

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados financieros consolidados por los años
terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023
e informe del auditor independiente

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los Accionistas y Miembros del Directorio de
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.

Opinión

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y filiales (la “Sociedad”), que comprenden los estados consolidados de situación financiera al 31 de diciembre de 2024 y 2023 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.

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados adjuntos presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2024 y 2023 y los resultados de sus operaciones y sus 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”).

Base para la opinión

Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile. Nuestras responsabilidades de acuerdo a tales normas se describen, posteriormente, en los párrafos bajo la sección “Responsabilidades del auditor por la auditoría de los estados financieros” del presente informe. De acuerdo a los requerimientos éticos pertinentes para nuestras auditorías de los estados financieros consolidados se nos requiere ser independientes de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y filiales y cumplir con las demás responsabilidades éticas de acuerdo a tales requerimientos. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

Énfasis en otros asuntos

Capital de trabajo negativo – Según indica en Nota 1b), al 31 de diciembre de 2024 los presentes estados financieros consolidados muestran un capital de trabajo negativo. La Sociedad cuenta con el compromiso de sus partes relacionadas y matriz; por lo tanto, para lograr una comprensión más completa de la posición financiera y el capital de trabajo de la Sociedad, es recomendable revisar los estados financieros consolidados de la Matriz Inversiones Grupo Saesa Limitada. No se modifica nuestra opinión con respecto a este asunto.

Disolución de Filial – Según se indica en Nota 1a), se acordó disolver la filial Saesa Gestión y Logística SpA., la cual con fecha 31 de diciembre de 2024 se solicitó el término de giro de esta sociedad ante el Servicio de Impuestos Internos, y una vez concluido el proceso de revisión por parte del SII, se debe proceder a la suscripción de la escritura pública de disolución correspondiente, con cuya presentación ante el SII se formaliza el término de giro.

Responsabilidades de la Administración por los estados financieros consolidados

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

Al preparar los estados financieros consolidados, la Administración es requerida que evalúe si existen hechos o circunstancias que, considerados como un todo, originen una duda sustancial acerca de la capacidad de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y filiales para continuar como una empresa en marcha al menos por los doce meses a partir del cierre del periodo que se reporta, sin limitarse a dicho periodo.

Responsabilidades del auditor por la auditoría de los estados financieros consolidados

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros consolidados como un todo, están exentos de representaciones incorrectas significativas, debido a fraude o error, y emitir un informe del auditor que incluya nuestra opinión. Una seguridad razonable es un alto, pero no absoluto, nivel de seguridad y, por lo tanto, no garantiza que una auditoría realizada de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile siempre detectará una representación incorrecta significativa cuando ésta exista. El riesgo de no detectar una representación incorrecta significativa debido a fraude es mayor que el riesgo de no detectar una representación incorrecta significativa debido a un error, ya que el fraude puede involucrar colusión, falsificación, omisiones intencionales, ocultamiento, representaciones inadecuadas o hacer caso omiso de los controles por parte de la Administración. Una representación incorrecta se considera significativa sí, individualmente, o en su sumatoria, éstas podrían influir el juicio que un usuario razonable realiza a base de estos estados financieros consolidados.

Como parte de una auditoría realizada de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile, nosotros:

- Ejercemos nuestro juicio profesional y mantenemos nuestro escepticismo profesional durante toda la auditoría.
- Identificamos y evaluamos los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros consolidados, ya sea, debido a fraude o error, diseñamos y realizamos procedimientos de auditoría en respuesta a tales riesgos. Tales procedimientos incluyen el examen, a base de pruebas, de la evidencia con respecto a los montos y revelaciones en los estados financieros consolidados.
- Obtenemos un entendimiento del control interno pertinente para una auditoría con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y filiales. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión.
- Evaluamos lo apropiado que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como evaluamos lo apropiado de la presentación general de los estados financieros consolidados.

- Concluimos si a nuestro juicio existen hechos o circunstancias, que, considerados como un todo, originen una duda sustancial acerca de la capacidad de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y filiales para continuar como una empresa en marcha por al menos doce meses a partir del cierre del periodo que se reporta, sin limitarse a dicho periodo.

Se nos requiere comunicar a los responsables del Gobierno Corporativo, entre otros asuntos, la oportunidad y el alcance planificados de la auditoría y los hallazgos significativos de la auditoría, incluyendo, cualquier deficiencia significativa y debilidad importante del control interno que identificamos durante nuestra auditoría.

Deloitte.

Marzo 27, 2025
Santiago, Chile

Firmado por:



4A1A3834C94A452...

Patricia Zuanic C.
Socia
RUT: 9.563.048-0

**Estados Financieros
Consolidados**

**Correspondiente a los años terminados al 31 de
diciembre de 2024 y 2023**

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

En miles de pesos chilenos – M\$

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados Consolidados de Situación Financiera,

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023

(En miles de pesos chilenos – M\$)

ACTIVOS	Nota	31/12/2024	31/12/2023
		M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	70.843.181	57.170.641
Otros activos no financieros corrientes	21	7.777.070	7.145.966
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	7	324.702.087	294.446.693
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	8	5.773.984	3.762.418
Inventarios corrientes	9	63.887.742	65.448.916
Activos por impuestos corrientes, corriente	10	14.767.399	38.517.216
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		487.751.463	466.491.850
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	11	5.025.260	4.242.426
Otros activos no financieros no corrientes	21	120.474	128.428
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	7	253.902.792	165.353.230
Activos intangibles distintos de la plusvalía	12	113.976.079	103.735.938
Plusvalía	13	232.785.633	232.625.129
Propiedades, planta y equipo	14	1.768.787.184	1.564.131.509
Activos por derecho de uso	15	2.769.632	2.231.093
Activos por impuestos diferidos	16	25.309.123	15.577.666
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		2.402.676.177	2.088.025.419
TOTAL ACTIVOS		2.890.427.640	2.554.517.269

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados Consolidados de Situación Financiera

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023

(En miles de pesos chilenos – M\$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/12/2024	31/12/2023
		M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	17	306.031.965	149.771.685
Pasivos por arrendamientos corrientes	15	1.725.198	1.391.393
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	18	250.525.894	277.192.331
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	8	12.008.933	14.891.533
Otras provisiones corrientes	20	7.414.919	7.941.576
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	10	2.133.546	9.810.691
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	20	19.057.391	18.690.494
Otros pasivos no financieros corrientes	21	35.876.523	41.910.422
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		634.774.369	521.600.125
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	17	1.171.133.844	1.106.124.845
Pasivos por arrendamientos no corrientes	15	2.361.374	1.807.282
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	18	121.889.018	75.672.847
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	8	136.615.777	97.541.739
Pasivo por impuestos diferidos	16	71.552.378	59.724.492
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	20	22.458.450	20.195.037
Otros pasivos no financieros no corrientes	21	10.768.523	10.976.359
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		1.536.779.364	1.372.042.601
TOTAL PASIVOS		2.171.553.733	1.893.642.726
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	22	483.747.016	483.747.016
Ganancias (pérdidas) acumuladas	22	145.473.773	103.832.517
Otras reservas	22	80.716.953	65.059.023
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		709.937.742	652.638.556
Participaciones no controladoras	22	8.936.165	8.235.987
PATRIMONIO TOTAL		718.873.907	660.874.543
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		2.890.427.640	2.554.517.269

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos Estados Financieros Consolidados

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Resultados Integrales, por Naturaleza
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023
 (En miles de pesos chilenos – M\$)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	01/01/2024 31/12/2024	01/01/2023 31/12/2023
		M\$	M\$
Ganancia (pérdida)			
Ingresos de actividades ordinarias	23	954.599.518	874.431.831
Otros ingresos	23	90.716.394	61.213.934
Materias primas y consumibles utilizados	24	(565.720.395)	(524.268.119)
Gastos por beneficios a los empleados	25	(100.592.051)	(84.739.372)
Gasto por depreciación y amortización	26	(62.872.130)	(52.515.754)
Otros gastos, por naturaleza	28	(149.481.386)	(114.262.225)
Otras ganancias (pérdidas)	30	(662.631)	84.061
Ingresos financieros	29	1.770.175	4.030.909
Costos financieros	29	(49.734.451)	(40.487.655)
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con la NIIF 9	27	(9.335.266)	(2.870.214)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	29	(21.563.347)	(8.733.401)
Resultados por unidades de reajuste	29	(36.140.720)	(39.335.965)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos		50.983.710	72.548.030
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	16	(11.140.489)	(23.349.257)
Ganancia (pérdida)		39.843.221	49.198.773
Ganancia (pérdida), atribuible a			
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	38.853.396	48.146.261
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	22	989.825	1.052.512
Ganancia (pérdida)		39.843.221	49.198.773

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Otros Resultados Integrales
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023
 (En miles de pesos chilenos – M\$)

OTROS RESULTADOS INTEGRALES	Nota	01/01/2024	01/01/2023
		31/12/2024	31/12/2023
		M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		39.843.221	49.198.773
Otro resultado integral			
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	20	240.300	(43.518)
Otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos		240.300	(43.518)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	-	15.586.005	4.652.728
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencias de cambio por conversión		15.586.005	4.652.728
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos		15.586.005	4.652.728
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		15.826.305	4.609.210
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo			
Impuesto a las ganancias relativo a nuevas mediciones de planes de beneficios definidos de otro resultado integral	16	(64.881)	11.750
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo		(64.881)	11.750
Otro resultado integral		15.761.424	4.620.960
Resultado integral		55.604.645	53.819.733
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		54.511.326	52.657.540
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		1.093.319	1.162.193
Resultado integral		55.604.645	53.819.733

