Dicha eficacia debe estar dentro de los límites definidos en la NIC 39 (80% - 125%). La parte del valor razonable de los derivados de cobertura que, según la metodología respectiva, resulta ineficaz se registra en el estado de resultados integrales en ingresos financieros o gastos financieros.

a) Clasificación de 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.

2.13.4 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.

2.13.5 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 estado 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.

2.13.6 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.

2.14 Inventarios

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

2.15 Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.15.1 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.

2.15.2 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 sus 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.

2.15.3 Obras en construcción para terceros

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

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

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

- Proyectos de recambio masivo de luminarias en sistema de alumbrado público, licitados a través de Mercado Público, cuyo financiamiento puede provenir tanto del Ministerio de Energía, Gobierno Regional o la Agencia Chilena de Eficiencia Energética (ACHEE).
- Proyectos relacionados con eficiencia energética, principalmente sistemas fotovoltaicos, licitados a través de Mercado Público también con financiamiento del Ministerio de Energía o Gobierno Regional.
- Proyectos a clientes (preferentemente constructoras) relacionadas con electrificación de loteos tanto aéreos como subterráneos.

2.16 Provisiones

Las obligaciones existentes a la fecha de los Estados Financieros Consolidados, surgidas como consecuencia de sucesos pasados, en cuya liquidación la Sociedad y sus filiales esperan 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.

2.17 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 han 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 actuariales 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 año se presenta en el rubro Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados.

2.18 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 sus filiales, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se podrían clasificar como pasivos no corrientes.

2.19 Impuesto a las ganancias y diferidos

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

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

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

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

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

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

2.20 Reconocimiento de ingresos y costos

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
- 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 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) Comercialización:

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

(iii) Ingresos por venta al detalle de productos y servicios:

Los ingresos por venta de productos de hogar, materiales y equipos son reconocidos cuando los riesgos y beneficios significativos de los bienes han sido traspasados al comprador, la obligación de desempeño se satisface cuando se ha traspasado el control del bien al cliente. El traspaso del bien para la venta de productos ocurre en el punto de venta, donde el cliente obtiene físicamente el bien y momento donde también ocurre la facturación. Los ingresos por venta al detalle de productos y servicios son reconocidos en un punto del tiempo.

Los ingresos son medidos al valor razonable del pago recibido, excluyendo descuentos, rebajas e impuestos a la venta.

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

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.

(v) Ingresos por intereses:

Los ingresos por intereses se contabilizan considerando la tasa de interés efectiva aplicable al principal pendiente de amortizar durante el ejercicio de devengo correspondiente. Los ingresos por intereses son reconocidos a 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, la Sociedad aplica la solución práctica provista por la NIIF 15, y no ajustará el valor de la contraprestación comprometida por los efectos de un componente de financiación significativo si la Sociedad espera, al comienzo del contrato, que el período transcurrido entre el pago y la transferencia de bienes o servicios al cliente es de un año o menos.

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

2.21 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 distribuable 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.

2.22 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 éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- **Actividades de operación:** Son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de la Sociedad 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.

2.23 Reclasificaciones

Para efectos comparativos, ciertos montos han sido reclasificados en los estados financieros al 31 de diciembre de 2022, principalmente en lo relacionado con traspaso de la provisión de estabilización VAD desde el corriente al no corriente (Ver Nota 7).

2.24 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)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2022
Propiedad, Planta y Equipo – Ingresos antes del Uso Previsto (enmiendas a NIC 16)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2022
Contratos Onerosos – Costos para Cumplir un Contrato (enmiendas a NIC 37)	Periodos 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)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2022

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

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva aún no vigentes:

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros 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	Periodos 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)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2024
Revelación de Políticas Contables (enmiendas a NIC 1 y NIIF - Declaración Práctica 2)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2023
Definición de Estimaciones Contables (enmiendas a NIC 8)	Periodos 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)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2023
Pasivo por arrendamiento en una venta con arrendamiento posterior (enmiendas a NIIF 16)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2024
Pasivos no corrientes con convenios de deuda (enmiendas a NIC 1)	Periodos 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 la filial Edelayen), cuya capacidad instalada de generación es inferior a los 200 MW, pero superior a los 1.500 kW, y que atienden consumo de las regiones de 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 Distribución

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

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

Cada cuatro años, la Comisión Nacional de Energía (CNE) fija el Valor agregado de distribución (VAD), así como sus fórmulas de indexación, en base a un proceso de clasificación de cada una de las empresas en áreas típicas utilizando criterios económicos, tales como densidad de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simulan varias empresas modelo, una en cada área típica, considerando fundamentalmente estándares operacionales y que basan en las características de una 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°21.194-19 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21/12/2019, cambia la tasa de descuento de los activos modelados de 10% antes de impuestos, por una tasa de mercado que se fija para cada proceso tarifario, cuyo valor tiene un piso de 6% y un techo de un 8% después de impuestos. Para el proceso tarifario noviembre 2020 – noviembre 2024 la tasa se fijó en un 6% después de impuestos.

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

La distribuidora puede tener los siguientes tipos de servicios:

a) Ventas a Clientes Regulados

Las tarifas que las empresas distribuidoras aplican a los clientes regulados se componen de un precio de nudo, cargo por Transmisión y el VAD.

El Precio de Nudo refleja el costo medio de compra de energía y potencia a las generadoras que se adjudicaron las licitaciones de suministro de electricidad. Este precio es definido semestralmente, en enero y julio, mediante la publicación en el Diario Oficial del Decreto de Precio de Nudo Promedio.

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 mismo cliente, de acuerdo a condiciones de mercado que incluye el pago por el uso de las redes de distribución a las que se conecten (VAD).

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

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

3.3 Marco regulatorio

3.3.1 Aspectos generales

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

Desde su publicación se han realizado múltiples modificaciones a la Ley, que tuvieron un positivo impacto en el sector incentivando el nivel de inversión y regulando el proceso de obtención de contratos de compra de energía por parte de las distribuidoras para satisfacer el consumo. A continuación, se listan las últimas modificaciones realizadas.

3.3.2 Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local

El 15 de junio de 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.

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

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

3.3.4 Ley de Generación Residencial

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

3.3.5 Norma Técnica de Distribución

Con fecha 18 de diciembre de 2017, se publicó la Norma técnica de calidad de servicio en distribución (NTCS-Dx), la que establece estándares más exigentes de duración y frecuencia de las interrupciones de suministro,

niveles de calidad comercial, de calidad de producto y sistemas de medición, monitoreo y control (SMMC). No obstante, estos estándares son exigibles de forma gradual a medida que sus costos se reflejen en las tarifas de distribución. Así, a partir de fines de septiembre de 2018, producto de la publicación 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 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.

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

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

3.3.7 Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica

La Ley N°21.194-19 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21/12/19 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.
- c) Bases técnicas del proceso de tarificación pueden ser observadas y discrepadas en el Panel de Expertos.
- d) Un solo estudio supervisado por un comité especial, integrado por representantes de las distribuidoras, 2 del Ministerio, 2 de CNE, dejando atrás la elaboración de 2 estudios, uno por las empresas y otro por la CNE ponderado los resultados 2/3 CNE y 1/3 empresas.
- e) Luego del estudio, la CNE publica un informe técnico preliminar que puede ser observado y discrepado en el Panel de Expertos.
- f) Respecto al chequeo de rentabilidad de la industria, la banda cambia del -4% +4%, a una banda de -3% + 2% de la tasa establecida. Realizado con la vida útil de la empresa modelo. 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.

3.3.8 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 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.

3.3.9 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.

3.3.10 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 implementada 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.

3.3.11 Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19

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

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

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

El 11 de febrero de 2022 fue publicada en el Diario Oficial la Ley N°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 de 2022.

3.3.12 Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

La industria eléctrica nacional está regulada fundamentalmente por organismos estatales, dentro de los que destacan la Comisión Nacional 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 divergencias entre los miembros del CEN o cuando se presentan diferencias en los procesos de fijación de precios, entre otras materias.
- b) **Superintendencia de Electricidad y Combustibles ("SEC"):** Organismo descentralizado, encargado de fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas relativas a generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. Adicionalmente, es quien otorga concesiones provisionales y verifica la calidad de los servicios prestados.
- c) **Ministerio de Energía:** Institución creada a partir del año 2010 a cargo de fijar los precios nudo, peajes de transmisión y transmisión zonal y tarifas de distribución. Además, otorga las concesiones definitivas, previo informe de la SEC. El objetivo general del Ministerio de Energía es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.
- 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. 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:

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 distribución tiene una estructura tarifaria que incorpora los costos denominados en los mercados internacionales y locales y los efectos asociados del tipo de cambio o IPC, cuando corresponda.

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

La gestión de los riesgos financieros de la Sociedad se realiza de forma que se mantenga un equilibrio entre los flujos de efectivo de las actividades de explotación y las necesidades de pago de los pasivos financieros. La Sociedad mantenía, al 31 de diciembre de 2022, efectivo y equivalentes de efectivo por M\$65.263.490 (M\$ 16.399.907 al 31 de diciembre de 2021). La deuda total ascendió a M\$189.864.177. El 100% de los préstamos son reembolsables después de más de 5 años (relacionados con bonos).

4.1.1 Tipo de cambio

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

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

La Sociedad 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.

4.1.2 Variación UF

La mayoría de los ingresos de la Sociedad corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía. Con respecto a los ingresos brutos del Grupo, más del 75% está denominado en pesos chilenos que están indexados al IPC (local). Las tarifas se establecen teniendo en cuenta, en su caso, los tipos de cambio (es decir, cuando los suministros se adquieren principalmente en una moneda particular) y el IPC en los Estados Unidos o en otros países. Adicionalmente, los efectos de la indexación a la inflación local también se incorporan a la tarifa asociada o, en el caso de clientes libres, los contratos pueden estar denominados en unidades de fomento.

4.1.2.1 Análisis de Sensibilidad

La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los 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 la variación positiva de medio punto porcentual en base anual de la UF por el año de cierre de estos Estados Financieros, 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 (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)	158.789.407	171.730.481	0,5%	959.055	852.273

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 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 al 31 de diciembre de 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	3.280.123	14.418.607	17.288.355	16.877.980	16.467.605	16.057.230	94.361.084	63.209.703	241.960.687
Arrendamientos financieros	106.954	317.636	271.022	107.460	-	-	-	-	803.072
Totales	3.387.077	14.736.243	17.559.377	16.985.440	16.467.605	16.057.230	94.361.084	63.209.703	242.763.759
Porcentualidad	1%	6%	7%	7%	7%	7%	39%	26%	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	2.945.562	5.799.112	16.606.232	15.260.076	14.897.846	15.519.542	88.889.660	62.400.368	222.318.398
Arrendamientos financieros	114.417	270.806	321.805	263.774	166.370	-	-	-	1.137.172
Totales	3.059.979	6.069.918	16.928.037	15.523.850	15.064.216	15.519.542	88.889.660	62.400.368	223.455.570
Porcentualidad	1%	3%	8%	7%	7%	7%	40%	28%	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 ha registrado al 31 de diciembre de 2022 una provisión de deterioro por M\$1.967.910 considerando los efectos antes descritos en relación a los futuros convenios contraídos y el saldo de la deuda que deberá asumir la Sociedad (Ver Nota 7).

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 7 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)	390.851.646	362.854.825
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas (últimos 12 meses)	2.128.521	6.818.434
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales	0,545%	1,879%

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

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

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 los 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:

- 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	2.638.704	2.724.402
Saldo en bancos	2.935.585	1.976.718
Depósitos a plazo	25.686.421	-
Otros instrumentos de renta fija	34.002.780	11.698.787
Total Efectivo y equivalentes al efectivo	65.263.490	16.399.907

- 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
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Scotiabank Chile	Depósitos a plazo	USD	05/01/2023	15.411.990	-
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\$
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	BO 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.	EDELAISEN	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	780.972	697.227
Total Otros instrumentos de renta fija						34.002.780	11.698.787

Los Otros Instrumentos de Renta Fija corresponden a una cartera de instrumentos tales como, fondos mutuos con vencimiento inferior a 3 meses desde la fecha de 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.