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio Neto

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023

(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 01/01/2024	483.747.016	24.122.357	984	(796.493)	41.732.175	65.059.023	103.832.517	652.638.556	8.235.987	660.874.543
Saldo inicial reexpresado al 01/01/2024	483.747.016	24.122.357	984	(796.493)	41.732.175	65.059.023	103.832.517	652.638.556	8.235.987	660.874.543
Cambios en el patrimonio										
Resultado integral										
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	38.853.396	38.853.396	989.825	39.843.221
Otro resultado integral	-	15.494.619	-	163.311	-	15.657.930	-	15.657.930	103.494	15.761.424
Total Resultado integral	-	15.494.619	-	163.311	-	15.657.930	38.853.396	54.511.326	1.093.319	55.604.645
Dividendos (Ver nota 22.1.5)	-	-	-	-	-	-	2.787.860	2.787.860	-	2.787.860
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	(393.141)	(393.141)
Total Cambios en el patrimonio	-	15.494.619	-	163.311	-	15.657.930	41.641.256	57.299.186	700.178	57.999.364
Patrimonio final al 31/12/2024	483.747.016	39.616.976	984	(633.182)	41.732.175	80.716.953	145.473.773	709.937.742	8.936.165	718.873.907

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos Estados Financieros Consolidados

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio Neto

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023

(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 01/01/2023	385.906.755	19.577.572	984	(762.987)	41.732.175	60.547.744	111.522.406	557.976.905	7.552.538	565.529.443
Saldo inicial reexpresado al 01/01/2023	385.906.755	19.577.572	984	(762.987)	41.732.175	60.547.744	111.522.406	557.976.905	7.552.538	565.529.443
Cambios en el patrimonio										
Resultado integral										
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	48.146.261	48.146.261	1.052.512	49.198.773
Otro resultado integral	-	4.544.785	-	(33.506)	-	4.511.279	-	4.511.279	109.681	4.620.960
Total Resultado integral	-	4.544.785	-	(33.506)	-	4.511.279	48.146.261	52.657.540	1.162.193	53.819.733
Emisión de patrimonio	97.840.261	-	-	-	-	-	-	97.840.261	-	97.840.261
Dividendos	-	-	-	-	-	-	(55.836.150)	(55.836.150)	-	(55.836.150)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	(478.744)	(478.744)
Total Cambios en el patrimonio	97.840.261	4.544.785	-	(33.506)	-	4.511.279	(7.689.889)	94.661.651	683.449	95.345.100
Patrimonio final al 31/12/2023	483.747.016	24.122.357	984	(796.493)	41.732.175	65.059.023	103.832.517	652.638.556	8.235.987	660.874.543

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Flujos de Efectivo Método Directo
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023
 (En miles de pesos chilenos – M\$)

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO MÉTODO DIRECTO	Nota	31/12/2024 M\$	31/12/2023 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	-	1.090.579.397	1.225.733.442
Otros cobros por actividades de operación	-	2.830.159	7.457.822
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	-	(824.040.445)	(947.909.194)
Pagos a y por cuenta de los empleados	-	(100.667.560)	(76.454.454)
Otros pagos por actividades de operación	-	(10.128.189)	(12.340.504)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones		158.573.362	196.487.112
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación	-	15.257.884	(34.722.274)
Otras entradas (salidas) de efectivo, clasificados como actividades de operación	-	-	7.658.994
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		173.831.246	169.423.832
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Importes procedentes de ventas de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		259.810	8.758
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión	-	(276.112.900)	(199.950.017)
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión	-	1.750.829	4.030.906
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(274.102.261)	(195.910.353)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de la emisión de acciones	-	-	97.840.261
Importes procedentes de préstamos, clasificados como actividades de financiación	6	338.000.000	60.000.000
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		338.000.000	60.000.000
Préstamos de entidades relacionadas	6	43.992.277	116.309.271
Reembolsos de préstamos, clasificados como actividades de financiación	6	(199.955.643)	(9.857.209)
Pagos de pasivos por arrendamientos	6	(1.122.569)	(1.033.057)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	6	(12.832.268)	(180.981.283)
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación	-	(269.607)	(42.047.205)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación	6	(53.502.857)	(47.494.522)
Otras entradas (salidas) de efectivo, clasificados como actividades de financiación		(244.854)	(326.700)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		114.064.479	(7.590.444)
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	-	13.793.464	(34.076.965)
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	-	(120.924)	(3.063.600)
Incremento (disminución) de efectivo y equivalentes al efectivo		13.672.540	(37.140.565)
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio	-	57.170.641	94.311.206
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	6	70.843.181	57.170.641

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos Estados Financieros Consolidados

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

ÍNDICE

1. Información General y Descripción del Negocio	12
2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas	14
2.1. Principios contables	14
2.2. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas	14
2.3. Período cubierto	15
2.4. Bases de preparación	15
2.5. Bases de consolidación	15
2.6. Combinación de negocios	17
2.7. Moneda funcional	17
2.8. Bases de conversión	17
2.9. Compensación de saldos y transacciones	18
2.10. Propiedades, planta y equipo	18
2.11. Activos intangibles	19
2.11.1. Plusvalía comprada	19
2.11.2. Servidumbres y Derechos de agua	19
2.11.3. Programas informáticos	20
2.11.4. Costos de investigación y desarrollo	20
2.12. Deterioro de activos no financieros	20
2.13. Arrendamientos	21
2.13.1. Sociedad actúa como arrendatario:	21
2.13.2. Sociedad actúa como arrendador:	21
2.14. Instrumentos financieros	22
2.14.1. Activos Financieros	22
2.14.2. Pasivos financieros	23
2.14.3. Derivados y contabilidad de cobertura	24
2.14.4. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	25
2.14.5. Derivados implícitos	25
2.14.6. Instrumentos de patrimonio	25
2.15. Inventarios	25
2.16. Otros pasivos no financieros	25
2.16.1. Ingresos diferidos	25
2.16.2. Subvenciones estatales	25
2.16.3. Obras en construcción para terceros	26
2.17. Provisiones	26
2.18. Beneficios a los empleados	26
2.19. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	27
2.20. Impuesto a las ganancias	27
2.21. Reconocimiento de ingresos y gastos	28
2.22. Dividendos	29
2.23. Estado de flujos de efectivo	29
2.24. Reclasificaciones	30
2.25. Nuevos pronunciamientos contables	30
3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	30
3.1. Generación eléctrica	31
3.2. Transmisión	31
3.3. Distribución	32
3.4. Marco regulatorio	33
3.4.1. Aspectos generales	33
3.4.2. Ley de Transmisión	33
3.4.3. Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local	34
3.4.4. Ley que obliga a solventar el empalme y medidor en caso de fuerza mayor	34
3.4.5. Ley de Generación Residencial	34
3.4.6. Norma Técnica de Distribución	34

3.4.7.	Ley que regula el retiro de líneas aéreas y subterráneas de comunicaciones.....	35
3.4.8.	Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica	35
3.4.9.	Ley de estabilización transitoria de precios.....	35
3.4.10.	Ley N° 21.304 sobre el suministro a clientes electrodependientes.....	36
3.4.11.	Resolución Exenta CNE N°176/2020 - Giro Exclusivo	36
3.4.12.	Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19.....	36
3.4.13.	Ley Servicios Sanitarios Rurales.....	36
3.4.14.	Ley de Transición Energética	37
3.4.15.	Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	37
4.	Política de Gestión de Riesgos	37
4.1.	Riesgos financieros	37
4.1.1.	Riesgo de Tipo de cambio.....	38
4.1.1.1.	Análisis de Sensibilidad.....	38
4.1.2.	Riesgo Inflacionario	38
4.1.2.1.	Análisis de Sensibilidad.....	39
4.1.3.	Tasa de interés	39
4.1.4.	Riesgo de liquidez.....	39
4.1.5.	Riesgo de crédito	40
5.	Juicios y estimaciones de la Administración en la aplicación de las políticas contables claves de las Sociedades.	41
6.	Efectivo y Equivalentes al Efectivo.....	42
7.	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas Por Cobrar	44
8.	SalDOS y Transacciones con Partes Relacionadas	49
8.1.	Accionistas	49
8.2.	SalDOS y transacciones con entidades relacionadas	49
8.3.	Directorio y personal clave de la gerencia.....	50
9.	Inventarios	52
10.	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	53
11.	Otros activos financieros no corrientes	53
12.	Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	53
13.	Plusvalía	55
14.	Propiedades, Planta y Equipo	56
15.	Activos por Derechos de Uso y Obligaciones por Arrendamientos.....	58
16.	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos	60
16.1.	Impuesto a la Renta	60
16.2.	Impuestos Diferidos.....	61
17.	Otros Pasivos Financieros corrientes y no corrientes	62
17.1.	Instrumentos derivados	63
18.	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar.....	64
19.	Instrumentos financieros	66
19.1.	Instrumentos financieros por categoría	66
19.2.	Valor justo de instrumentos financieros.....	67
20.	Provisiones.....	68
20.1.	Otras provisiones corrientes	68
20.2.	Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	69
20.3.	Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados.....	69
20.4.	Juicios y multas	72
21.	Otros activos y pasivos no financieros	72
22.	Patrimonio	73
22.1.	Patrimonio neto de la Sociedad	73
22.1.1.	Capital suscrito y pagado.....	73
22.1.2.	Dividendos	73
22.1.3.	Otras reservas	73
22.1.4.	Diferencias de conversión	75
22.1.5.	Ganancias Acumuladas.....	75
22.2.	Gestión de capital.....	76
22.3.	Restricciones a la disposición de fondos	76
22.4.	Patrimonio de participaciones no controladoras	76
23.	Ingresos.....	77
24.	Materias Primas y Consumibles Utilizados	79