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

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

Detalle del Efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31/12/2022	31/12/2021
		M\$	M\$
Monto del Efectivo y equivalentes al efectivo	CLP	11.169.775	15.054.772
Monto del Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	54.093.715	1.345.135
Total Detalle por tipo de moneda		65.263.490	16.399.907

e) La siguiente tabla detalla 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	Devenido intereses	Ajuste UF	Ajuste tipo de cambio	Nuevos arrendamientos financieros	Traspos	Amortización	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Préstamos a largo plazo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Préstamos a corto plazo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Arrendamiento financiero corriente	371.295	-	(2.006)	-	-	-	43.339	29.264	-	-	(17.302)	-	424.590
Arrendamiento financiero no corriente	693.137	-	(41.269)	-	-	(368.579)	-	45.510	-	259.984	(210.301)	-	378.482
Bonos	169.724.335	(2.991.793)	(6.345.525)	-	-	-	6.319.118	22.895.708	-	-	-	262.334	189.864.177
Préstamos en cuenta corriente	137.953	-	(9.495.069)	-	-	-	10.880.345	-	-	-	-	-	1.523.229
Préstamos en cuenta corriente, no corriente	81.710.094	(106.925.348)	-	-	229.042.048	-	-	-	-	-	38.472	-	203.865.266
Totales	252.636.814	(109.917.141)	(15.883.869)	-	229.042.048	(368.579)	17.242.802	22.970.482	-	259.984	(189.131)	262.334	396.055.744

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	Devenido intereses	Ajuste UF	Ajuste tipo de cambio	Nuevos arrendamientos financieros	Traspos	Amortización	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Préstamos a corto plazo	-	(140.000.000)	(342.474)	140.000.000	-	-	342.474	-	-	-	-	-	-
Arrendamiento financiero corriente	420.520	-	(2.090)	-	-	-	59.065	24.917	-	-	(131.117)	-	371.295
Arrendamiento financiero no corriente	956.906	-	(57.136)	-	-	(416.739)	-	37.578	-	41.411	131.117	-	693.137
Bonos	158.947.369	-	(5.730.994)	-	-	-	5.730.624	10.542.287	-	-	-	235.049	169.724.335
Préstamos en cuenta corriente	234	-	(240.079)	-	-	-	377.798	-	-	-	-	-	137.953
Préstamos en cuenta corriente, no corriente	364.000	(72.523.034)	-	-	153.869.126	-	-	-	-	-	-	-	81.710.092
Totales	160.689.029	(212.523.034)	(6.372.772)	140.000.000	153.869.126	(416.739)	6.509.961	10.604.782	-	41.411	-	235.049	252.636.812

7 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	100.051.658	91.837.646	18.466.396	13.033.635
Otras cuentas por cobrar, bruto	47.652.571	32.426.697	10.425.069	6.509.422
Totales	147.704.229	124.264.343	28.891.465	19.543.057

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	91.558.871	80.969.721	18.466.396	13.033.635
Otras cuentas por cobrar, neto	43.846.759	28.138.913	10.425.069	6.509.422
Totales	135.405.630	109.108.634	28.891.465	19.543.057

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	8.492.787	10.867.925	-	-
Otras cuentas por cobrar	3.805.812	4.287.784	-	-
Totales	12.298.599	15.155.709	-	-

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	77.819.623	79.318.536	9.693.062	3.232.541
Energía y peajes	35.828.635	49.653.188	-	-
Anticipos para importaciones y proveedores	9.216.831	9.296.862	-	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	2.879.909	2.860.547	-	-
Convenios de pagos y créditos por energía	19.637.967	4.871.652	9.201.307	2.276.463
Deudores materiales y servicios	5.872.337	3.450.312	36	70
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	2.450.764	5.852.695	490.290	859.330
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	125.151	176.928	-	95.249
Otros	1.808.029	3.156.352	1.429	1.429
No facturas o provisionados	65.132.525	42.654.870	18.466.397	13.033.635
Energía y peajes uso de líneas eléctricas	22.495.923	9.695.753	-	-
Diferencias a reliquidar por nuevos decretos	20.300.757	14.200.720	18.466.397	13.033.635
Equidad tarifaria residencial	(391.100)	(478.147)	-	-
Energía en medidores (*)	21.817.444	18.766.132	-	-
Provisión ingresos por obras	837.750	398.661	-	-
Otros	71.751	71.751	-	-
Otros (cuenta corriente empleados)	4.752.081	2.290.937	732.006	3.276.881
Totales, bruto	147.704.229	124.264.343	28.891.465	19.543.057
Provisión deterioro	(12.298.599)	(15.155.709)	-	-
Totales, neto	135.405.630	109.108.634	28.891.465	19.543.057

(*) 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	19.637.967	4.871.652	9.201.307	2.276.463
Anticipos para importaciones y proveedores	9.216.831	9.296.862	-	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	3.717.660	3.259.208	1	-
Deudores materiales y servicios	5.872.337	3.450.312	36	70
Cuenta corriente al personal	4.752.081	2.290.937	732.006	3.276.881
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	2.450.764	5.852.695	490.290	859.330
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	125.151	176.928	-	95.249
Otros deudores	1.879.780	3.228.103	1.429	1.429
Totales	47.652.571	32.426.697	10.425.069	6.509.422
Provisión deterioro	(3.805.812)	(4.287.784)	-	-
Totales, neto	43.846.759	28.138.913	10.425.069	6.509.422

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)	22.118.189	15.766.316	-	-
Nuevos decretos ETR y RGL (2)	(1.817.432)	(1.565.594)	-	-
Estabilización VAD (3)	-	-	18.466.397	13.033.635
Totales	20.300.757	14.200.720	18.466.397	13.033.635

- 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.
 - a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2022 es M\$164.297.095 y al 31 de diciembre de 2021 es de M\$128.651.691.

b) La Sociedad y sus filiales de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con lo que establece el DFL 4/2006 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 más de 583 mil 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	521.767	49%
Comercial	35.754	26%
Industrial	2.552	9%
Otros	23.183	16%
Total	583.256	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 otro relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como venta al detalle de productos y servicios, 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	24.466.410	19.966.169
Con vencimiento entre tres y seis meses	2.951.044	4.179.020
Con vencimiento entre seis y doce meses	2.498.963	3.055.874
Con vencimiento mayor a doce meses	429.981	307.571
Totales	30.346.398	27.508.634

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

Tramos	Venta de energía	Deudores por venta al detalle de productos y servicios
No vencidas	0%	0,27%
1 a 30	0%	0,60%
31 a 60	1%	3,40%
61 a 90	5%	28,67%
91 a 120	23%	47,34%
121 a 180	30%	63,92%
181 a 270	41%	69,72%
271 a 360	51%	72,72%
361 o más	92%	100,00%

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

La Sociedad y sus filiales han aplicado el modelo simplificado de pérdida esperada, y para efectos del cálculo se ha considerado la renegociación de los clientes vulnerables que ya la han pedido, según instruido por la autoridad. En el mes de junio se realizó un análisis a la cartera de deudores y se 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	244.125	121.125.286	46.036	7.109.805	290.161	128.235.091
Entre 1 y 30 días	68.777	9.647.513	18.338	4.995.996	87.115	14.643.509
Entre 31 y 60 días	23.569	5.547.042	23.930	4.272.230	47.499	9.819.272
Entre 61 y 90 días	6.363	1.418.755	8.438	1.451.924	14.801	2.870.679
Entre 91 y 120 días	3.880	841.172	1.067	779.143	4.947	1.620.315
Entre 121 y 150 días	2.697	588.569	-	-	2.697	588.569
Entre 151 y 180 días	2.425	751.998	1.350	978.135	3.775	1.730.133
Entre 181 y 210 días	1.795	432.606	-	-	1.795	432.606
Entre 211 y 250 días	1.870	466.549	351	355.835	2.221	822.384
Más de 250 días	93.787	14.602.003	1.675	1.231.133	95.462	15.833.136
Total Estratificación de la cartera	449.288	155.421.493	101.185	21.174.201	550.473	176.595.694

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	282.847	100.076.727	4.570	2.491.422	287.417	102.568.149
Entre 1 y 30 días	80.371	10.977.951	1.705	758.993	82.076	11.736.944
Entre 31 y 60 días	35.351	6.460.154	1.153	465.640	36.504	6.925.794
Entre 61 y 90 días	12.356	2.297.449	696	239.848	13.052	2.537.297
Entre 91 y 120 días	10.869	2.799.566	651	270.009	11.520	3.069.575
Entre 121 y 150 días	5.400	1.126.830	334	136.114	5.734	1.262.944
Entre 151 y 180 días	4.235	726.577	658	261.255	4.893	987.832
Entre 181 y 210 días	4.394	1.095.920	-	-	4.394	1.095.920
Entre 211 y 250 días	4.296	752.916	517	203.899	4.813	956.815
Más de 250 días	28.374	11.107.240	3.127	1.558.888	31.501	12.666.128
Total Estratificación de la cartera	468.493	137.421.332	13.411	6.386.068	481.904	143.807.400

- e) Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, la cartera en cobranza judicial y protestada, 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	16	117.581	12	61.279
Documentos por cobrar en cobranza judicial	872	3.887.799	569	2.770.707
Total Cartera protestada y en cobranza judicial	888	4.005.380	581	2.831.986

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	15.155.709	9.305.577
Aumentos (disminuciones)	2.128.521	6.813.434
Montos castigados	(4.985.631)	(963.302)
Total movimientos	(2.857.110)	5.850.132
Saldo final	12.298.599	15.155.709

g) El detalle de las provisiones y castigos durante los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021 es el siguiente:

Provisiones y castigos	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	2.178.972	5.737.240
Provisión repactada	(50.451)	1.076.194
Castigos del período	(4.985.631)	(963.302)
Totales	(2.857.110)	5.850.132

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

8 Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

8.1 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 Eléctricas del Sur S.A.	371.662.703	8.997.476.985.802	8.997.848.648.505	99,916368%
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	375.450	6.761.257.700	6.761.633.150	0,075084%
Cóndor Holding SpA.	248.037.779	-	248.037.779	0,002754%
Sociedad Inmobiliaria Rahue Ltda.	4.122	123.662.933	123.667.055	0,001373%
Inmobiliaria Santa Alicia Ltda.	1.962	58.849.343	58.851.305	0,000654%
Finkelstein Veliz Clara Lea	1.418	42.542.841	42.544.259	0,000472%
Inversiones Correntoso Ltda.	1.307	39.211.746	39.213.053	0,000435%
Bravo Michell Clodomiro	884	26.521.860	26.522.744	0,000295%
Conca Hnos. Ltda.	791	23.730.085	23.730.876	0,000264%
Radiodifusoras Australes Soc. Ltda.	686	20.589.339	20.590.025	0,000229%
Sucesión Elena Trench V. de Garrido	577	17.321.694	17.322.271	0,000192%
Otros Minoritarios	5.639	169.283.076	169.288.715	0,001880%
Totales	620.093.318	9.004.759.956.419	9.005.380.049.737	100,00%

8.2 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 la Sociedad, la relacionada Frontel y la matriz Inversiones Eléctricas del Sur S.A., encargadas de definir los flujos óptimos entre relacionadas. La Administración ha establecido que la exigibilidad de estos préstamos será en un plazo superior a los 12 meses. Los créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado. Estos créditos tienen límites de monto entre compañías, según lo indicado en los contratos de bonos, que son monitoreados periódicamente y que a la fecha de cierre de los Estados Financieros Consolidados se han cumplido cabalmente (ver nota 34).

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 los siguientes:

a) Cuentas por cobrar 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
							NIS	NIS	NIS	NIS
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (interés)	Menos de 90 días	Matriz Común	USD	-	14.760	-	-
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (capital)	Más de 1 año	Matriz Común	USD	-	-	-	5.885.481
77.122.443-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (interés)	Menos de 90 días	Matriz Común	USD	-	19.533	-	-
77.122.443-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (capital)	Más de 1 año	Matriz Común	USD	-	-	-	3.706.446
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Final	CLP	1.206.803	1.205.347	-	-
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	56.695	293.595	-	-
76.186.388-6	Saesa S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	962.071	-	-	-
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	-	3.355.174	-	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	-	-	-	-
76.024.782-0	Cóndor Holding SPA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Accionista	CLP	931	2.243	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (interés)	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Materiales - Costo de personal (Saesa y filiales)	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	4.443.108	5.109.635	-	-
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	28.490	98.656	-	-
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	17.014	30.713	-	-
77.227.565-X	Saesa Innova Soluciones SpA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	481.947	3.154.049	-	-
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	43.854	59.876	-	-
77.611.649-1	Sociedad Transmisora Metropolitana Spa.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	151	-	-	-
Totales							7.241.064	13.343.531	-	9.991.927

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 relación	Moneda	Corrientes		No Corrientes	
							31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
							NIS	NIS	NIS	NIS
76.186.388-6	Saesa S.A.	Chile	Compra energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	147.703	1.941.905	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CLP	538.257	9.660	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (interés) (*)	Menos de 90 días	Matriz	CLP	1.502.379	136.447	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (capital) (*)	Más de 1 año	Matriz	CLP	-	-	187.348.356	81.047.766
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CLP	-	5.753.034	-	-
76.024.782-0	Cóndor Holding SPA	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Accionista	CLP	-	159	-	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz Final	CLP	-	4.323	-	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (interés)	Menos de 90 días	Matriz	CLP	20.850	1.118	-	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (capital)	Más de 1 año	Matriz	CLP	-	-	16.538.910	540.000
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por pagar (filial Luz Osorno)	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	1.268	1.020	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (interés)	Menos de 90 días	Matriz	CLP	-	389	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (capital)	Más de 1 año	Matriz	CLP	-	-	-	122.328
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	333.554	1.763.061	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Materiales - Costo de personal (Saesa y filiales)	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	542.576	427.867	-	-
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	2.230.496	150.318	-	-
14.855.033-9	Isaín Díaz-Molina	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	-	277	-	-
14.855.033-9	Isaín Díaz-Molina	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	-	2.299	-	-
6.443.633-3	Jorge Lasser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	314	-	-	-
6.443.633-3	Jorge Lasser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	2.609	-	-	-
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	54	-	-	-
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	131	-	-	-
77.227.565-X	Saesa Gestión y Logística SpA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	UF	297.363	273.220	-	-
77.227.565-X	Saesa Innova Soluciones SpA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	UF	28.650	15.369	-	-
Totales							5.646.204	10.480.466	203.865.266	81.710.094

Al 31 de diciembre de 2021 Sociedad Austral de Electricidad S.A. solicitó un préstamo en cuenta corriente a Inversiones Eléctricas del Sur S.A. destinado al financiamiento y pago de sus compromisos por un monto en capital de M\$74.487.766, devengando un monto total de M\$117.078 de intereses calculados con una tasa de interés anual no capitalizable del 3,69%. A su vez, durante el año 2021 y bajo las mismas condiciones, la filial Empresa Eléctrica de Aysén S.A. obtuvo un préstamo desde la Matriz por un monto en capital de M\$2.100.000 (devengando un interés no capitalizable de M\$3.413) y la filial Compañía Eléctrica Osorno S.A. obtuvo uno por un monto en capital de M\$4.460.000 (devengando un interés no capitalizable de M\$15.955).