25. Gastos por Beneficios a los Empleados.....	79
26. Gasto por Depreciación y Amortización	79
27. (Pérdida) Ganancia por deterioro	79
28. Otros Gastos por Naturaleza.....	80
29. Resultados Financieros	80
30. Otras ganancias (pérdidas)	80
31. Segmentos de Negocio	81
32. Medio Ambiente	84
33. Garantías Comprometidas con Terceros, Otros Activos Financieros no Corrientes	84
34. Cauciones Obtenidas de Terceros.....	84
35. Compromisos y Restricciones	84
36. Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo	95
37. Información Adicional sobre Deuda Financiera	96
38. Moneda Extranjera	98
39. Sanciones	100
40. Hechos Posteriores	100

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023

(En miles de pesos chilenos - M\$)

1. Información General y Descripción del Negocio

a) Información General

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

La Sociedad es el vehículo a través del cual el fondo canadiense Ontario Teachers’ Pension Plan Board y el fondo canadiense Alberta Investment Management Corporation (AIMCo) controlan las empresas del Grupo Saesa. Los sectores en los que participa la Sociedad y sus filiales son distribución, transmisión, transformación, generación y comercialización de energía eléctrica.

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

Las sociedades filiales directas inscritas en el Registro de Valores son: Sociedad Austral de Electricidad S.A. (en adelante “Saesa”), inscrita con el número 1.072 y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (en adelante “Frontel”), inscrita con el número 1.073. La filial indirecta inscrita en el Registro de Valores es, Sistema de Transmisión del Sur S.A. (en adelante “STS”), inscrita con el número 1.200.

Las filiales indirectas inscritas en el Registro de Entidades Informantes son: Compañía Eléctrica Osorno S.A. (en adelante “Luz Osorno”), inscrita con el número 116, Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (en adelante “Edelaysen”), inscrita con el número 28, Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (en adelante “SATT”), inscrita con el número 435. Con fecha 28 de Junio de 2024 Sistema de Transmisión del Norte S.A. (en adelante “STN”) fue inscrita en la Comisión para el Mercado Financiero con el número 683.

Las sociedades filiales directas no inscritas son Saesa Innova Soluciones SpA, Saesa Gestión y Logística SpA, Sociedad de Transmisión Austral S.A. (en adelante “STA”) y STA II S.A. (en adelante “STA II”). Las sociedades filiales indirectas no inscritas son Sagesa Transmisión S.A. (en adelante “Sagesa S.A.”), Sagesa Generación S.A. (en adelante “Sagesa Gx”), Sociedad Generadora Austral S.A., (en adelante “SGA”), Sistema de Transmisión del Centro S.A. (en adelante “STC”), Línea de Transmisión Cabo Leones S.A. y Tolchén Transmisión SpA.

Disolución Saesa Gestión y Logística. (Noviembre 2024)

En sesión de directorio celebrada con fecha 13 de noviembre de 2024, el Directorio de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. acordó disolver la sociedad Saesa Gestión y Logística SpA, de la cual es el único accionista y administrador.

Para estos efectos, con fecha de 30 de noviembre de 2024 se solicitó el término de giro de esta sociedad ante el Servicio de Impuestos Internos.

Una vez concluido el proceso de revisión por parte del SII, se debe proceder a la suscripción de la escritura pública de disolución correspondiente, con cuya presentación ante el SII se formaliza el término de giro.

División Sociedad de Transmisión Austral S.A. (Enero 2023)

En Junta Extraordinaria de Accionistas de la filial Sociedad de Transmisión Austral S.A. celebrada con fecha 3 de enero de 2023, se acordó la división de dicha sociedad en dos sociedades: (a) la continuadora, que mantuvo la razón social; y (b) una nueva sociedad denominada STA II S.A. a la que se le asignó la participación que Sociedad de Transmisión Austral S.A. mantenía en SGA y en Sagesa S.A. La mencionada división tuvo efecto inmediato por lo tanto la división se llevó a cabo a partir de esa fecha.

b) Información del Negocio

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

La filial Sagesa es una empresa generadora que opera desde la Región del Biobío a la Región de Los Lagos. Básicamente, posee una central gas/diésel de 45 MW y varias centrales diésel con una potencia instalada de 109,5 MW. Parte de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del CEN-SEN a través de la filial SGA y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado.

La filial Sagesa Tx es una empresa que mantiene activos de Transmisión y la participación en Cabo Leones.

La filial STS es una empresa cuya principal actividad es el transporte de energía a las generadoras con contrato de suministro con empresas distribuidoras de las regiones del Biobío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos; además, la prestación de servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.

La filial STN, cuyo giro principal es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía, opera un sistema de transmisión dedicada en la Región de Antofagasta cuyo propósito es abastecer los requerimientos de energía y potencia de una empresa minera y permitir la conexión de una central generadora (517 MW) al Sistema Eléctrico Nacional (SEN); también opera en el sistema de Transmisión Nacional. Como otros avances, se han incorporado nuevos servicios asociados a operación y control a través de tecnología, monitoreo desde aplicaciones y servicio de inspecciones por medio de drones.

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

En el primer semestre de 2022, Eléctrica Puntilla comunicó al Mercado a través de un hecho esencial que el proyecto Central Ñuble de su filial Hidroeléctrica Ñuble SpA ("Hidroñuble") presenta un atraso importante, modificando el aplazamiento ya informado en agosto de 2020, estimando su puesta en marcha para el segundo semestre del año 2026.

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

La filial SATT, actualmente opera algunos activos de Transmisión Nacional y Dedicada en las regiones de Antofagasta, Atacama y Toltén.

La filial Tolchén cuenta con una línea de transmisión dedicada de doble circuito de 33 km de largo con una capacidad de 233 MVA por circuito y que son utilizados por Parques Eólicos. El primer circuito se extiende desde la Subestación San Gabriel hasta la Subestación Mulchén y el segundo circuito se extiende desde la Subestación Tolpán Sur hasta la Subestación Mulchén. Ambos circuitos se encuentran ubicados en las comunas de Renaico y Mulchén, provincias de Malleco y Biobío, pertenecientes a las regiones de la Araucanía y Biobío respectivamente.

La filial INNOVA tiene por objetivo la compra, venta, arrendamiento y comercialización de productos eléctricos o vinculados al mundo eléctrico en general, además de una amplia gama de soluciones energéticas para el sector industrial, minero, empresarial y hogar.

La filial STA tiene por objeto realizar negocios relacionados principalmente con la transmisión de energía a través suyo o de otras empresas, así como realización y administración de inversiones. Las actividades de la Sociedad que conforman su objeto social podrán desarrollarse en el país o en el extranjero. Actualmente administra las inversiones de sus filiales STN, SATT, STC, Tolchén, STS y SAGESA Tx.

La filial STA II tiene por objeto realizar negocios relacionados con la generación y comercialización de energía a través suyo o de otras empresas. Actualmente administra las inversiones de sus filiales Sagesa Generación y SGA.

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

Al 31 de diciembre de 2024 los presentes Estados Financieros Consolidados muestran un capital de trabajo negativo principalmente por los montos de cuentas de financiamientos con terceros y partes relacionadas. La Sociedad mantiene flujo de caja de las actividades operativas positivo, y monitorea sus proyecciones de flujo de efectivo de manera continúa contando con el compromiso de sus partes relacionadas y matriz para financiar proyectos en curso cuando sea necesario. Por lo tanto, para lograr una visión más exacta de la posición financiera, capital de trabajo de la Sociedad, se deben analizar los Estados Financieros Consolidados de la Matriz Inversiones Grupo Saesa Limitada. La Sociedad cuenta con el soporte económico y financiero de su Matriz y Grupo.

2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

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

Los Estados Financieros Consolidados de la Sociedad y sus filiales terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, han sido preparados de acuerdo con 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 International Accounting Standards Board ("IASB").

Estos Estados Financieros Consolidados han sido aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 27 de marzo de 2025.

2.2. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

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

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

2.3. Período cubierto

Los presentes Estados Financieros Consolidados comprenden lo siguiente:

- Estados Consolidados de Situación Financiera Clasificados de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2024 y 2023.
- Estados Consolidados de Resultados Integrales por Naturaleza por los años terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023.
- Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio Neto por los años terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023.
- Estados Consolidados de Flujos de Efectivo Método Directo por los años terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023.