Durante el ejercicio 2022 Sociedad Austral de Electricidad S.A. ha solicitado nuevos préstamos para financiamiento a Inversiones Eléctricas del Sur S.A. por M\$161.633.959 y ha efectuado pagos por un monto de M\$88.579.760 quedando con un saldo pendiente al 31 de diciembre de 2022 de M\$147.541.965, con un interés de M\$1.108.766 calculado a una tasa de interés anual no capitalizable del 12,02%.

Por su parte, las filiales Empresa Eléctrica de Aysén S.A. y Compañía Eléctrica Osorno S.A. también recurrieron a nuevos préstamos con Inversiones Eléctricas del Sur S.A. aumentando su deuda de capital e intereses bajo las mismas condiciones alcanzando Empresa Eléctrica de Aysén S.A. una deuda de capital por un monto de \$M26.742.102 (con un interés no capitalizable de M\$265.000) y Compañía Eléctrica Osorno S.A. una deuda de capital de M\$13.064.288 (con un interés no capitalizable de M\$128.612) respectivamente.

La Administración de la Matriz ha establecido que la exigibilidad de los préstamos será superior a los 12 meses, devengando una tasa de interés en forma mensual sobre el capital adeudado. El préstamo no posee garantías y se puede reembolsar anticipadamente, en forma parcial o en su totalidad según decisión previa de La Administración.

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 (cargos)/abono	Monto transacción	Efecto en resultado (cargos)/abono
				M\$	M\$	M\$	M\$
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Matriz común	Compra energía y potencia	(11.475.673)	(11.475.673)	361.299	(6.674.961)
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	-	(293)	(2.455.494)	27.453
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Matriz	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(15.769.910)	(303.191)	541.118	(1.798)
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Matriz	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(106.300.590)	(10.577.551)	80.819.978	(375.314)
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	-	461	(2.747.722)	31.368
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(5.885.481)	12.016	3.308.630	247.997
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(3.706.447)	7.273	246.739	112.153
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	-	-	-	19.530
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Matriz	Dividendos por pagar	(5.753.034)	-	(37.476.976)	-
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Matriz común	Recuperación de gastos	(13.830)	-	30.713	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Matriz común	Recuperación de gastos-materiales	(781.484)	-	427.867	-
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Matriz común	Recuperación de gastos	(5.435.352)	-	-	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Matriz común	Recuperación de gastos	1.429.507	-	-	-
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Matriz común	Recuperación de gastos	(16.076)	-	-	-
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Matriz común	Recuperación de gastos	(70.116)	-	-	-
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Matriz común	Recuperación de gastos	(236.900)	-	-	-
77.227.565-K	Saesa Innova Soluciones SpA	Matriz común	Recuperación de gastos	(2.672.102)	-	-	-
77.227.557-9	Saesa Gestión y Logística SpA	Matriz común	Recuperación de gastos	(24.143)	-	-	-

8.3 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 período 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 Iván Díaz – Molina, Jorge Lesser García – Huidobro, 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 Iván Díaz – Molina, Jorge Lesser García – Huidobro, 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	-	2.299
Jorge Lesser García-Huidobro	2.609	-
Totales	2.609	2.299

No hay saldos pendientes por cobrar y pagar a los Directores por otros conceptos.

b) Remuneración del Directorio

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

El beneficio corresponde al pago de UF 83 a cada Director de la Sociedad, para el período mayo 2021 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2022.

Los Directores señores Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Ashley Munroe, Christopher Powell y Jonathan Reay renunciaron a la remuneración que les correspondería por el ejercicio del cargo de Director de Saesa. 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	35.497	29.637
Jorge Lesser García-Huidobro	29.978	29.618
Totales	65.475	59.255

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

El equipo gerencial de la Sociedad al 31 de diciembre de 2022, lo compone un Gerente General, 17 Gerentes de Área y 12 Subgerentes.

Las remuneraciones del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados ascienden a M\$4.116.476 al 31 de diciembre de 2022 y a M\$3.987.614 al 31 de diciembre de 2021.

La Sociedad tiene para sus ejecutivos establecido un plan de incentivo por cumplimiento de objetivos individuales de aportación a los resultados de las sociedades. Estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas y se paga un anticipo de 25% de una remuneración bruta durante el tercer trimestre de cada año y el saldo es cancelado en el primer semestre del año siguiente. El cargo a resultados del plan de incentivos asciende a M\$2.109.938 al 31 de diciembre de 2022 y M\$1.948.114 al 31 de diciembre de 2021.

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

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

9 Inventarios

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2022:

Clases de Inventarios	31/12/2022		
	Bruto	Neto Realizable	Provisión
	M\$	M\$	M\$
Materiales de operación y mantenimiento	30.719.406	29.919.055	800.351
Materiales en tránsito	1.549	1.549	-
Petróleo	1.391.835	1.391.835	-
Total Clases de Inventarios	32.112.790	31.312.439	800.351

Al 31 de diciembre de 2021:

Clases de Inventarios	31/12/2021		
	Bruto	Neto Realizable	Provisión
	M\$	M\$	M\$
Materiales de operación y mantenimiento	24.533.347	23.816.586	716.761
Materiales en tránsito	1.854.413	1.854.413	-
Petróleo	540.516	540.516	-
Total Clases de Inventarios	26.928.276	26.211.515	716.761

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\$83.589 para el año terminado al 31 de diciembre de 2022 y un cargo de M\$112.265 para el año terminado al 31 de diciembre de 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 período según gasto	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Materias primas y consumibles utilizados (*)	40.203.677	33.622.582
Otros gastos, por naturaleza (**)	4.450.809	2.911.469
Total Inventarios utilizados durante el período según gasto	44.654.486	36.534.051

(*) Ver Nota 23.

(**) 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 M\$25.204.362 (M\$28.468.799 en 2021) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2022 ascienden a M\$2.526.849 (M\$2.970.909 en 2021).

10 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	3.752.553	1.316.456
IVA crédito fiscal por recuperar, remanente	4.956.937	5.579.895
Crédito por utilidades absorbidas	1.024.731	-
Crédito sence	171.827	149.661
Crédito activo fijo	30.579	81.258
Impuesto por recuperar año anterior	1.629.524	532.142
Totales	11.566.151	7.659.412

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	-	1.338.394
IVA débito fiscal	3.520.659	4.415.400
Otros	115.331	114.494
Totales	3.635.990	5.868.288

11 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 identificables, neto	19.196.200	20.291.078
Servidumbres	3.541.448	3.297.448
Derechos de agua	108.543	108.543
Software	15.546.209	16.885.087
Activos intangibles identificables, bruto	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Total Activos intangibles identificables, bruto	31.160.680	29.347.539
Servidumbres	3.541.448	3.297.448
Derechos de agua	108.543	108.543
Software	27.510.689	25.941.548
Amortización Activos intangibles identificables	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Total Amortización Activos intangibles identificables	(11.964.480)	(9.056.461)
Software	(11.964.480)	(9.056.461)

La composición y movimientos del activo intangible al 31 de diciembre de 2022 y 2021, son los siguientes:

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	3.297.448	108.543	16.885.087	-	20.291.078
Traslados (activación obras en curso)	244.000	-	1.569.141	-	1.813.141
Gasto por amortización	-	-	(2.908.019)	-	(2.908.019)
Total movimientos	244.000	-	(1.338.878)	-	(1.094.878)
Saldo final al 31/12/2022	3.541.448	108.543	15.546.209	-	19.196.200

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	3.285.448	108.543	6.711	-	3.400.702
Traslados (activación obras en curso)	12.000	-	18.621.982	-	18.633.982
Gasto por amortización	-	-	(1.743.606)	-	(1.743.606)
Total movimientos	12.000	-	16.878.376	-	16.890.376
Saldo final al 31/12/2021	3.297.448	108.543	16.885.087	-	20.291.078

Los derechos de servidumbre se presentan al costo y los adquiridos a partir de la fecha de transición al costo histórico. El año 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.

12 Plusvalía

A continuación, se presenta el detalle de la plusvalía por las unidades generadoras de efectivo o grupos de éstas a las que está asignada y los saldos al 31 de diciembre de 2022 y 2021:

RUT	Sociedad	31/12/2022	31/12/2021
		M\$	M\$
90.021.000-0	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	124.944.061	124.944.061
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	49.471.945	49.471.945
Totales		174.416.006	174.416.006
	División Saesa/Saesa Transmisión	(66.109.123)	(66.109.123)
Totales		108.306.883	108.306.883

La plusvalía comprada relacionada con Sociedad Austral de Electricidad S.A., Rut 90.021.000-0, corresponde al exceso pagado originado en la compra de las acciones de esa sociedad, realizada en 2001. Posteriormente, la sociedad comprada fue absorbida por su correspondiente matriz, la que pasó a tener el mismo nombre de la sociedad absorbida, quedando la plusvalía comprada contabilizada en la misma empresa compradora.

La plusvalía comprada reconocida por Sociedad Austral de Electricidad S.A., Antigua Saesa, Rut 96.956.660-5 corresponde al valor pagado en exceso respecto del valor justo de los activos adquiridos a través de Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., en julio de 2008. A través de una reestructuración societaria se generó un efecto cascada de la plusvalía comprada mencionada en el párrafo anterior, la que quedó finalmente incorporada en la Sociedad.

La plusvalía total indicada se ha asignado a las siguientes unidades:

RUT	Sociedad	31/12/2022	31/12/2021
		M\$	M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	95.306.883	95.306.883
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	10.000.000	10.000.000
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	3.000.000	3.000.000
Totales		108.306.883	108.306.883

13 Propiedades, Planta y Equipo

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2022 y 2021:

Clases de Propiedades, planta y equipo, neto	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Total Propiedades, planta y equipo, neto	431.610.530	376.852.976
Terrenos	8.931.894	8.931.894
Edificios	8.987.335	8.752.414
Planta y equipo	275.249.160	245.965.224
Equipamiento de tecnologías de la información	678.249	992.423
Instalaciones fijas y accesorios	695.345	650.225
Vehículos de motor	4.179.148	4.696.977
Construcciones en curso	125.082.429	99.123.542
Otras propiedades, planta y equipo	7.806.970	7.740.277

Clases de Propiedades, planta y equipo, bruto	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Total Propiedades, planta y equipo, bruto	586.903.254	518.324.412
Terrenos	8.931.894	8.931.894
Edificios	15.582.652	15.060.964
Planta y equipo	408.338.578	366.768.103
Equipamiento de tecnologías de la información	4.783.120	5.351.005
Instalaciones fijas y accesorios	2.787.865	2.614.617
Vehículos de motor	6.989.071	6.912.338
Construcciones en curso	125.082.429	99.123.542
Otras propiedades, planta y equipo	14.407.645	13.561.949

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	(155.292.724)	(141.471.436)
Edificios	(6.595.317)	(6.308.550)
Planta y equipo	(133.089.418)	(120.802.879)
Equipamiento de tecnologías de la información	(4.104.871)	(4.358.582)
Instalaciones fijas y accesorios	(2.092.520)	(1.964.392)
Vehículos de motor	(2.809.923)	(2.215.361)
Otras propiedades, planta y equipo	(6.600.675)	(5.821.672)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

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	8.931.894	8.752.414	245.965.224	992.423	650.225	4.696.977	99.123.542	7.740.277	376.852.976
Adiciones	-	-	14.444.964	-	-	-	55.488.732	42	69.933.738
Traslados (activación obras en curso)	-	558.215	29.745.941	-	367.380	541.132	(32.951.848)	1.739.180	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde (hacia) Propiedades, planta y equipo	-	(22.423)	(1.971.589)	(504.549)	(178.336)	(183.178)	3.422.003	(561.928)	-
Retiros valor bruto	-	(14.104)	(648.841)	(63.336)	(15.796)	(281.221)	-	(331.598)	(1.354.896)
Retiros y traslados depreciación acumulada	-	62.389	1.365.669	63.336	50.621	212.725	-	362.453	2.117.193
Gasto por depreciación	-	(349.156)	(13.652.208)	190.375	(178.749)	(807.287)	-	(1.141.456)	(15.938.481)
Total movimientos	-	224.921	29.283.936	(314.174)	45.120	(517.823)	25.958.887	66.693	54.757.554
Saldo final al 31/12/2022	8.931.894	8.987.335	275.249.160	678.249	695.345	4.179.148	125.082.429	7.806.970	431.610.530
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2021	8.719.728	8.145.136	219.930.697	1.337.092	661.736	3.709.239	97.320.298	6.234.774	346.058.700
Adiciones	-	-	5.310.729	-	-	-	39.686.789	38.488	45.036.006
Traslados (activación obras en curso)	498.123	1.208.328	32.156.678	168.752	176.856	1.778.102	(37.680.125)	1.693.286	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde (hacia) Propiedades, planta y equipo	-	-	(505.434)	14.040	(15.333)	6.955	(203.420)	703.192	-
Retiros valor bruto	(285.957)	(630.031)	(695.565)	(127.214)	(6.870)	(561.373)	-	(58.185)	(2.365.195)
Retiros y traslados depreciación acumulada	-	350.618	2.302.303	127.215	6.309	597.879	-	60.453	3.244.577
Gasto por depreciación	-	(321.637)	(12.333.984)	(527.463)	(172.473)	(833.825)	-	(931.731)	(15.121.112)
Total movimientos	212.166	607.278	36.034.527	(344.669)	(11.511)	987.738	1.801.244	1.588.583	30.794.276
Saldo final al 31/12/2021	8.931.894	8.752.414	245.965.224	992.423	650.225	4.696.977	99.123.542	7.740.277	376.852.976

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.
- La Sociedad y sus filiales 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 presenta 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.

14 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\$	
Total Activos por derecho de uso, neto	734.476	989.618
Terrenos	43.149	53.222
Edificios e instalaciones	691.327	936.396
Activos por derecho de uso, bruto	31/12/2022	31/12/2021
M\$	M\$	
Total Activos por derecho de uso, bruto	2.450.421	2.343.424
Terrenos	165.429	141.328
Edificios e instalaciones	2.284.992	2.202.096
Amortización Activos por derecho de uso	31/12/2022	31/12/2021
M\$	M\$	
Total Amortización Activos por derecho de uso	(1.715.945)	(1.353.806)
Terrenos	(122.280)	(88.106)
Edificios e instalaciones	(1.593.665)	(1.265.700)

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	53.222	936.396	989.618
Adiciones	21.248	238.736	259.984
Gasto por amortización	(34.174)	(327.965)	(362.139)
Otros incrementos (decrementos)	-	(240.020)	(240.020)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	2.853	84.180	87.033
Total movimientos	(10.073)	(245.069)	(255.142)
Saldo final al 31/12/2022	43.149	691.327	734.476
Movimientos Activos por derecho de uso	Terrenos, neto	Edificios e instalaciones, neto	Totales
M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2021	50.974	1.299.279	1.350.253
Adiciones	32.110	9.303	41.413
Gasto por amortización	(31.349)	(433.350)	(464.699)
Otros incrementos (decrementos)	-	-	-
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	1.487	61.164	62.651
Total movimientos	1.487	61.164	62.651
Saldo final al 31/12/2021	52.461	1.360.443	1.412.904

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	28.570	24.948	14.117	17.556
Edificios e instalaciones	396.020	346.506	364.365	675.581
Totales	424.590	371.454	378.482	693.137

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\$	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	10.717	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	-	-	-	-	-	-	-
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
Totales					106.954	313.636	424.590	271.022	107.460	-	-	-	-	378.482

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	227.091	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	
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisen 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 Aisen S.A.	Chile	CLP	Terrenos	961	2.453	3.414	1.636	1.716	-	-	-	3.352	
Totales					118.708	252.246	371.454	330.737	251.570	110.830	-	-	693.137	

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\$618.840 (M\$5703.043 en 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, el Grupo no mantiene contratos significativos en los cuales actúe como arrendador.

15 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

15.1 Impuesto a la Renta

a) El detalle del gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado Consolidado de Resultados Integrales correspondiente a los años terminados al 31 de diciembre de 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	(382.686)	5.455.616
Otro gasto por impuestos corrientes	-	1.827
Total Impuestos corrientes a las ganancias, neto	(382.686)	5.457.443
Impuestos diferidos		
Gasto (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(8.952.346)	(1.775.621)
Total Gasto (ingreso) por Impuestos diferidos, neto	(8.952.346)	(1.775.621)
Total Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	(9.335.032)	3.681.822

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	45.994	(45.994)
Impuesto a las ganancias relativo a nuevas mediciones de planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(107.517)	633.135
Total Impuestos a las ganancias relacionados con Otros Resultados Integrales	(61.523)	587.141

b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a la ganancia (pérdida) antes de impuesto al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es la siguiente:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	01/01/2022 31/12/2022	01/01/2021 31/12/2021
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(15.275.645)	23.075.277
Ingreso (gasto) por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (27%)	4.124.424	(6.230.325)
Efecto fiscal de ingresos de actividades exentas de tributación	937.783	1.274.016
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) imponible	(1.561.654)	(1.160.616)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	407.710	(477.994)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	5.426.255	2.913.683
Otros efectos fiscales por conciliación entre el resultado contable y gasto por impuestos (ingreso)	514	(586)
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	5.210.608	2.548.503
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	9.335.032	(3.681.822)
Tasa impositiva efectiva	61,11%	15,96%

15.2 Impuestos diferidos

a) El detalle de los saldos de 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\$	
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	394.891	146.067
Impuestos diferidos relativos a provisión de cuentas incobrables	3.313.947	4.085.337
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	387.708	378.488
Impuestos diferidos relativos a provisión de obsolescencia	216.095	193.525
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	533.243	673.413
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	69	69
Impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales	7.489.037	396.791
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	1.442.158	1.016.050
Impuestos diferidos relativos a arriendos	19.483	21.462
Impuestos diferidos relativos a otras provisiones	8.176	11.945
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	20.599	15.199
Total Diferencias temporarias Activos por impuestos diferidos	13.825.406	6.938.346

Diferencias temporarias Pasivos por impuestos diferidos	31/12/2022	31/12/2021
M\$	M\$	
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	18.138.460	20.301.983
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	95.049	104.073
Impuestos diferidos relativos a arriendos	963	1.219
Total Diferencias temporarias Pasivos por impuestos diferidos	18.234.472	20.407.275

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\$	
Activos por impuestos diferidos	13.825.406	6.938.346
Pasivos por impuestos diferidos	(18.234.472)	(20.407.275)
Total Diferencias temporarias, neto	(4.409.066)	(13.468.929)

b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado Consolidado de Situación Financiera por los años terminados 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	6.938.346	5.715.934	20.407.275	20.327.349
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	6.779.543	1.855.547	(2.172.803)	79.926
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	107.517	(633.135)	-	-
Total movimientos	6.887.060	1.222.412	(2.172.803)	79.926
Saldo final	13.825.406	6.938.346	18.234.472	20.407.275

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

La Sociedad y sus filiales están radicadas en Chile, por lo que la Normativa Local vigente se aplica uniformemente a todas ellas.

16 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\$
Bonos	4.605.579	4.093.345	185.258.598	165.630.990
Totales	4.605.579	4.093.345	185.258.598	165.630.990

b) 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 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		
							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\$
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	15.633.940	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	62.774.360	87.346.181
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Bono Serie O / N° 742	UF	Semestral	3,20%	Sin garantía	555.158	-	555.158	-	-	-	-	69.617.633	69.617.633
Totales							4.065.361	540.218	4.605.579	6.682.402	10.200.091	10.200.091	10.200.091	147.975.923	185.258.598

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 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		
							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\$
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	16.437.038	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	48.359.238	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	61.390.634
Totales							1.717.762	2.375.583	4.093.345	9.861.020	9.861.020	9.861.020	9.861.020	126.186.910	165.630.990

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

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
								UF
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

16.1 Instrumentos derivados

La Sociedad 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).

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 no hay instrumentos derivados.

17 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	
	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Cuentas por pagar comerciales	107.344.653	83.300.730
Otras cuentas por pagar	7.889.955	7.310.894
Totales Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	115.234.608	90.611.624

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	
	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Proveedores por compra de energía y peajes	81.562.324	51.106.542
Proveedores por compra de combustible y gas	958.076	1.010.113
Cuentas por pagar por importaciones en tránsito	19.314.886	2.276.642
Cuentas por pagar por bienes y servicios	5.509.367	28.907.433
Dividendos por pagar a terceros	10.564	69.913
Cuentas por pagar a instituciones fiscales	376.408	300.748
Otras cuentas por pagar	7.502.983	6.940.233
Totales Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	115.234.608	90.611.624

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	7.640.157	90.629.198	9.075.298	107.344.653
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	7.640.157	90.629.198	9.075.298	107.344.653

Proveedores con pago al día	31/12/2021			
	Bienes	Servicios	Otros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta 30 días	8.634.124	61.970.176	12.696.430	83.300.730
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	8.634.124	61.970.176	12.696.430	83.300.730

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\$	%
Trilliant Networks Canada Inc.	Proveedor Extranjero	987.312	0,92%
Zhongli Science And Technology Group Co.,Ltd	Proveedor Extranjero	958.782	0,89%
Agencia de Aduana Hernan y Cristian Pizarro Ltda.	86.165.600-4	901.606	0,84%
CAM Chile S.A.	96.543.670-7	886.436	0,83%
Telecomunicaciones y Electricidad S.A.	96.524.340-2	868.115	0,81%
Transformadores Tusan S.A.	86.386.700-2	725.725	0,68%
H Briones S.A.	92.519.000-4	574.893	0,54%
AELA Generación S.A.	76.489.426-K	536.942	0,50%
Cearca S.A.	Proveedor Extranjero	462.332	0,43%
Leonardo Guillermo Ili Mella	6.931.175-K	459.422	0,43%
Provisión Energía y Peajes (CEN) (*)		81.277.152	75,72%
Otros Proveedores		18.705.936	17,43%
Totales		107.344.653	100,00%

Razón social proveedores	RUT	31/12/2021	
		M\$	%
Engie Energía Chile S.A.	88.006.900-4	2.899.648	3,48%
GM Holdings S.A.	76.240.103-7	2.063.924	2,48%
Enel Generación Chile S.A.	91.081.000-6	1.086.463	1,30%
Zhongli Science and Technology Group Co.,Ltd	Proveedor Extranjero	1.043.898	1,25%
Telecomunicaciones y Electricidad S.A.	96.524.340-2	876.911	1,05%
CGE S.A.	76.411.321-7	863.116	1,04%
CAM Chile SpA.	96.543.670-7	828.245	0,99%
Coppec S.A.	99.520.000-7	779.112	0,94%
Soc de Ingeniería Eléctrica del Sur Ltda.	76.180.060-4	764.364	0,92%
Transelec S.A.	76.555.400-4	760.865	0,91%
Centelsa	Proveedor Extranjero	736.314	0,88%
Coasin Chile S.A.	82.049.000-2	606.111	0,73%
Huemul Energía SpA.	76.580.849-9	576.979	0,69%
Provisión Energía y Peajes (CEN) (*)		44.018.331	52,84%
Otros Proveedores		25.396.449	30,49%
Totales		83.300.730	100,00%

(*) Compra de energía y peajes pendientes de reliquidación y/o facturación por el Sistema Eléctrico

18 Instrumentos Financieros

18.1 Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

Activos financieros	31/12/2022		
	A costo amortizado	A valor razonable con cambio en resultados	Totales
	M\$	M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	5.574.289	59.689.201	65.263.490
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	164.297.095	-	164.297.095
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	7.241.064	-	7.241.064
Totales Activos financieros	179.906.024	59.689.201	239.595.225

Activos financieros	31/12/2021		
	A costo amortizado	A valor razonable con cambio en resultados	Totales
	M\$	M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	4.701.120	11.698.787	16.399.907
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	128.651.691	-	128.651.691
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	22.935.458	-	22.935.458
Totales Activos financieros	156.288.269	11.698.787	167.987.056

b) Pasivos Financieros

Pasivos financieros	31/12/2022	
	A costo amortizado	Totales
	M\$	M\$
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	189.864.177	189.864.177
Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	803.072	803.072
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes	115.234.608	115.234.608
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	209.511.470	209.511.470
Totales Pasivos financieros	515.413.327	515.413.327

Pasivos financieros	31/12/2021	
	A costo amortizado	Totales
	M\$	M\$
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	169.724.335	169.724.335
Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	1.064.591	1.064.591
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes	90.611.624	90.611.624
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	92.190.560	92.190.560
Totales Pasivos financieros	353.591.110	353.591.110

18.2 Valor Justo de instrumentos financieros

a) Valor Justo de instrumentos financieros contabilizados a Costo Amortizado.