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 el Estado Consolidado de Resultados Integrales desde la fecha en que la Sociedad obtiene el control hasta la fecha en que la Sociedad deja de controlar la filial.

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

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

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

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

RUT	Razón social	Nombre abreviado	País	Moneda funcional	% de Participación			
					31/12/2024			31/12/2023
					Directo	Indirecto	Total	Total
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Chile	Peso Chileno	0,0000%	93,2373%	93,2373%	93,2373%
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	Chile	Peso Chileno	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	Chile	Dólar Estadounidense	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Chile	Peso Chileno	0,0000%	99,8600%	99,8600%	99,8600%
77.708.654-5	Sagesa Generación S.A.	SAGESA GX	Chile	Dólar Estadounidense	0,1000%	99,8987%	99,9987%	99,9987%
76.186.388-6	Sagesa S.A.	SAGESA TX	Chile	Peso Chileno	0,1000%	99,8987%	99,9987%	99,9987%
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Chile	Peso Chileno	99,9164%	0,0000%	99,9164%	99,9164%
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Chile	Peso Chileno	99,3737%	0,0000%	99,3737%	99,3737%
77.227.557-9	Saesa Gestión y Logística SpA	SGL	Chile	Peso Chileno	0,0000%	0,0000%	0,0000%	100,0000%
77.227.565-K	Saesa Innova Soluciones SpA	INNOVA	Chile	Peso Chileno	100,0000%	0,0000%	100,0000%	100,0000%
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	STN	Chile	Dólar Estadounidense	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	STC	Chile	Dólar Estadounidense	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	SATT	Chile	Dólar Estadounidense	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	Chile	Dólar Estadounidense	99,9694%	0,0000%	99,9694%	99,9694%
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	CABO LEONES	Chile	Dólar Estadounidense	0,0100%	99,9900%	100,0000%	100,0000%
76.389.448-7	Tolchén Transmisión SpA	TOLCHÉN	Chile	Dólar Estadounidense	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
77.729.726-0	STA II S.A.	STA II	Chile	Dólar Estadounidense	99,9694%	0,0000%	99,9694%	99,9694%

Participaciones no controladoras – Una controladora presentará las participaciones no controladoras en el Estado Consolidado de Situación Financiera, dentro del patrimonio, de forma separada del patrimonio de los propietarios de la controladora.

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

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

La conversión indicada se realiza del siguiente modo:

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

2.6. Combinación de negocios

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

2.7. Moneda funcional

La moneda funcional para cada entidad del Grupo se determinó como la moneda del ambiente económico principal en que funciona.

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno. La moneda funcional de las filiales directas e indirectas se distribuye como sigue:

Sociedad	Nombre abreviado	Moneda funcional
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Peso Chileno
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Peso Chileno
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	Peso Chileno
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Peso Chileno
Saesa Innova Soluciones SpA	INNOVA	Peso Chileno
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Peso Chileno
STA II S.A.	STA II	Dólar Estadounidense
Sagesa Generación S.A.	SAGESA GX	Dólar Estadounidense
Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	Dólar Estadounidense
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	Dólar Estadounidense
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	STC	Dólar Estadounidense
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	SATT	Dólar Estadounidense
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	STN	Dólar Estadounidense
Tolchén Transmisión SpA	TOLCHÉN	Dólar Estadounidense
Sagesa S.A.	SAGESA TX	Peso Chileno
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	CABO LEONES	Dólar Estadounidense

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

2.8. Bases de conversión

Las transacciones en una moneda 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 ejercicio, 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 ejercicio, 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 convertidos a los tipos de cambio a valores vigentes a la fecha de cierre de los Estados Financieros Consolidados, según el siguiente detalle:

Moneda extranjera y reajutable	Nombre abreviado	31/12/2024	31/12/2023
		\$	\$
Dólar Estadounidense	USD	996,46	877,12
Unidad de Fomento	UF	38.416,69	36.789,36

2.9. Compensación de saldos y transacciones

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

2.10. Propiedades, planta y equipo

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

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

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

Costos por préstamos capitalizados	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados (ver nota 29)	7.893.292	6.083.433
Tasa de capitalización de costos moneda funcional CLP	3,19%	3,19%
Tasa de capitalización de costos moneda funcional USD	3,00%	3,00%

- Costos de personal relacionados directamente con las obras en curso, ascendieron a M\$9.122.638 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2024 y a M\$7.256.130 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2023 (ver nota 25).
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad y sus filiales deberán hacer frente, en relación con la obligación de cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. La Sociedad y sus filiales revisan anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

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

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

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

El resto de reparaciones y mantenciones que no cumplan con lo mencionado anteriormente se cargan en el Estado Consolidado de Resultados Integrales del periodo en que se incurren.

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

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

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

Propiedades, planta y equipo	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificios	40 - 80
Plantas y equipos:	
Líneas y redes	30 - 44
Transformadores	44
Medidores	20 - 40
Subestaciones	20 - 60
Sistema de generación	25 - 50
Equipamiento de tecnologías de la información:	
Hardware	5
Instalaciones fijas y accesorios:	
Muebles y equipos de oficina	10
Vehículos	7
Otros equipos y herramientas	10

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

2.11. Activos intangibles

2.11.1. Plusvalía comprada

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

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

2.11.2. Servidumbres y Derechos de agua

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

2.11.3. Programas informáticos

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

2.11.4. Costos de investigación y desarrollo

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

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

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

La Sociedad y sus filiales se encuentran trabajando en la búsqueda de soluciones tecnológicas que le permitan entre otras una interacción remota con sus clientes y equipos de la red a modo de facilitar la gestión energética, calidad del servicio y productos entregados a sus usuarios, además de otros proyectos de ERNC de generación híbrida en Sistemas Aislados. Respecto a los proyectos descritos anteriormente, la Sociedad y sus filiales no han registrado gastos de investigación, de haberlos se contabilizan con cargo al Estado Consolidado de Resultados Integrales.

2.12. Deterioro de activos no financieros

En cada fecha de presentación, la Sociedad revisa los valores en libros de su propiedad, planta y equipo y activos intangibles de vida útil definida para determinar si existe algún indicio de que dichos activos hayan sufrido una pérdida por deterioro. Si existe tal indicio, se estima el importe recuperable del activo para determinar el alcance de la pérdida por deterioro (si la hubiere). Cuando el activo no genera flujos de efectivo independientes de otros activos, la Sociedad estima el importe recuperable de la unidad generadora de efectivo a la que pertenece el activo. Cuando se puede identificar una base de asignación razonable y consistente, los activos corporativos también se asignan a unidades generadoras de efectivo individuales o, de lo contrario, se asignan al grupo más pequeño de unidades generadoras de efectivo para el cual se puede identificar una base de asignación razonable y consistente.

Los activos intangibles con una vida útil indefinida se someten a pruebas de deterioro al menos una vez al año y siempre que exista un indicio al final del año sobre el que se informa que el activo puede estar deteriorado.

El importe recuperable es el mayor entre el valor razonable menos los costos de disposición y el valor en uso. Al evaluar el valor en uso, los flujos de efectivo futuros estimados se descuentan a su valor presente utilizando una tasa de descuento antes de impuestos que refleja las evaluaciones actuales del mercado del valor del dinero en el tiempo y los riesgos específicos del activo para el cual se calculan los flujos de efectivo futuros.

Si se estima que el importe 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 importe 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 importe 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 periodos 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 periodos anteriores.

La Sociedad y sus filiales, en base al resultado de las pruebas de deterioro anuales, considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos al 31 de diciembre de 2024, y 2023.

2.13. Arrendamientos

2.13.1. Sociedad actúa como arrendatario:

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

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

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

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

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

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

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

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

2.13.2. Sociedad actúa como arrendador:

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

El resto de los arrendamientos son clasificados como arrendamientos operativos.

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

En el caso de los arrendamientos operativos, los pagos por arrendamiento se reconocen como ingreso de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto. Los costos directos iniciales incurridos para obtener un arrendamiento operativo se añaden al valor en libros del activo subyacente y se reconocen como gasto a lo largo del plazo del arrendamiento, sobre la misma base que los ingresos del arrendamiento.

2.14. Instrumentos financieros

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

Los activos y pasivos financieros se miden inicialmente a valor razonable, excepto en el caso de las cuentas por cobrar comerciales que no tienen un componente de financiación significativo y se miden al precio de transacción (Ver nota 23 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 Resultados Integrales.

2.14.1. Activos Financieros

Todas las compras o ventas regulares de activos financieros son reconocidas y dadas de baja 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 VRCCRI 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:

- En el caso de los activos financieros inicialmente reconocidos a costo amortizado, se miden utilizando el método de la tasa de interés efectiva, que une las futuras recaudaciones de efectivo estimadas durante la vida esperada del activo financiero.
- 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 el Estado Consolidado de Resultados Integrales. Otras ganancias y pérdidas netas se reconocen en el Estado Consolidado de Resultados Integrales. Al dar de baja los activos, las ganancias y pérdidas acumuladas en otros resultados integrales se reclasifican a los resultados del ejercicio.