A continuación se resumen los valores razonables de los principales activos y pasivos financieros, incluyendo aquellos que en el Estado de Situación Financiera no se presentan a su valor razonable.

Activos financieros	31/12/2022	
	Valor libro	Valor justo
	M\$	M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado		
Efectivo en caja	2.638.704	2.638.704
Saldo en bancos	2.935.585	2.935.585
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	164.297.095	164.297.095

Pasivos financieros	31/12/2022	
	Valor libro	Valor justo
	M\$	M\$
Pasivos financieros mantenidos a costo amortizado		
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes (bonos)	189.864.177	196.551.670
Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	803.072	803.072
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes	115.234.608	115.234.608

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:

- Las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes así como cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corresponden a saldos por cobrar asociados a venta de energía, los cuales tienen un horizonte de cobro de corto plazo y por otro lado, no presentan un mercado formal donde se transen. De acuerdo a lo anterior, la valoración a costo o costo amortizado en una buena aproximación de su valor justo.
- El Valor Justo de los Bonos, se determinó en base a referencias de precios de mercado, ya que estos instrumentos son transados en el mercado bajo condiciones estándares y con un alto grado de liquidez.

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

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

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

19 Provisiones

19.1 Otras Provisiones corrientes

a) El desglose 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 (*)	2.554.758	2.467.566
Totales	2.554.758	2.467.566

(*) Principalmente provisiones de multas y juicios.

b) El detalle del movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Movimientos Otras provisiones corrientes	Reclamaciones legales	Totales
	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2022	2.467.566	2.467.566
Provisiones adicionales	1.504.587	1.504.587
Provisiones no utilizadas	(1.122.625)	(1.122.625)
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(199.676)	(199.676)
Provisiones utilizadas	(95.094)	(95.094)
Total movimientos	87.192	87.192
Saldo final al 31/12/2022	2.554.758	2.554.758

Movimientos Otras provisiones corrientes	Reclamaciones legales	Totales
	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2021	3.207.680	3.207.680
Provisiones adicionales	520.917	520.917
Provisiones no utilizadas	(838.286)	(838.286)
Incremento (decremento) en provisiones existentes	40.704	40.704
Provisiones utilizadas	(463.449)	(463.449)
Total movimientos	(740.114)	(740.114)
Saldo final al 31/12/2021	2.467.566	2.467.566

19.2 Provisiones Corrientes, por beneficios a los empleados

a) El desglose 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)	1.435.958	1.401.808
Provisión por beneficios anuales	6.823.200	4.890.878
Totales	8.259.158	6.292.686

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	1.401.808	4.890.878	6.292.686
Incremento (decremento) en provisiones existentes	1.258.942	7.014.955	8.273.897
Provisiones utilizadas	(1.224.792)	(5.082.633)	(6.307.425)
Total movimientos	34.150	1.932.322	1.966.472
Saldo final al 31/12/2022	1.435.958	6.823.200	8.259.158

Movimientos Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Vacaciones del personal	Beneficios anuales	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2021	1.297.913	4.935.793	6.233.706
Incremento (decremento) en provisiones existentes	1.149.093	5.619.710	6.768.803
Provisiones utilizadas	(1.045.198)	(5.664.625)	(6.709.823)
Total movimientos	103.895	(44.915)	58.980
Saldo final al 31/12/2021	1.401.808	4.890.878	6.292.686

19.3 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	10.336.755	8.031.459
Totales	10.336.755	8.031.459

Desembolsos futuros

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida en el presente año ascienden a M\$941.903.

Duración de los compromisos

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones para la Sociedad y sus filiales corresponde a 10,2 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 y más años es como sigue:

Años	Monto
	M\$
1	941.903
2	560.056
3	509.191
4	545.122
5	529.871
6 a 10	3.919.080

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Movimientos Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	Totales
	M\$
Saldo inicial al 01/01/2022	8.031.459
Costo por intereses	1.289.508
Costo del servicio del ejercicio	865.198
Pagos realizados en el ejercicio	(247.618)
Variación actuarial por cambio de tasa	398.208
Total movimientos	2.305.296
Saldo final al 31/12/2022	10.336.755

Movimientos Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	Totales
	M\$
Saldo inicial al 01/01/2021	9.707.671
Costo por intereses	662.328
Costo del servicio del ejercicio	667.029
Pagos realizados en el ejercicio	(660.625)
Variación actuarial por cambio de tasa	(2.344.944)
Total movimientos	(1.676.212)
Saldo final al 31/12/2021	8.031.459

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	1.289.508	662.328
Costo del servicio del ejercicio	865.198	667.029
Total Gasto reconocido en Estado de Resultados	2.154.706	1.329.357
Pérdida actuarial neta por plan de beneficios definidos	398.208	(2.344.944)
Totales Gasto reconocido en Otros Resultados Integrales	2.552.914	(1.015.587)

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 un 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	1.149.106	(976.369)

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 un 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	(947.585)	1.094.584

19.4 Juicios y multas

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

19.4.1 Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad y de sus filiales son los siguientes:

Tribunal	N° Rol	Materia	Partes involucradas	Etapas procesal	Cuánta M\$
2° Juzgado Civil de Valdivia	C-3785-2019	Indemnización perjuicios.	Weksler Luis con SAESA	Pendiente segunda instancia.	70.221
2° Juzgado Civil de Osorno	C-4408-2019	Indemnización de perjuicios Incendio	Stange con SAESA	Pendiente en primera instancia	35.110
Juzgado de Letras de Castro	C-2733-2019	Indemnización de perjuicios Accidente	Alvarado con SAESA	Pendiente en primera instancia.	35.110
Juzgado de Letras de Castro	C-814-2020	Indemnización perjuicios	Miranda Johanna con SAESA	Pendiente primera instancia	35.110
Juzgado de Letras de Ancud	C-470-2020	Indemnización perjuicios	Hernández José con SAESA	Pendiente en primera instancia	35.110
1° Juzgado Civil de Chillán	C-1985-2021	Demanda indemnización de perjuicios	Camus A. Martin y otros con Jara David, Soc. Com. Karvin II Ltda., SAESA y Ingenova	Pendiente primera instancia	70.221
3° Tribunal Ambiental de Valdivia	D-2-2020	Daño ambiental por incendio. Choshuenco, Panguipulli	Forestal S.A. con SAESA	Pendiente primera instancia	70.221
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
Juzgado del Trabajo de Santiago	O-5576-2022	Laboral	Subsidiario Oteiza Jhonattan y Otros con Soc. Imelsa y SAESA	Pendiente primera instancia	178.835
2° Juzgado Laboral de Santiago	O-4476-2022	Demanda Laboral	Subsidiaria Reyes Adolfo con Obras Especiales Chile y Edelaysen	Pendiente primera instancia	70.000
2° Juzgado Civil de Osorno	C-2240-2020	Indemnización de perjuicios Osorno	Fuentealba con Municipalidad Osorno y Luz	Pendiente primera instancia	35.110
Otros juicios relevantes pendientes de resolución					208.150

Al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad y sus filiales han realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación para ellas. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los presentes estados financieros, que incluye a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar, que la Sociedad 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 sus filiales han estimado que se obtendrá resultados favorables o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones.

19.4.2 Multas

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

Razón social	N° Resolución Exenta	Fecha resolución	Organismo	Concepto	Estado	Monto M\$
Multas cursadas en 2022						
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	REX 13595	26/04/2022	SEC	Saída Enero a Diciembre 2020	Recurso de Reposición	196.954
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	REX 11968	26/04/2022	SEC	Saída Enero a Diciembre 2020	Recurso de Reposición	52.521
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	REX 11967	01/08/2022	SEC	Calidad de Servicio.	Recurso de Reposición	47.746
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	8356/22/51-2	30/09/2022	BIENES NAC.	No exhibir documentación exigida Trabajadores Luis Ramirez y Emilio Huenuñil	Reconsideración	5.176

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.	Res. Ex.12389	17/02/2016	SEC	Calidad de Servicio.	Recurso de Reposición	11.936
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	REX 34861	02/09/2021	SEC	No efectuar lecturas marzo y abril 2020.	Reclamo de ilegalidad	596
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Res. Ex. 299	04/03/2013	VIALIDAD	No solicitar permiso para atresaco.	Pendiente Recurso de Reposición - Decaimiento AA	8.952
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Res. Ex. 14.660	04/08/2016	SEC	Calidad de Servicio.	Recurso de Reposición	11.936
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	REX 34860	02/09/2021	SEC	No efectuar lecturas marzo y abril 2020	Reclamo de ilegalidad	596
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Res. Ex. 7719/08/31	31/03/2008	DIR. TRABAJO	Laborales.	Pendiente Recurso de Reposición - Decaimiento AA	173
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Res. Ex. 954	08/05/2014	VIALIDAD	Falta de permiso.	Excepciones	23.873
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Res. Ex. 1428	04/08/2016	SEC	Calidad de Servicio.	Excepciones	17.904
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Res. 27023	02/01/2019	SEC	Incumplir obligaciones de poda accidente Isla Tenglo.	Pendiente Reposición	59.683
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	REX 32376	14/04/2020	SEC	No efectuar lecturas Marzo y Abril 2020	Reclamo de ilegalidad	29.841
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	REX 34854	02/09/2021	SEC	Falta de mantenimiento.	Recurso de Reposición	5.968

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.

20 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)	20.378.521	21.772.775	-	-
Otras obras de terceros	6.412.949	6.053.823	-	-
Otros pasivos no financieros	-	-	57.274	54.396
Total Otros pasivos no financieros	26.791.470	27.826.598	57.274	54.396

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.

21 Patrimonio

21.1 Patrimonio Neto de la Sociedad

21.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 el capital social de SAESA asciende a M\$219.326.076. El capital está representado por 620.093.318 acciones serie A y 9.004.759.956.419 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).

21.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 27 de abril de 2022, se aprobó el pago de un dividendo final de \$0,00213126268 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021, lo que significó un pago de M\$19.192.830. 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 \$0,005605230100 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020, lo que significó un pago de M\$50.477.228. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 28 de mayo de 2021.

21.1.3 Otras reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Otras reservas al 31 de diciembre de 2022 y 2021, son los siguientes:

Al 31 de diciembre de 2022:

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	5.195.445	-	-	-	-	5.195.445
Reserva de coberturas negocios conjuntos, neta de impuestos	(292.261)	-	-	-	-	(292.261)
Reserva de coberturas de flujo de efectivo, neta de impuestos	423.382	-	124.354	-	-	547.736
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos, neta de impuestos diferidos	(226.880)	-	-	(289.099)	-	(515.979)
Efecto División Saesa / STA(**)	(5.418.446)	-	-	-	-	(5.418.446)
Otras reservas varias	12.616.103	-	-	-	-	12.616.103
Efecto División Saesa / Saesa Tx(***)	(16.381.202)	-	-	-	-	(16.381.202)
Efecto fusión STS y Sagesa (proforma)	15.996	-	-	-	-	15.996
Efecto fusión filiales al 31/05/2011(*)	12.325.796	-	-	-	-	12.325.796
Totales	8.257.933	-	124.354	(289.099)	-	8.093.188

Al 31 de diciembre de 2021:

Movimientos Otras reservas	Saldo inicial al 01/01/2021	Reserva de diferencias de cambio en conversiones	Reserva de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Saldo final al 31/12/2021
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Reserva de diferencias de cambio en conversiones, neta de impuestos diferidos	5.195.445	-	-	-	-	5.195.445
Reserva de coberturas negocios conjuntos, neta de impuestos	(292.261)	-	-	-	-	(292.261)
Reserva de coberturas de flujo de efectivo, neta de impuestos	547.736	-	(124.354)	-	-	423.382
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos, neta de impuestos diferidos	(1.942.098)	-	-	1.715.218	-	(226.880)
Efecto División Saesa / STA(**)	(5.418.446)	-	-	-	-	(5.418.446)
Otras reservas varias	12.616.103	-	-	-	-	12.616.103
Efecto División Saesa / Saesa Tx(***)	(16.381.202)	-	-	-	-	(16.381.202)
Efecto fusión STS y Sagesa (proforma)	15.996	-	-	-	-	15.996
Efecto fusión filiales al 31/05/2011(*)	12.325.796	-	-	-	-	12.325.796
Totales	6.667.069	-	(124.354)	1.715.218	-	8.257.933

Otras reservas varias por M\$12.616.103, están compuestas por M\$1.001.277, que corresponden a revalorización del capital pagado hasta el periodo 05 de agosto de 2009 a diciembre de 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros (actual Comisión para el Mercado Financiero). El valor de M\$11.614.826 corresponde al valor de Otras reservas resultante de la división de Los Lagos Ltda., en cuatro empresas, la continuadora legal Los Lagos, y Lagos II, Los Lagos III y Los Lagos IV. A Saesa (Ex Los Lagos II) se le asignaron las acciones que Los Lagos tenía en Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Antigua Saesa). Una vez determinado el patrimonio de cada compañía, se distribuyeron proporcionalmente a las cuentas de Capital Pagado y Otras reservas según PCGA anteriores, lo que fue aprobado por los socios en la escritura de división respectiva.