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 ejercicio. Estos activos financieros se mantienen para su negociación y se adquieren con el fin de venderlos a corto plazo. Los activos financieros de esta categoría se clasifican como otros activos financieros corrientes

c) Deterioro de activos financieros no derivados

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

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

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

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

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

2.14.2. Pasivos financieros

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

El Grupo mantiene los siguientes pasivos financieros en su Estado Consolidado de Situación Financiera, clasificados como se describe a continuación:

a) Cuentas por pagar comerciales:

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

b) Obligaciones con bancos e instituciones financieras:

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

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

2.14.3. Derivados y contabilidad de cobertura

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

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

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

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

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

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

La contabilidad de cobertura se interrumpe cuando la relación de cobertura se cancela, cuando el instrumento de cobertura caduca o se vende, se termina, o se ejerce, o ya no califica para la contabilidad de cobertura.

Cualquier resultado diferido en patrimonio en ese momento se mantiene y se reconoce cuando la transacción esperada es finalmente reconocida en resultados. Cuando ya no se espera que se produzca una transacción esperada, el resultado acumulado que se difirió se reconoce inmediatamente en el Estado Consolidado de Resultados Integrales.

2.14.4. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

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

2.14.5. Derivados implícitos

La Sociedad evalúa la existencia de derivados implícitos en contratos de instrumentos financieros y no financieros para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal, siempre que el conjunto no esté clasificado como un activo o un pasivo a valor razonable con cambios en resultados. En caso de no estar estrechamente relacionados, los derivados implícitos estarán separados del contrato principal y registrados a su valor razonable con las variaciones de este valor reconocidos inmediatamente en el estado de resultados.

2.14.6. Instrumentos de patrimonio

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

2.15. Inventarios

Las existencias se valoran al precio medio ponderado de adquisición, o valor neto de realización si éste es inferior. El valor neto de realización es el precio de venta estimado del activo en el curso normal de la operación, menos los costos de venta aplicables. Los costos incluyen el precio de compra más los costos incurridos necesarios para darles su condición y ubicación actuales, netos de descuentos comerciales y otras rebajas.

2.16. Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.16.1. Ingresos diferidos

En este rubro se incluyen, fundamentalmente, emisiones de documentos o pagos recibidos de clientes por servicios, que según contrato estipulan pagos anticipados. Estos montos se registran como ingresos diferidos en el pasivo del Estado Consolidado de Situación Financiera y se imputan a resultados en el rubro “Ingresos de actividades ordinarias” del Estado Consolidado de Resultados Integrales en la medida que se devenga el servicio.

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

2.16.2. Subvenciones estatales

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

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

2.16.3. Obras en construcción para terceros

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

La Sociedad y sus filiales miden el grado de avance diferenciando según el presupuesto total de la obra (entre mayores o menores a los M\$50.000, en el caso de la filial INNOVA, M\$25.000). Bajo este monto el grado de avance se determina en relación al costo incurrido en el proyecto, por sobre este monto, el avance se medirá de acuerdo a informes técnicos de avance.

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

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

2.17. Provisiones

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

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

2.18. Beneficios a los empleados

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

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

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

- Beneficios post-empleo: Indemnizaciones por años de servicio

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

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

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 5,32% anual, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

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

2.19. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

2.20. Impuesto a las ganancias

El gasto por impuesto a las ganancias del ejercicio se define como el impuesto corriente de la Sociedad y sus filiales y es el resultado de la aplicación de la tasa de impuestos en la base imponible del periodo, 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 periodo en que se realiza el activo o se liquida el pasivo.

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

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

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

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

2.21. Reconocimiento de ingresos y gastos

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

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

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

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

(i) Venta de Energía:

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

Los ingresos por venta de energía son reconocidos a lo largo del tiempo.

(ii) Transmisión:

Los ingresos por servicios de transmisión regulada se registran en base a la valoración de las instalaciones (VATT), de acuerdo a lo establecido en los decretos de valorización y adjudicación. Los ingresos por servicios de Transmisión dedicada se obtienen a partir de lo convenido en los contratos privados de transporte celebrados entre este tipo de usuarios y el propietario de éstas, y normalmente su precio se establece mediante el cálculo del AVI + COMA determinado de mutuo acuerdo entre las partes.

(iii) Generación y Comercialización:

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

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

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

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

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

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

- (vi) Ingresos por intereses:

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

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

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

2.22. Dividendos

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

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

2.23. Estado de flujos de efectivo

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

- **Flujos de efectivo:** Entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por estos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- **Actividades de operación:** Son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de la Sociedad y sus filiales, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.
- **Actividades de inversión:** Son las actividades relacionadas con la adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- **Actividades de financiamiento:** Son las actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos de carácter financiero.

2.24. Reclasificaciones

Para efectos comparativos, se han efectuado ciertas reclasificaciones las cuales no han modificado patrimonio ni resultado integral informado por la Sociedad anteriormente, principalmente relacionado a cuentas comerciales por cobrar y por pagar, realizados al 31 de diciembre de 2023.

Las partidas se detallan a continuación:

Rubro Anterior	Nueva presentación	M\$
ACTIVOS CORRIENTES	ACTIVOS CORRIENTES	
Activos por impuestos corrientes	Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	19.486.856
ACTIVOS NO CORRIENTES	ACTIVOS CORRIENTES	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	32.982.550
ACTIVOS CORRIENTES	ACTIVOS CORRIENTES	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Otros activos no financieros	2.673.535
ACTIVOS NO CORRIENTES	PASIVOS NO CORRIENTES	
Activos por impuestos diferidos	Pasivos por impuestos diferidos	44.988.530
PASIVOS CORRIENTES	PASIVOS CORRIENTES	
Pasivos por impuestos corrientes	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	5.409.774
PASIVOS NO CORRIENTES	PASIVOS CORRIENTES	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	32.982.550

2.25. Nuevos pronunciamientos contables

a) Las siguientes Enmiendas a NIIF han sido adoptadas en estos Estados Financieros Consolidados:

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Clasificación de pasivos como Corriente o No Corriente (enmiendas a NIC 1)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2024
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
Acuerdos de financiación de proveedores (enmiendas a NIC 7 y NIIF 7)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2024

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

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva aún no vigentes:

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

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 18, Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2027
NIIF 19, Subsidiarias Sin Obligación Pública de Rendir Cuentas: Información a Revelar	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2027
Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Falta de Intercambiabilidad (enmiendas a NIC 21)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2025
Modificaciones a las normas de sostenibilidad (SASB) para mejorar su aplicabilidad internacional	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2025
Modificaciones a la Clasificación y Medición de Instrumentos Financieros (enmiendas a NIIF 9 y NIIF 7)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2026
Mejoras Anuales a las Normas IFRS, Volumen 11 (enmiendas a NIIF 1, NIIF 7, NIIF 9, NIIF 10 y NIC 7)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2026

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

3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

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

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

En Chile, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) cubre la zona entre Arica y Chiloé. Por otro lado, existen varios sistemas medianos (SSMM) operados por empresas integradas verticalmente, (entre ellas las filiales SAESA y Edelayesen), cuya capacidad instalada de generación es inferior a los 200 MW, pero superior a los 1.500 kW, y que atienden consumos en las regiones de Los Lagos, Aysén y Magallanes.

3.1. Generación eléctrica

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

En el Sistema Eléctrico Nacional (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 clientes libres:** Corresponde a aquellos clientes con potencia instalada superior a 5 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Los clientes entre 500 kW y 5 MW pueden optar pertenecer al mercado de clientes libres o regulados 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 Edelayesen, y 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 cada cuatro años. El sistema Puerto Cisnes, operado por Edelayesen, se encuentra en 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. En agosto de 2024 CNE publicó su Informe Técnico. Las filiales involucradas presentaron sus desacuerdos ante el Panel de expertos, y se encuentra a la espera de su dictamen.

3.2. Transmisión

Los sistemas de transmisión se califican en tres grupos principales: Transmisión Nacional, Transmisión Zonal y Transmisión Dedicada, siendo los dos primeros de acceso abierto y con tarifas reguladas.

En el caso de la transmisión dedicada, no se puede negar el acceso en caso de que exista capacidad técnica disponible, y los cargos por transporte se rigen por contratos privados entre las partes, a excepción de aquellos destinados al suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, en cuyo caso los cargos son regulados.

La información para definir los peajes es pública en todos los casos. El sistema de cobro de las empresas transmisoras es la suma de un ingreso tarifario más un cargo a los usuarios finales. Este sistema permite a las compañías propietarias de las instalaciones de transmisión recuperar y remunerar sus inversiones en activos de transmisión y recaudar los costos eficientes asociados a la operación de dichos activos. El valor de transmisión puede ser regulado por la Autoridad Regulatoria, determinado en Licitaciones Públicas, o por contratos privados entre las partes.

La CNE está iniciando el proceso de tarificación 2024-2027. El 30 de agosto de 2024 la CNE emitió su Informe Técnico Definitivo de Calificación de Instalaciones de los Sistemas de Transmisión para el periodo 2024-2027. El mismo día se dio inicio a la licitación de los estudios, uno para Transmisión Nacional (TxN) y otro para Transmisión Zonal y Dedicada (TxZyD). El estudio de Transmisión Zonal fue adjudicado en noviembre de 2024 al consultor SIGLA mientras que para el estudio de Transmisión Nacional no se recibieron ofertas y en una segunda instancia fue adjudicado, en febrero de 2025, al consorcio COTA - GETRAND e inició el 12 de marzo de 2025. Adicionalmente, la CNE está desarrollando un proceso de valorización de las instalaciones cuya puesta en servicio fue entre los años 2020 y 2023, tomando como referencia de precios, recargos y homologación de instalaciones del Decreto 7T del 2022. Al respecto, en diciembre de 2024 se recibió el Informe Técnico Preliminar (ITP), el cual fue observado por Grupo SAESA en enero de 2025 y se está a la espera de una versión Definitiva del Informe Técnico durante el primer semestre de 2025.