(*) El efecto por fusión al 31/05/2011 de M\$12.325.796 se origina en la fusión por absorción de la Sociedad con su filial (Antigua Saesa). Producto de lo anterior y de acuerdo a normas tributarias vigentes, se originaron beneficios tributarios, que implicaron mayores activos por impuestos diferidos por M\$12.319.245 al 31 de mayo de 2011. El monto por M\$6.551, corresponde a la incorporación de la participación no controladora de Antigua Saesa en la Sociedad, como consecuencia de la fusión materializada el 31 de mayo de 2011. La transacción descrita es una combinación de negocios bajo control común. En ese sentido y ante la ausencia de normas específicas en IFRS, la Sociedad ha aplicado los mismos criterios que en transacciones similares anteriores que en la esencia no involucraban una adquisición. La forma de contabilización es que los activos y pasivos se contabilizan a su valor contable y cualquier eventual efecto en resultados o mayor/menor valor teórico que se produzca como resultado de la transacción, se registrará con abono o cargo a otras reservas.

(**) El Efecto División Saesa/STA por M\$5.418.446 está compuesto por Reservas por diferencias de conversión por M\$(5.195.445), Reserva de cobertura por M\$255.475 y Reservas de pérdidas actuariales por M\$32.474.

(***) Efecto División Saesa/Saesa Tx por M\$(16.381.202) corresponde al traspaso de Activos de Transmisión en la división de Saesa Distribución y Saesa Transmisión a diciembre de 2020.

21.1.4 Diferencias de conversión

A la fecha las sociedades filiales y de las sociedades relacionadas no tienen reserva de conversión proviene de las diferencias de cambio que se originan en la conversión de las filiales o negocios conjuntos que tienen moneda funcional dólar estadounidense.

21.1.5 Ganancias Acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias Acumuladas al 31 de diciembre de 2022 y 2021, son los siguientes:

Movimientos Ganancias (pérdidas) acumuladas	Utilidad líquida distributable acumulada	Ajustes de primera adopción no realizados	Revaluación Activo Fijo	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2022	57.763.125	-	-	57.763.125
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	(5.670.457)	-	-	(5.670.457)
Reverso provisión dividendo año anterior	5.757.849	-	-	5.757.849
Pago dividendo año anterior	(19.192.830)	-	-	(19.192.830)
Total movimientos	(19.105.438)	-	-	(19.105.438)
Saldo final al 31/12/2022	38.657.687	-	-	38.657.687

Movimientos Ganancias (pérdidas) acumuladas	Utilidad líquida distributable acumulada	Ajustes de primera adopción no realizados	Revaluación Activo Fijo	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2021	47.486.088	4.053.089	-	51.539.177
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	19.192.830	-	-	19.192.830
Reverso provisión dividendo año anterior	43.266.195	-	-	43.266.195
Pago dividendo año anterior	(50.477.228)	-	-	(50.477.228)
Provisión dividendo mínimo del período	(5.757.849)	-	-	(5.757.849)
Total movimientos	6.223.948	-	-	6.223.948
Saldo final al 31/12/2021	53.710.036	4.053.089	-	57.763.125

21.2 Gestión de capital

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

21.3 Restricciones a la disposición de fondos

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

21.4 Participaciones no controladoras

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de terceros en el patrimonio al 31 de diciembre de 2022 y 2021 y de resultados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

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	5.828.166	6.143.573
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	0,104644%	0,104644%	19.698.573	18.504.375	20.605	19.356
Totales							5.848.771	6.162.929

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	(274.383)	197.223
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	0,104644%	0,104644%	4.039.359	3.251.387	4.227	3.402
Totales							(270.156)	200.625

22 Ingresos

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados 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	343.948.919	303.570.017
Distribución	317.957.251	283.475.792
Residencial	154.026.838	130.583.818
Comercial	82.337.161	77.547.069
Industrial	28.549.155	26.797.171
Otros (*)	53.044.097	48.547.734
Generación y Comercialización	25.991.668	20.094.225
Otros ingresos	9.176.278	5.821.504
Apoyos	498.398	359.275
Arriendo medidores	753.497	655.967
Cargo por pago fuera de plazo	6.862.500	3.856.839
Otros	1.061.883	949.423
Total Ingresos de actividades ordinarias	353.125.197	309.391.521

(*) El detalle de los Otros ingresos de distribución es el siguiente:

Otros de Distribución	01/01/2022 31/12/2022	01/01/2021 31/12/2021
	M\$	M\$
Agrícola	17.392.524	17.586.447
Transporte	11.470	151.710
Municipal	14.884.837	12.184.790
Alumbrado público	9.136.694	10.189.187
Otros	11.618.572	8.435.600
Total Otros de Distribución	53.044.097	48.547.734

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	8.845.624	16.470.270
Venta de materiales, equipos y servicios	15.203.407	14.633.704
Arrendamientos	870.388	877.745
Intereses créditos y préstamos	279.422	213.148
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	1.178.984	9.783.455
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	619.801	682.467
Otros ingresos	10.728.823	10.802.515
Total Otros ingresos	37.726.449	53.463.304

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	317.957.251	283.475.792
Generación y comercialización	25.991.668	20.094.225
Otros ingresos	9.176.278	5.821.504
Total Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo	353.125.197	309.391.521
Total Ingresos de actividades ordinarias	353.125.197	309.391.521
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	8.845.624	16.470.270
Intereses créditos y préstamos	279.422	213.148
Arrendamientos	870.388	877.745
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	619.801	682.467
Otros Ingresos	10.728.823	10.802.515
Total Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo	21.344.058	29.046.145
Reconocimientos de ingresos en un punto del tiempo		
Venta de materiales y equipos	15.203.407	14.633.704
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	1.178.984	9.783.455
Total Ingresos reconocidos en un punto del tiempo	16.382.391	24.417.159
Total Otros ingresos	37.726.449	53.463.304

23 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro en el Estado de resultados 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	216.523.708	191.298.051
Combustibles para generación, materiales y servicios consumidos	40.203.677	33.622.582
Total Materias primas y consumibles utilizados	256.727.385	224.920.633

24 Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro en el Estado de resultados 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	29.757.290	29.376.390
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	3.915.784	3.306.986
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	3.033.945	2.104.469
Activación costo de personal (Nota 2.9)	(2.528.726)	(3.621.600)
Total Gastos por beneficios a los empleados	34.178.293	31.166.245

25 Gasto por Depreciación, Amortización

El detalle del rubro gasto por depreciación y amortización por los años terminados 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	15.938.481	15.121.113
Amortizaciones de Intangibles	2.908.019	1.743.606
Amortizaciones de Activos por derecho de uso	362.140	464.698
Total Gasto por depreciación y amortización	19.208.640	17.329.417

26 Ganancia (Pérdida) por deterioro

El detalle de los rubros referidos a deterioros por los años terminados 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	(1.978.198)	(6.878.818)
Total Ganancia (pérdida) por deterioro	(1.978.198)	(6.878.818)

27 Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro en el Estado de resultados 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	16.191.557	10.146.444
Sistema generación	1.743.880	1.426.872
Mantención medidores, ciclo comercial	10.568.188	9.230.632
Operación vehículos, viajes y viáticos	1.575.281	1.100.089
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	55.005	33.096
Provisiones y castigos	89.356	276.297
Gastos de administración y otros servicios prestados	14.899.233	11.528.859
Egresos por construcción de obras a terceros	7.385.967	12.243.990
Otros gastos por naturaleza	2.017.311	1.851.882
Total Otros gastos, por naturaleza	54.525.778	47.838.161

28 Resultado Financiero

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	991.695	75.427
Otros ingresos financieros	19.749	439.186
Ingresos financieros	1.011.444	514.613
Gastos por préstamos bancarios	-	(342.474)
Gastos por bonos	(6.581.451)	(5.965.673)
Otros gastos financieros	(11.194.321)	(739.005)
Activación gastos financieros	810.891	1.080.108
Costos financieros	(16.964.881)	(5.967.044)
Resultados por unidades de reajuste	(22.333.818)	(10.230.632)
Positivas	3.941.606	2.633.763
Negativas	(5.282.412)	(291.952)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	(1.340.806)	2.341.811
Total Resultado financiero	(39.628.061)	(13.341.252)

29 Otras ganancias (pérdidas)

El detalle de este rubro 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	380.558	2.441.698
Egresos por enajenación de Activo Fijo	(110.573)	(733.332)
Otros ingresos/egresos	(150.921)	(13.388)
Total Otras ganancias (pérdidas)	119.064	1.694.978

30 Información por Segmento

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:

- Distribución
- Generación
- 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 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 Generación:** El Grupo participa en la actividad de generación de electricidad en Chile a través de su filial Edaysen 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 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		Generación		Otros		Consolidado	
	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	01/01/2022 31/12/2022	01/01/2021 31/12/2021
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)								
Ingresos de actividades ordinarias	327.369.866	292.045.874	25.737.317	17.345.768	18.014	(121)	353.125.197	309.391.521
Otros ingresos	36.082.755	43.181.303	-	-	1.643.694	10.282.001	37.726.449	53.463.304
Materias primas y consumibles utilizados	(231.952.321)	(207.373.809)	(24.726.016)	(10.766.300)	(49.048)	(6.780.524)	(256.727.385)	(224.920.633)
Gastos por beneficios a los empleados	(33.839.052)	(31.077.018)	-	-	(339.241)	(89.227)	(34.178.293)	(31.166.245)
Gasto por depreciación y amortización	(19.208.640)	(17.329.417)	-	-	-	-	(19.208.640)	(17.329.417)
Otros gastos, por naturaleza	(60.716.315)	(54.492.805)	(1.743.880)	(1.426.654)	7.934.417	8.081.298	(54.525.778)	(47.838.161)
Otras ganancias (pérdidas)	119.064	1.694.978	-	-	-	-	119.064	1.694.978
Ingresos financieros	1.011.444	514.613	-	-	-	-	1.011.444	514.613
Costos financieros	(16.964.881)	(5.967.044)	-	-	-	-	(16.964.881)	(5.967.044)
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	(1.680.171)	(6.239.357)	-	-	(298.027)	(639.461)	(1.978.198)	(6.878.818)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	(1.340.806)	2.341.811	-	-	-	-	(1.340.806)	2.341.811
Resultados por unidades de reajuste	(22.333.818)	(10.230.632)	-	-	-	-	(22.333.818)	(10.230.632)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(23.452.875)	7.068.497	(732.579)	5.152.814	8.909.809	10.853.966	(15.275.645)	23.075.277
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	9.335.032	(3.681.822)	-	-	-	-	9.335.032	(3.681.822)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	(14.117.843)	3.386.675	(732.579)	5.152.814	8.909.809	10.853.966	(5.940.613)	19.393.455
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	(14.117.843)	3.386.675	(732.579)	5.152.814	8.909.809	10.853.966	(5.940.613)	19.393.455
Ganancia (pérdida), atribuible a								
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	(13.847.687)	3.186.050	(732.579)	5.152.814	8.909.809	10.853.966	(5.670.457)	19.192.830
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	(270.156)	200.625	-	-	-	-	(270.156)	200.625
Ganancia (pérdida)	(14.117.843)	3.386.675	(732.579)	5.152.814	8.909.809	10.853.966	(5.940.613)	19.393.455

Estado de Situación Financiera	Distribución		Generación		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
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS								
Activos corrientes	241.220.690	159.426.974	466.027	889.084	10.162.107	13.217.932	251.848.824	173.533.990
Activos no corrientes	559.856.020	506.953.916	45.012.330	34.700.707	491.752	860.828	605.360.102	542.515.451
TOTAL ACTIVOS	801.076.710	666.380.890	45.478.357	35.589.791	10.653.859	14.078.760	857.208.926	716.049.441
PASIVOS								
Pasivos corrientes	159.738.031	140.885.541	949.496	992.757	6.464.830	6.133.729	167.152.357	148.012.027
Pasivos no corrientes	418.130.847	276.527.351	-	-	-	-	418.130.847	276.527.351
TOTAL PASIVOS	577.868.878	417.412.892	949.496	992.757	6.464.830	6.133.729	585.283.204	424.539.378
PATRIMONIO								
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	266.076.951	285.347.134	-	-	-	-	266.076.951	285.347.134
Participaciones no controladoras	5.848.771	6.162.929	-	-	-	-	5.848.771	6.162.929
PATRIMONIO TOTAL	271.925.722	291.510.063	-	-	-	-	271.925.722	291.510.063
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	849.794.600	708.922.955	949.496	992.757	6.464.830	6.133.729	857.208.926	716.049.441

31 Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales incurridos efectuados 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	8.702	17.619
Evaluación plan de manejo	Inversión	48.242	24.034
Gestión de residuos	Costo	151.938	51.522
Otros gastos medioambientales	Costo	2.443	456
Reforestaciones	Inversión	105.437	62.914
Totales		316.762	156.545

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.