3.3. Distribución

De acuerdo a la legislación, se considera distribución a todas las redes eléctricas con un voltaje máximo de 23 kV.

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

Cada cuatro años, la 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 simula una empresa modelo por 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, con fecha 07 de junio de 2024 el MEN publicó el decreto 5T/2024 que fija las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros regulados y se encuentra en aplicación. Sin embargo, la aplicación retroactiva de precios (noviembre 2020 – mayo 2024) debe esperar las instrucciones que defina la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), una vez que la Contraloría General de la República (CGR) complete la Toma de Razón del decreto 5T/2024.

Con ocasión de cada proceso tarifario del Valor Agregado de Distribución (VAD), la CNE debe actualizar los precios de servicios asociados a la distribución (SSAA) y las fórmulas tarifarias para el cálculo de peajes de distribución. Respecto de los peajes, en febrero de 2025 la CNE emitió un borrador de Informe Técnico (IT) que fue sujeto de observaciones de parte de las empresas hasta mediados de marzo de 2025 y a partir de las cuales, se deberá emitir una nueva versión de IT que podrá ser sujeto de discrepancias ante el Panel de Expertos, para luego dar pie a la versión final del IT que servirá como insumo para que el MEN dicte el Decreto respectivo.

Respecto de los SSAA, en octubre de 2024 la CNE publicó el Informe Técnico de precios a partir del cual las empresas presentaron discrepancias ante el Panel de Expertos, en audiencia pública realizada en diciembre de 2024 y cuyo Dictamen se espera para el primer trimestre del 2025.

Respecto al proceso noviembre 2024 – noviembre 2028, CNE licitó el estudio y seleccionó al consultor INECON. Este estudio es supervisado por un comité del cual participa el Grupo. A finales de diciembre de 2024 se publicó el Informe Final Definitivo (IFD) del consultor, el cual fue sujeto de observaciones de parte del Comité para que el Consultor emita una nueva versión del IFD durante marzo de 2025 y sobre el cual el Comité deberá pronunciarse, durante abril de 2025, con respecto a la aceptación del informe o bien, solicitar una nueva versión.

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. Con fecha 5 de julio de 2024 se publicó el decreto MEN 7t/2024 que fija los precios de nudo, con efecto retroactivo a enero 2024. Este decreto ajusta los precios de contratos para consumidores de más de 350 kWh al mes e incorpora un cargo para pagar los saldos adeudados a los generadores producto de la congelación de tarifas desde enero 2019.

En mayo 2024 se realizó la licitación 2023/01, con 3.600 GWh año adjudicados a la empresa Enel Generación, cuyos contratos de suministro comienzan los años 2027 y 2028.

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

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

b) Ventas a Clientes Libres o cobro de peaje

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

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

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

3.4. Marco regulatorio

3.4.1. Aspectos generales

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

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

3.4.2. Ley de Transmisión

El 20 de julio de 2016, se publicó en el Diario Oficial la nueva Ley de Transmisión (Ley N° 20.936) que establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.

Los principales cambios realizados por esta Ley son:

- a) Definición funcional de la transmisión: El "sistema de transmisión o de transporte de electricidad" es el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución.

- b) Remuneración: será a través de cargos únicos que asegurarán la recuperación de la inversión y de los costos de administración, operación y mantenimiento eficientes y reconocidos en los decretos tarifarios. Se elimina la actual volatilidad ante variaciones del consumo eléctrico.
- c) Acceso abierto total a instalaciones de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión que corresponda.
- d) Cambio en las tasas de descuento utilizada para remunerar los costos de las instalaciones desde una tasa fija anual de 10% antes de impuestos a una tasa que considere el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas en relación al mercado, la tasa libre de riesgo y el premio por riesgo de mercado, con un piso de 7% después de impuestos.
- e) Estudios de Franjas: el Estado podrá establecer que determinados proyectos de obras nuevas puedan utilizar este mecanismo, el cual consiste en entregar al adjudicado una franja preliminar con la aprobación del Consejo de Ministros para la Sustentabilidad, debiendo el adjudicado desarrollar el trazado específico dentro de la franja preliminar y obtener la Resolución de Calificación Ambiental correspondiente del proyecto. Posteriormente se imponen las servidumbres por decreto, por razones de utilidad pública. Respecto a la negociación y pago de servidumbres, se mantienen los mismos mecanismos actuales.

3.4.3. Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local

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

- a) Reconocimiento de la Generación Local (RGL): Se establece un descuento en el componente de energía de todas las tarifas reguladas de las comunas intensivas en generación eléctrica, el que será asumido por aquellos usuarios de comunas que no son consideradas como intensivas en generación. Así se entrega una señal de costos asociados al suministro eléctrico, compatible con el beneficio que prestan las comunas que poseen capacidad instalada de generación.
- b) Equidad Tarifaria Residencial (ETR): Establece que la diferencia entre el promedio de las cuentas a nivel nacional y la cuenta más alta no sea superior a un 10% del primero. Esta medida es financiada por todos los clientes sometidos a regulación de precios.

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

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

3.4.5. Ley de Generación Residencial

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

3.4.6. Norma Técnica de Distribución

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

Dentro de los nuevos estándares, la norma técnica define la exigencia de instalar medición inteligente a los clientes finales. Producto de un rechazo de la opinión pública al cambio del medidor y su costo asociado, el Ministerio de Energía anunció (29/04/19) que el cambio a la medición inteligente sería voluntario y que lo cobrado hasta la fecha en la tarifa por este concepto sería ser devuelto por la empresa. A contar del 26 de agosto de 2019 comenzó la devolución de los montos involucrados.

Una nueva versión de la NTCS-Dx fue publicada en abril 2024 mediante RE CNE N°210-24, perfeccionando algunos puntos de la norma publicada el 2017 y modificada el 2019.

3.4.7. Ley que regula el retiro de líneas aéreas y subterráneas de comunicaciones

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

3.4.8. Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica

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

Los principales cambios son:

- a) Se establece una tasa de descuento entre 6% y 8% después de impuestos. Tanto para los procesos tarifarios 2020-2024 y 2024-2028 la tasa se fijó en un 6% después de impuestos.
- b) Para reflejar mejor la realidad de las cooperativas eléctricas, en cada proceso tarifario se deberá determinar al menos 4 áreas típicas para representarlas. Para el proceso tarifario en curso se determinaron 6 áreas para las cooperativas con lo que se totalizó 12 áreas típicas (el doble del último proceso tarifario del 2016).
- c) Bases técnicas del proceso de tarificación pueden ser observadas y discrepadas en el Panel de Expertos.
- d) Se realizará un solo estudio supervisado por un comité especial, integrado por 4 representantes de las distribuidoras, 2 del Ministerio, 2 de CNE, dejando atrás la elaboración de 2 estudios, uno por las empresas y otro por la CNE ponderado los resultados 2/3 CNE y 1/3 empresas.
- e) Luego del estudio, la CNE publica un informe técnico preliminar que puede ser observado y discrepado en el Panel de Expertos.
- f) Respecto al chequeo de rentabilidad de la industria, la banda cambia del -4% +4%, a una banda de -3% + 2% de la tasa establecida (resultando una banda entre 3% y 8%). La vida útil utilizada para el chequeo de rentabilidad es la de la empresa modelo.
- g) Mayor participación ciudadana en todo el proceso.
- h) Las empresas concesionarias deberán tener giro exclusivo de distribución de energía eléctrica.

3.4.9. Ley de estabilización transitoria de precios

Producto de la publicación de la Ley N°21.185 el 02/11/2019 que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas, los precios que las distribuidoras pueden traspasar a sus clientes regulados corresponden a los contenidos en el decreto MEN 20T/2018 de enero 2019, denominado Precio Estabilizado a Cliente Regulado (PEC). Este valor se ajusta por IPC a contar del segundo semestre de 2021 y permanece como techo hasta el 2025, siempre que el saldo a pagar a los generadores no supere los 1.350 millones de dólares. Sin embargo, en junio 2022 se superó el monto del saldo, debiendo entonces traspasarse a cliente final la totalidad de los precios contratados.

Para evitar alzas bruscas a cliente final, se publicó la Ley N°21.472 el 02/08/2022 que crea un Fondo de Estabilización de Tarifas (FET), cofinanciado por aportes del Ministerio de Hacienda y un cargo aplicado a los clientes, diferenciado por nivel de consumo según 3 tramos, y cuya implementación inició en diciembre de 2022.

El año 2024 se publicó una nueva ley de estabilización de precios, que incorpora un subsidio a un grupo de clientes vulnerables, diferencia los precios en 2 tramos de consumo, establece un alza paulatina de los precios según el grupo de consumo e incorpora un nuevo cargo, incluido en el precio de la energía, para pagar los saldos pendientes con los generadores.