32 Garantías Comprometidas con Terceros

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

Las garantías entregadas al 31 de diciembre de 2022 son las siguientes, entregadas por la Sociedad y sus filiales, principalmente a instituciones tales como Servicios Públicos, Municipalidades y empresas de diversos sectores:

Relación	Activos comprometidos			2023	2024	2025
	Tipo de garantía	Moneda	Total	M\$	M\$	M\$
			M\$			
Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	CLP	41.253.417	29.137.406	7.069.505	5.046.506
Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	2.196.722	1.845.337	351.385	-
Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	2.659.654	2.659.654	-	-
Totales			46.109.793	33.642.397	7.420.890	5.046.506

33 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 cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, respectivamente por un total de M\$12.623.906 (M\$11.947.060 al 31 de diciembre de 2021).

34 Compromisos y Restricciones

Los contratos de emisión de bonos suscritos por la Sociedad, imponen a la Sociedad diversas obligaciones adicionales a las de pago, incluyendo indicadores financieros de variada índole durante la vigencia de dichos contratos, usuales para este tipo de financiamiento.

La Sociedad debe informar trimestralmente el cumplimiento de estas obligaciones. Al 31 de diciembre de 2022 la Sociedad está en cumplimiento con todos los indicadores financieros exigidos en dichos contratos.

Por otro lado, a solicitud de la CMF, se realizó una apertura de la cuenta "Otros Gastos por Naturaleza", incluyendo una partida referida a "pérdidas por deterioro de valor (incluyendo reversiones de pérdidas por deterioro de valor o ganancias por deterioro de valor) determinados de acuerdo con la Sección 5.5 de la NIIF 9", la cual antes de esta modificación se encontraba contenido dentro de la misma. De acuerdo a lo

anteriormente expuesto, este cambio no genera ningún efecto en la información de base de los estados financieros ni constituye modificación alguna en las políticas contables de la Sociedad y determinación/cálculo de los compromisos y restricciones, constituyendo sólo una apertura dentro del Estado de Resultados Integrales.

De este modo, esta partida fue incluida por la Sociedad para la determinación de covenants e índices financieros, no afectando los cálculos actuales de covenants y continuando consistentemente con los cálculos realizados en años anteriores, dando cumplimiento a los contratos de deuda firmados por la Sociedad.

A continuación se describen las principales restricciones a que se ha obligado la Sociedad con motivo de la emisión de Bonos o la contratación de créditos:

Bono Serie J

Consta del contrato de emisión de línea de bonos celebrado entre Saesa y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, por escritura pública de fecha 11 de febrero de 2011, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 8 de abril de 2011 y complementado por escritura pública de fecha 22 de septiembre de 2011, ambas otorgadas en la 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 665.

Con fecha 5 de octubre de 2011, la Sociedad efectuó la colocación del Bono Serie J en el mercado local, desmaterializados y al portador, por una suma total de 1.000.000 Unidades de Fomento, con las siguientes restricciones principales:

- 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

Consta del contrato de emisión de línea de bonos celebrado entre Saesa y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, por escritura pública de fecha 29 de septiembre de 2004, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 5 de noviembre de 2004, escritura pública de fecha 22 de noviembre de 2004, escritura pública fecha 9 de octubre de 2008, escritura pública de fecha 27 de julio de 2011, escritura pública de fecha 3 de octubre de 2011, y escritura pública de fecha 26 de octubre de 2012. Complementado por escritura pública de fecha 29 de noviembre de 2012, todas estas escrituras otorgadas en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie L fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 397.

Con fecha 20 de diciembre de 2012, la Sociedad efectuó la colocación del Bono Serie L en el mercado local, desmaterializado y al portador, por una suma total de 2.500.000 Unidades de Fomento, con las siguientes restricciones principales:

- 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 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

Consta del contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Sociedad Austral de Electricidad S.A. y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 26 de octubre de 2012, modificada por Escrituras Públicas otorgadas en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 30 de noviembre de 2012 y 12 de septiembre de 2014, y complementado por escritura pública de fecha 29 de septiembre de 2014, otorgada en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie O fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 742.

Con fecha 27 de noviembre de 2014, la Sociedad colocó un total de 4.000 bonos de la serie O, por un monto total de UF 2.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- 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.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

Durante diciembre 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.

35 Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

La información financiera resumida de filiales que componen 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\$
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)	(4.080.697)
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	4.031.700

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\$
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	2.864.808
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	3.326.371

36 Información Adicional Sobre Deuda Financiera

A continuación, se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deuda financiera:

a) Préstamos

- Individualización de préstamos

La sociedad y filiales al 31 de diciembre de 2022 y 2021 no poseen deudas por préstamos.

b) Bonos

- Individualización de Bonos

Entidad deudora					Entidad acreedora					31/12/2022									
RUT	Razón social	País de origen	Acreedor	País de origen	Contrato de Bono / N° de Registro	Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	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\$		
76.073.362-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie I / 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		
76.073.362-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie I / N° 397	UF	3,94%	3,75%	11.166.957	11.166.957	22.333.914	10.870.475	10.571.993	10.277.511	9.981.029	53.660.046	95.363.054		
76.073.362-5	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	1.114.704	2.229.408	2.229.408	2.229.408	2.229.408	2.229.408	86.385.167	95.302.799		
Totales									3.280.123	14.418.607	17.698.730	17.288.955	16.877.980	16.467.605	16.057.230	157.570.787	224.861.957		

Entidad deudora					Entidad acreedora					31/12/2021									
RUT	Razón social	País de origen	Acreedor	País de origen	Contrato de Bono / N° de Registro	Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	Corrientes					No corrientes					
									Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total	Más de 1 año	Más de 2 años	Más de 3 años	Más de 4 años	Más de 5 años	Total No		
									M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
76.073.362-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie I / N° 665	UF	3,45%	3,00%	1.961.636	1.936.503	3.898.139	3.797.609	3.697.078	3.595.547	3.496.016	18.864.949	33.452.199		
76.073.362-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie I / 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		
76.073.362-5	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	86.089.475		
Totales									2.945.562	5.799.112	8.746.674	16.606.231	15.260.076	14.897.846	15.519.542	151.280.028	213.573.724		

Moneda Extranjera

ACTIVOS CORRIENTES	Moneda de origen	31-12-2022	31-12-2021
		M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	CLP	11.169.775	15.054.772
Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	54.093.715	1.345.135
Otros activos no financieros corrientes	CLP	1.060.050	810.991
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	CLP	135.363.356	108.725.856
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	UF	42.274	382.778
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	CLP	7.241.064	13.309.237
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	USD	-	34.294
Inventarios corrientes	CLP	31.312.439	26.211.515
Activos por impuestos corrientes, corriente	CLP	11.566.151	7.659.412
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		251.848.824	173.533.990
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	CLP	197.712.835	171.771.783
	USD	54.093.715	1.379.429
	UF	42.274	382.778
		251.848.824	173.533.990

ACTIVOS NO CORRIENTES	Moneda de origen	31-12-2022	31-12-2021
		M\$	M\$
Otros activos financieros no corrientes	CLP	2.793.576	-
Otros activos no financieros no corrientes	CLP	1.566	1.566
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	CLP	28.771.628	18.632.952
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	UF	119.837	910.105
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	CLP	-	3.706.446
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	USD	-	5.885.481
Activos intangibles distintos de la plusvalía	CLP	19.196.200	20.291.078
Plusvalía	CLP	108.306.883	108.306.883
Propiedades, planta y equipo	CLP	431.610.530	376.852.976
Activos por derecho de uso	CLP	734.476	989.618
Activos por impuestos diferidos	CLP	13.825.406	6.938.346
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		605.360.102	542.515.451
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	CLP	605.240.265	535.719.865
	USD	-	5.885.481
	UF	119.837	910.105
		605.360.102	542.515.451

TOTAL ACTIVOS	CLP	802.953.100	707.491.648
	USD	54.093.715	7.264.910
	UF	162.111	1.292.883
		857.208.926	716.049.441

PASIVOS CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2022 M\$	31/12/2021 M\$
Otros pasivos financieros corrientes	UF	4.605.579	4.093.345
Pasivos por arrendamientos corrientes	CLP	15.066	20.661
Pasivos por arrendamientos corrientes	UF	409.524	350.793
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	CLP	115.234.608	90.611.624
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	CLP	5.317.268	10.476.773
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	UF	328.936	3.693
Otras provisiones corrientes	CLP	2.554.758	2.467.566
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	CLP	3.635.990	5.868.288
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	CLP	8.259.158	6.292.686
Otros pasivos no financieros corrientes	CLP	26.791.470	27.826.598
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		167.152.357	148.012.027
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	CLP	161.808.318	143.564.196
	UF	5.344.039	4.447.831
		167.152.357	148.012.027

PASIVOS NO CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2022 M\$	31/12/2021 M\$
Otros pasivos financieros no corrientes	UF	185.258.598	165.630.990
Pasivos por arrendamientos no corrientes	CLP	6.917	11.636
Pasivos por arrendamientos no corrientes	UF	371.565	681.501
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	CLP	203.865.266	81.710.094
Pasivo por impuestos diferidos	CLP	18.234.472	20.407.275
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	CLP	10.336.755	8.031.459
Otros pasivos no financieros no corrientes	CLP	57.274	54.396
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		418.130.847	276.527.351
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	CLP	232.500.684	110.214.860
	UF	185.630.163	166.312.491
		418.130.847	276.527.351

TOTAL PASIVOS	CLP	394.309.002	253.779.056
	UF	190.974.202	170.760.322
		585.283.204	424.539.378

37 Sanciones

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2022, no se han aplicado sanciones a la Sociedad y a sus filiales, por parte de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF).

En relación con las sanciones aplicadas por otras autoridades a la Sociedad y sus filiales, las sanciones relevantes se encuentran en la Nota 19.3.2 Multas.

38 Hechos Posteriores

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 hechos significativos que afecten a los mismos.

ANÁLISIS RAZONADO
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS – SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022

I. Análisis del Estado de Situación Financiera.

Estado de Situación Financiera	dic-22 MM\$	dic-21 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Activos corrientes	251.849	173.534	78.315	45,1%
Activos no corrientes	605.360	542.515	62.844	11,6%
Total activos	857.209	716.049	141.159	19,7%
Pasivos corrientes	167.152	148.012	19.140	12,9%
Pasivos no corrientes	418.131	276.527	141.603	51,2%
Patrimonio	271.926	291.510	(19.584)	(6,7%)
Total pasivos y patrimonio	857.209	716.049	141.159	19,7%

ACTIVOS

Este rubro presenta un aumento de un 19,7% (MM\$141.159) respecto de diciembre de 2021, explicado por un aumento en los Activos corrientes de un 45,1% (MM\$78.315) y un aumento en los Activos no corrientes de un 11,6% (MM\$62.844).

Activos Corrientes

- Efectivo y equivalentes al efectivo

Aumento (MM\$48.864) principalmente explicado por el aumento de préstamos netos obtenidos desde Eléctricas (MM\$40.770), sumado a menores pagos de inversiones en propiedades, plantas y equipos (MM\$6.649).

- Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes

Incremento (MM\$26.297) principalmente por mayores ventas de energía e incrementos en los precios finales estimados de distribución regulada y clientes libres (MM\$10.984), sumado a deudores por materiales y servicios (MM\$2.422) y aumentos de convenios de pagos y créditos por energía por MM\$ 14.766 según se explica en los siguientes párrafos.

Desde el comienzo de la Pandemia se ha producido 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 cual 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.

- Inventarios corrientes

Aumento (MM\$ 5.100) principalmente por un aumento de los materiales de operación y mantenimiento (MM\$ 6.102), para cubrir demanda por altos niveles de inversiones y actividades operacionales.

- Cuentas por cobrar a empresas relacionadas

Disminución (MM\$6.102) debido al pagos de bienes y servicios a las empresas relacionadas (principalmente con Innova) provenientes del 2021.