3.4.10. Ley N° 21.304 sobre el suministro a clientes electrodependientes

Publicada el 12/01/2021 en el Diario Oficial, sobre suministro de electricidad para personas electrodependientes. Establece la necesidad de asegurarles suministro continuo y el descuento del consumo de los equipos a los que se conecten de forma continua o transitoria y que requieren para compensar la pérdida de una función fundamental del cuerpo y sin la cual estarían en riesgo vital o de secuela funcional severa grave. Sin embargo, las disposiciones de esta Ley entrarán en vigencia una vez que se dicte el reglamento expedido por el Ministerio de Energía.

3.4.11. Resolución Exenta CNE N°176/2020 - Giro Exclusivo

La Resolución y sus modificaciones posteriores determina el sentido y alcance de la obligación de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de tener giro exclusivo de distribución energía eléctrica, que fuera impuesto en la Ley N°21.194, que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica, en adelante la “Ley”.

De acuerdo con la Ley y la Resolución, las concesionarias de servicio público de distribución que operan en el Sistema Eléctrico Nacional deben constituirse como sociedades de giro exclusivo de distribución y sólo pueden ejercer actividades económicas destinadas a prestar el servicio público de distribución, en conformidad con las exigencias establecidas en dichos cuerpos normativos. 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 mantienen bajo el RUT de la filial Edelaysen.

3.4.12. Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19

Con fecha 5 de agosto de 2020 se promulgó la Ley N°21.249 que dispone, de manera excepcional, las medidas que indica en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red. En ella, se establece que, durante los 90 días siguientes a su publicación, las empresas proveedoras de dichos servicios no podían 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 prorrateen 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 postergó 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 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

3.4.13. Ley Servicios Sanitarios Rurales

Con fecha 19 de febrero de 2024 se promulgó la Ley N°21.657 que modifica la Ley Eléctrica en materia de servicios sanitarios rurales. Esta ley elimina el cobro de potencia a los servicios sanitarios rurales, reduciendo significativamente su costo del suministro de electricidad.

3.4.14. Ley de Transición Energética

Publicada a fines del año 2024, la Ley N°21.721 agiliza la realización de obras de expansión necesarias y urgentes para el sistema eléctrico, hace más eficientes los procesos de licitación, entrega mecanismos de revisión del valor de inversión (VI) de las obras de ampliación. Están en discusión los reglamentos para su implementación.

3.4.15. Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

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

- a) **Comisión Nacional de Energía ("CNE"):** Se encarga fundamentalmente del buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional. Específicamente, la CNE es responsable de diseñar las normas del sector y del cálculo de las tarifas. Adicionalmente, actúa como ente técnico e informa al Panel de Expertos cuando se presentan discrepancias entre los miembros del CEN o cuando se presentan diferencias en los procesos de fijación de precios, entre otras materias.
- b) **Superintendencia de Electricidad y Combustibles ("SEC"):** Organismo descentralizado, encargado de fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas relativas a generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. Adicionalmente, es quien otorga concesiones provisionales y verifica la calidad de los servicios prestados.
- c) **Ministerio de Energía:** Institución creada a partir del año 2010 a cargo de fijar los precios de nudo, peajes de transmisión y transmisión zonal y tarifas de distribución. Además, otorga las concesiones definitivas, previo informe de la SEC. El objetivo general del Ministerio de Energía es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.
- d) **Coordinador Eléctrico Nacional:** Institución creada en la Ley de Transmisión, quién tiene las siguientes funciones:
 - Preservar la seguridad del servicio;
 - Garantizar la operación a mínimo costo del conjunto de las instalaciones que conforman el sistema;
 - Garantizar el acceso a las instalaciones de transmisión para abastecer los suministros de los clientes finales (distribuidoras o clientes libres).

4. Política de Gestión de Riesgos

La política 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, a través de un Modelo de Gestión Integral de Riesgos alineado con normativas internacionales para la integración de la gestión de riesgos. 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 se basa en cubrir todas aquellas exposiciones significativas, siempre y cuando existan instrumentos adecuados y el costo sea razonable.

A continuación, se especifican los riesgos financieros identificados por la Gerencia de Administración y Finanzas del Grupo, para los cuales se han establecido políticas específicas de gestión y mitigación.

4.1. Riesgos financieros

Los riesgos financieros se refieren a la posibilidad de que existan eventos que puedan traer consecuencias financieras negativas. En línea con lo anterior, la sociedad ha definido una estructura de gestión del riesgo financiero, cuyo proceso está basado en la identificación, análisis, cuantificación, medición y control de cada evento que pudiera impactar los resultados financieros de la compañía.

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

4.1.1. Riesgo de Tipo de cambio

La Sociedad podría verse afectada por las fluctuaciones de monedas dado que las transacciones realizadas están denominadas en dólares estadounidenses y pesos chilenos.

La Sociedad realiza una revisión periódica 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.

Debido a la naturaleza del negocio, la Sociedad y sus filiales realizan operaciones en moneda distinta de su moneda funcional y corresponden principalmente a pagos por la compra de materiales o insumos asociados a proyectos del sistema eléctrico que son comercializados en mercados extranjeros, normalmente en dólares estadounidenses. En caso de que estas operaciones, así como operaciones de financiamiento u otros flujos de caja importantes puedan afectar los resultados de la Sociedad y sus filiales, se evalúa la contratación de instrumentos derivados con el fin de realizar la cobertura en algunos de estos casos.

Aquellas filiales que mantienen su moneda funcional peso están expuestas a variaciones de tipo de cambio de dólar estadounidense a través de sus ingresos, dada la indexación en esta moneda para su tarificación mensual.

Adicionalmente, estas filiales están expuestas a variaciones de tipo de cambio en ciertos egresos en moneda extranjera, principalmente dólar estadounidense.

Al 31 de diciembre de 2024, la Sociedad y sus filiales no mantienen instrumentos derivados.

4.1.1.1. Análisis de Sensibilidad

A continuación, se muestra un cuadro comparativo para los periodos 2024 y 2023 y el análisis de sensibilidad con el impacto en resultados por las cuentas monetarias de balances en moneda distinta de su moneda funcional (dólar estadounidense), de Sagesa S.A., SGA, STN, STC, SATT y Cabo Leones S.A., ante una variación positiva o negativa de \$10 en el tipo de cambio:

Sociedad	Nombre abreviado	Situación de balance	Sensibilidad Variación en T/C (±)	31/12/2024		31/12/2023	
				Abono / (Cargo)		Abono / (Cargo)	
				Apreciación del \$	Devaluación del \$	Apreciación del \$	Devaluación del \$
				MM\$	MM\$	MM\$	MM\$
Sagesa Generación S.A.	SAGESA GX	Exceso de activos sobre pasivos	\$10	(224.483)	224.483	(36.346)	36.346
Sagesa S.A.	SAGESA TX	Exceso de activos sobre pasivos	\$10	-	-	2.997	(2.997)
Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	Exceso de activos sobre pasivos	\$10	(23.576)	23.576	107.152	(107.152)
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	STN	Exceso de activos sobre pasivos	\$10	(94.549)	94.549	30.253	(30.253)
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	STC	Exceso de activos sobre pasivos	\$10	(372.509)	372.509	19.665	(19.665)
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	SATT	Exceso de pasivos sobre activos	\$10	(1.727.279)	1.727.279	(10.985)	10.985
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	CABO LEONES	Exceso de activos sobre pasivos	\$10	(341.877)	341.877	1.164	(1.164)
Totales				(2.784.273)	2.784.273	113.900	(113.900)

4.1.2. Riesgo Inflacionario

Un porcentaje relevante de los ingresos de la compañía están denominados en pesos chilenos y utilizan como variable de indexación el IPC local.

Las tarifas reguladas 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. Asimismo, en el caso de clientes libres, los contratos pueden estar denominados en unidades de fomento.

Por otro lado, la sociedad mantiene un porcentaje importante de la deuda denominada en UF. No obstante, la exposición de la Sociedad se encuentra acotada por tener prácticamente la totalidad de los ingresos con alguna fórmula de indexación.

4.1.2.1. Análisis de Sensibilidad

La Sociedad y sus filiales realizaron un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes (préstamos bancarios y bonos) suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir, para los mencionados pasivos la variación positiva de medio punto porcentual en base anual de la UF por el per de cierre de estos Estados Financieros Consolidados, con respecto de la variación real de la UF.

El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se produce un aumento en los pasivos de la sociedad de M\$ 2.305.001 al 31 de diciembre de 2024.

El impacto en resultados para el análisis indicado es el siguiente para los ejercicios 2024 y 2023:

Tipo de Deuda	Total Deuda Financiera Reajutable		Variación % aumento UF	Efecto en Resultados	
	31/12/2024	31/12/2023		31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$		M\$	M\$
Deuda en UF (bonos)	798.024.018	785.038.792	0,5%	2.305.001	3.912.701

4.1.3. Tasa de interés

Las fluctuaciones de tasa de interés pueden modificar los flujos futuros de los activos y pasivos que estén referenciados a una tasa de interés variable, así como también, las variaciones de tasa de interés pueden modificar el valor razonable de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés fija.