Activos no corrientes

- Propiedades, planta y equipo

Incremento (MM\$54.758) debido a la construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones, destinadas a satisfacer las necesidades de crecimiento de energía y clientes, compensado parcialmente con su depreciación.

- Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes

Aumento (MM\$9.348) debido principalmente a la diferencia generada entre el precio de distribución indexado (según lo indicado en los decretos correspondientes) y el precio actual (MM\$5.432), 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. Adicionalmente, un aumento de los convenios de pago por MM\$6.925, compensado parcialmente por una reclasificación de beneficios al personal del largo al corto plazo.

- Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas No Corriente

Disminución (MM\$9.592) principalmente por el pago total de los préstamos pertenecientes a las sociedades SATT y STA.

- Activos por impuestos diferidos

Aumento (MM\$6.887) relacionadas con pérdidas tributarias tanto de la matriz como de la filial Edelaysen.

PASIVOS

Los Pasivos presentan un aumento de MM\$160.744 respecto de diciembre de 2021, explicado por el aumento en los Pasivos no Corrientes de un 51,2% (MM\$141.603) y al aumento de los Pasivos Corrientes de un 12,9% (MM\$19.140).

Pasivos no corrientes

- Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas no corrientes

Aumento (MM\$122.155) explicado principalmente por aumento en los préstamos con Inversiones Eléctricas S.A. (MM\$106.301) e Inversiones Grupo Saesa Ltda.(MM\$15.976).

- Otros pasivos financieros no corrientes

Incremento (MM\$19.628) principalmente por la actualización por UF de las obligaciones con el público, Bonos.

Pasivos corrientes

- Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes

Disminución (MM\$4.834) principalmente por menores dividendos por pagar.

- Otros pasivos no financieros corrientes

Disminución (MM\$1.966) originada principalmente por un avance en la construcción de obras a terceros y FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Rural).

Lo anterior compensado parcialmente por:

- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar

Aumento (MM\$24.623) 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.

PATRIMONIO

Presenta una disminución de un 6,7% (MM\$19.584), respecto de diciembre de 2021, explicado principalmente por la pérdida en resultados del año (MM\$5.941), sumado al pago del dividendo del año anterior (MM\$ 19.193), compensado con el reverso de provisión del año anterior (MM\$ 5.758).

Principales Indicadores:

Principales Indicadores		Unidad	dic-22	dic-21	Var. %
Liquidez	Liquidez corriente (1)	Veces	1,5	1,2	28,5%
	Razón ácida (2)	Veces	1,3	1,0	32,6%
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio neto (3)	Veces	2,2	1,5	47,8%
	Cobertura gastos financieros (4)	Veces	2,6	8,7	(70,6%)
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda total (5)	%	28,6%	34,9%	(18,1%)
	Deuda LP / Deuda total (6)	%	71,4%	65,1%	9,7%
Actividad	Inversiones en activo fijo (al cierre de cada período)	MM\$	66.337	66.716	(0,6%)
	Rotación de inventarios (7)	Veces	2,3	2,6	(11,5%)
	Permanencia de inventarios (8)	Días	158	140	13,1%
Financiero	Ebitda (12 meses móviles)	MM\$	43.458	52.059	(16,5%)
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio (anualizado) (9)	%	-2,1%	6,7%	(131,3%)
	Rentabilidad del activo (anualizado) (10)	%	-0,8%	2,8%	(126,7%)
	Rendimiento activos operacionales (anualizado) (11)	%	10,7%	14,4%	(25,4%)
	Utilidad por acción (12)	\$	-0,00066	0,00215	(130,6%)

- (1) Corresponde a la razón entre (i) Activos Corrientes y (ii) Pasivos Corrientes.
- (2) Corresponde a la razón entre (i) Activos Corrientes netos de Inventarios y (ii) Pasivos Corrientes.
- (3) Corresponde a la razón entre (i) Total Pasivos y (ii) Total Patrimonio.
- (4) Corresponde a la razón entre (i) el Resultado Bruto de Explotación y (ii) Costos Financieros.
- (5) Corresponde a la razón entre (i) Pasivos Corrientes y (ii) Total Pasivos.
- (6) Corresponde a la razón entre (i) Pasivos No Corrientes y (ii) Total Pasivos.
- (7) Corresponde a la razón entre (i) Inversión Total y el promedio de (ii) Inventarios Corrientes actual e Inventarios Corrientes del periodo anterior.
- (8) Corresponde a la inversa de (i) Rotación de Inventarios por (ii) Número de días del año.
- (9) Corresponde a la razón entre (i) Ganancia (Pérdida) y el promedio de (ii) Patrimonio actual y Patrimonio del periodo anterior.
- (10) Corresponde a la razón entre (i) Ganancia (Pérdida) y el promedio de (ii) Total Activos actual y Total Activos periodo anterior.
- (11) Corresponde a la razón entre (i) Resultado Bruto de Explotación y promedio de (ii) Propiedad, Planta y Equipo actual y Propiedad, Planta y Equipo periodo anterior.
- (12) Corresponde a la razón entre (i) Ganancia (Pérdida) y (ii) Total Número de Acciones.

II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida).

1) Resultado de explotación

Estado de Ganancia (Pérdida)	dic-22 MM\$	dic-21 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Ingresos de explotación	390.852	362.855	27.997	7,7%
Materias primas y consumibles utilizados	(256.727)	(224.921)	(31.807)	14,1%
Margen de contribución	134.124	137.934	-3.810	(2,8%)
Gasto por beneficio a los empleados	(34.178)	(31.166)	(3.012)	9,7%
Otros gastos por naturaleza	(54.526)	(47.838)	(6.688)	14,0%
Ganancias (Pérdidas) por deterioro determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros	(1.978)	(6.879)	4.900	(71,2%)
Resultado bruto de explotación	43.442	52.051	(8.609)	(16,5%)
Gasto por depreciación y amortización	(19.209)	(17.329)	(1.879)	10,8%
Resultado de explotación	24.233	34.722	(10.488)	(30,2%)
Resultado financiero	(39.628)	(13.341)	(26.287)	197,0%
Otras ganancias (pérdidas)	119	1.695	(1.576)	(93,0%)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	(15.276)	23.075	(38.351)	(166,2%)
Gasto por impuestos a las ganancias	9.335	(3.681)	13.016	(353,6%)
Ganancia (pérdida)	(5.941)	19.393	(25.334)	(130,6%)
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	(5.670)	19.193	(24.863)	(130%)
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	(270)	201	(471)	(235%)

El Resultado de explotación disminuyó respecto al mismo periodo del año anterior en MM\$10.488, lo que se explica principalmente por:

a) Menor margen de contribución de MM\$3.810 principalmente debido a:

- Mayor margen de Distribución (MM\$7.781) principalmente por mayores ventas de energía (MM\$9.752) y una mayor indexación por tipo de cambio de MM\$5.948, IPC MM\$ 7.430 e IPC de EEUU MM\$3.466, lo anterior compensado con mayores compras de potencia y precios por nudo por MM\$4.604, sumado a estimaciones a la baja por resultados preliminares de fijación de tarifas por MM\$13.004 (las pérdidas de energía son levemente inferiores a las del año anterior, 8,1% vs 8,2%).
- Menores ingresos por generación en Edaysen por MM\$ 6.237, principalmente por el aumento del uso de combustibles en la matriz de generación, acompañado del aumento sostenido en el precio del petróleo.

- Menores otros ingresos (MM\$ 5.354), debido principalmente la disminución de Ingresos por venta al detalle de productos y servicios (MM\$ 8.604) debido a que por exigencias de giro exclusivo este negocio se discontinuó, compensado parcialmente por cargos fuera de plazo por MM\$3.006.
 - b) Mayores Gastos del personal (MM\$3.012), principalmente por ajustes salariales por IPC, mayores niveles de sobretiempo (por emergencias climáticas) y a un aumento de las indemnizaciones por años de servicio respecto al mismo periodo el año anterior (principalmente por ajuste IPC), sumado a una menor dedicación a proyectos de inversión respecto al año anterior.
 - c) Mayores Otros gastos por Naturaleza (MM\$6.688), asociado principalmente a mayores egresos por operación y mantenimiento del sistema eléctrico (MM\$6.645) 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 a administración (MM\$3.370), debido principalmente al reconocimiento de licencias por nuevas plataformas y a un aumento en las herramientas de seguridad informática, compensado con menores egresos construcción de obras a terceros (MM\$4.858).
 - d) Menores pérdidas por deterioro determinado de acuerdo con NIIF 9 (MM\$4.900), debido a mayores acuerdos de pago con clientes.
 - e) Mayores gastos por depreciación (MM\$1.879) 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\$26.287 (mayor pérdida) con respecto al mismo periodo del año anterior, lo que se explica principalmente por:

- Mayores costos financieros por MM\$10.998, asociado principalmente al aumento de la deuda con la empresa relacionada Eléctricas.
- Mayor pérdida por unidades de reajustes (MM\$12.103), explicado principalmente por la actualización de las deudas en UF por una mayor variación de IPC en el periodo ene-dic 2022 respecto de al mismo periodo del 2021 (12,6% en 2022 versus 6,6%, respectivamente).

3) Gasto por impuesto a las ganancias

Menores impuestos a las ganancias (MM\$13.016) generado principalmente por menores resultados antes de impuestos y a 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\$5.941 lo que implicó una disminución de MM\$25.334 respecto al mismo período del año anterior.

III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos.

Flujo de Efectivo	dic-22 MM\$	dic-21 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
de la Operación	24.306	20.490	3.817	18,6%
de la Inversión	(58.314)	(67.028)	8.713	(13,0%)
de Financiación	83.579	23.973	59.607	248,6%
Flujo neto del período	49.572	(22.565)	72.137	(319,7%)
Variación en la tasa de cambio	(708)	105	(813)	(773,6%)
Incremento (disminución)	48.864	(22.460)	71.324	(317,6%)
Saldo Inicial	16.400	38.860	(22.460)	(57,8%)
Saldo Final	65.263	16.400	48.864	298,0%

El saldo de Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo alcanzó a MM\$65.263, mayor en MM\$48.864 respecto al mismo periodo del año anterior.

La variación positiva del flujo neto respecto al mismo período del año anterior se explica principalmente por:

- 1) Mayor flujo positivo (variación positiva) de efectivo en Actividades de operación, principalmente por una mayor recaudación de la venta de bienes y prestación de servicios (MM\$ 41.610), menores pagos a empleados (MM\$3.663) y un menor pago de impuestos en 2022 (MM\$ 25.959), compensado parcialmente un mayor volumen de pagos a proveedores (MM\$ 70.451).
- 2) Menor flujo negativo (variación positiva) de efectivo por Actividades de inversión, originado principalmente a menores préstamos netos a entidades relacionadas (MM\$950) y a un incremento en la compra de activos (MM\$6.649).
- 3) Mayor flujo positivo (variación positiva) de efectivo en Actividades de financiación, originado principalmente por un menor pago de dividendo (MM\$ 31.291) y mayores flujos netos obtenidos de empresas relacionadas (MM\$ 40.771), compensado por menores flujos netos recibidos de entidades bancarias (MM\$ 12.503).

IV. Mercados en que participa

Saesa es una empresa cuya principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país. Opera principalmente en la Región de Los Ríos y la Región de Los Lagos, junto a su filial Luz Osorno. A través de su filial Edelaysen desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución (integrada verticalmente por su calidad de sistema no conectado al SIC), abastece de energía eléctrica principalmente a la Región de Aysén.

La filial Edelaysen, 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 la línea de distribución existe una alta atomización de los clientes y representa prácticamente el 90% de los ingresos brutos, según se muestra en la Nota N°22 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	521.767	500.591	21.176	4,2%
Comercial	35.754	35.410	344	1,0%
Industrial	2.552	2.104	448	21,3%
Otros	23.183	23.353	(170)	(0,7%)
Total	583.256	561.458	21.798	3,9%

Ventas de Energía facturada (12 meses, MWh)

Tipo Cliente	dic-22	dic-21	Diferencia	Variación %
Residencial	997.678	927.242	70.436	7,6%
Comercial	953.713	875.572	78.141	8,9%
Industrial	749.447	767.769	(18.322)	(2,4%)
Otros	384.887	290.611	94.276	32,4%
Total	3.085.724	2.861.193	224.531	7,8%

V. Principales Riesgos

Los principales riesgos a los que la Sociedad y sus filiales se ven expuestas están relacionados con cambios en su marco Regulatorio, suministro de energía, así como los riesgos financieros que se explican en la Nota 4 Política de Gestión de Riesgo de los Estados Financieros de la Sociedad.

1) Riesgo Regulatorio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos liderados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) para la fijación tarifaria en los segmentos de distribución, transmisión y generación de los sistemas medianos, así como licitaciones públicas para el suministro eléctrico destinado a clientes regulados.

En los procesos de fijación tarifaria la Autoridad fija 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. 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 Edlaysen 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) 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.

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.