La sociedad evalúa constantemente su estructura de deuda y la de sus filiales, gestionando este riesgo poniendo énfasis principalmente en los pasivos financieros. Al 31 de diciembre de 2024, Sociedad mantiene el 100% de la deuda financiera asociada a una tasa de interés fija.

Existe un riesgo de tasas de interés asociado a la rentabilidad de las inversiones de caja, el cual se explica por las condiciones actuales de mercado en relación a las alzas de inflación y tasas de interés referenciales, tanto locales como extranjeras.

La Administración invierte la caja principalmente en Fondos Mutuos a plazos menores a 30 días con posibilidad de rescates diarios y monitorea de forma diaria los movimientos de tasas que afecten los actuales rendimientos. En caso de ser necesario, la Administración rescata los fondos de forma anticipada y reinvierte a valores de mercado.

4.1.4. Riesgo de liquidez

Los recursos financieros se obtienen principalmente de fuentes propias, deuda tradicional, instrumentos de oferta pública y privada y aportes de capital, manteniendo siempre estructuras estables y asegurando la optimización del uso de los productos más adecuados en el mercado.

La Sociedad mantenía, al 31 de diciembre de 2024, efectivo y equivalentes de efectivo por M\$70.843.181 (M\$57.170.641 al 31 de diciembre de 2023).

Adicionalmente, con el objetivo de mantener una reserva de liquidez, la Matriz cuenta con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo comprometida por un monto total de M\$ 35.000.000 disponible a todo evento para la Sociedad y sus filiales, y de libre disposición hasta febrero del año 2026, con spread máximos acordados. A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de estas Sociedades, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

Al 31 de diciembre de 2024, 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 2024 y 2023:

Capital e intereses	31/12/2024								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	13.592.785	42.599.084	55.631.958	55.072.062	54.512.162	105.174.506	819.958.227	418.818.624	1.565.359.408
Préstamos bancarios	188.027.579	91.409.715	-	-	-	-	-	-	279.437.294
Arrendamientos financieros	1.089.229	635.969	417.588	272.007	270.892	126.654	1.274.233	-	4.086.572
Totales	202.709.593	134.644.768	56.049.546	55.344.069	54.783.054	105.301.160	821.232.460	418.818.624	1.848.883.274
Porcentualidad	11%	7%	3%	3%	3%	6%	44%	23%	100%

Capital e intereses	31/12/2023								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	10.802.794	49.139.720	52.608.345	52.072.126	51.535.982	50.999.800	794.632.789	458.096.860	1.519.888.416
Préstamos bancarios	25.675.500	100.476.758	-	-	-	-	-	-	126.152.258
Arrendamientos financieros	806.593	584.800	382.687	89.923	75.998	73.048	1.185.626	-	3.198.675
Totales	37.284.887	150.201.278	52.991.032	52.162.049	51.611.980	51.072.848	795.818.415	458.096.860	1.649.239.349
Porcentualidad	2%	9%	3%	3%	3%	3%	48%	28%	100%

Al 31 de diciembre de 2024, no hay saldo en préstamos bancarios reembolsables en más un año (nota 17a) y el 79% de los bonos son reembolsables después de más de 5 años (Nota 17a). (Al 31 de diciembre de 2023 un 83%).

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 7 a) y b) es gestionado a través de las herramientas de cobro (corte de suministro y radicación de deuda en la propiedad) que la Ley entrega a las empresas que dan este servicio.

En virtud de lo anterior, la Sociedad y sus filiales han registrado al 31 de diciembre de 2024 una provisión de deterioro por M\$ 28.438.707, 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.

Conceptos	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$
Ingresos operacionales (últimos 12 meses)	1.045.315.912	935.645.765
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas (últimos 12 meses)	9.323.032	2.798.682
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales	0,89%	0,30%

5. Juicios y estimaciones de la Administración en la aplicación de las políticas contables claves de las Sociedades.

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

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

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

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

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

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

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

- Ingresos por distribución y peajes de transmisión: El valor de los ingresos por distribución y peajes de transmisión (de los Sistemas de Transmisión Regulados y No Regulados de la Sociedad) de conformidad con los decretos tarifarios vigentes (o contratos existentes) y el posible impacto de la regulación.
- Crecimiento de la demanda de energía: La estimación de crecimiento de las ventas de energía se ha calculado sobre la base del comportamiento de las realidades locales y sectoriales para el corto y mediano plazo histórico y en el largo plazo, según la estimación de crecimiento del IMACEC, variable que en períodos largos muestra una relación estructural con el comportamiento de la demanda.
- Precios de compra y venta de energía: Los precios de compra se determinan según los contratos vigentes y su evolución para los próximos períodos. 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.
 - g) **Supuestos empleados para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros**

6. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

- a) El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$
Efectivo en caja	7.064.467	6.146.381
Saldo en bancos	11.512.913	11.289.760
Depósitos a plazo	35.000.215	-
Otros instrumentos de renta fija	17.265.586	39.734.500
Total Efectivo y equivalentes al efectivo	70.843.181	57.170.641

- 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	
						31/12/2024	31/12/2023
						M\$	M\$
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Scotiabank Chile	Depósitos a plazo	CLP	03/01/2025	29.996.882	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Scotiabank Chile	Depósitos a plazo	CLP	03/01/2025	5.003.333	-
Total b) Otros instrumentos de renta fija						35.000.215	-

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	
						31/12/2024	31/12/2023
						M\$	M\$
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Scotia Administradora General de Fondos Mutuos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	1.500.425	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	BCI Asset Management Administradora General de Fondos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	3.624.003	-
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Banchile Administradora General de Fondos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	5.376.541	-
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Scotia Administradora General de Fondos Mutuos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	-	15.058.961
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	BCI Asset Management Administradora General de Fondos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	-	16.082.331
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	-	3.707.377
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	717.333	810.689
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	378.107	763.993
Saesa Innova Soluciones SpA	INNOVA	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	503.143	1.050.259
Sociedad de Transmisión Cabo Leones S.A.	STA	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	650.184	807.061
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Scotia Administradora General de Fondos Mutuos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	1.581.293	-
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	STN	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	-	693.064
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	CABO LEONES	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	513.871	-
Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	-	760.765
Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	Scotia Administradora General de Fondos Mutuos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	2.420.686	-
Total Otros instrumentos de renta fija						17.265.586	39.734.500

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

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

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

Detalle del Efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31/12/2024	31/12/2023
		M\$	M\$
Monto del Efectivo y equivalentes al efectivo	CLP	68.054.574	53.806.720
Monto del Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	2.788.607	3.363.921
Total Detalle por tipo de moneda		70.843.181	57.170.641

e) Las siguientes tablas detallan los cambios en los pasivos que se originan de actividades de financiamiento de la Sociedad y de sus filiales, incluyendo aquellos cambios que representan flujos de efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo al 31 de diciembre de 2024 y 2023:

Cambios en los pasivos que se originan por actividades de financiamiento	01/01/2024	Flujos de efectivo					Cambios distintos de efectivo						31/12/2024
		Reembolso de préstamos	Intereses pagados	Préstamos	Préstamos entidades relacionadas	Pagos por arrendamientos financieros	Devenio intereses	Ajuste UF	Ajuste tipo de cambio	Nuevos arrendamientos financieros	Traspasos	Amortización	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Préstamos bancarios, corrientes	123.275.475	(188.000.000)	(10.520.114)	338.000.000	-	-	11.671.672	(32)	-	-	-	-	274.427.001
Arrendamientos financieros, corrientes	1.391.393	-	(897)	-	-	-	148.028	98.307	-	-	-	88.357	1.725.198
Arrendamientos financieros, no corrientes	1.807.582	-	(75.881)	-	-	(1.122.569)	-	202.021	-	1.638.578	(88.357)	-	2.361.374
Bonos, corrientes	26.496.210	(11.955.643)	(39.410.815)	-	-	-	39.549.558	1.010.576	555.167	-	15.244.944	114.967	31.604.964
Bonos, no corrientes	1.106.124.845	-	-	-	-	-	-	33.768.189	45.966.972	-	(15.244.944)	518.782	1.171.133.844
Préstamos relacionadas, corrientes	402.313	-	(3.495.160)	-	-	-	3.396.162	2.814	4.669	-	-	-	310.798
Préstamos relacionadas, no corrientes	97.541.739	(12.832.268)	-	-	43.992.277	-	-	2.543.730	5.370.299	-	-	-	136.615.777
Totales	1.357.039.557	(212.787.911)	(53.502.857)	338.000.000	43.992.277	(1.122.569)	54.765.420	37.625.605	51.897.107	1.638.578	-	633.749	1.618.178.956

Cambios en los pasivos que se originan por actividades de financiamiento	01/01/2023	Flujos de efectivo					Cambios distintos de efectivo						31/12/2023
		Reembolso de préstamos	Intereses pagados	Préstamos	Préstamos entidades relacionadas	Pagos por arrendamientos financieros	Devenio intereses	Ajuste UF	Ajuste tipo de cambio	Nuevos arrendamientos financieros	Traspasos	Amortización	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Préstamos bancarios, corrientes	228.111	-	(863.508)	60.000.000	-	-	1.910.872	-	-	-	62.000.000	-	123.275.475
Préstamos bancarios, no corrientes	62.000.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(62.000.000)	-	-
Arrendamientos financieros, corrientes	1.446.277	-	-	-	-	-	143.617	59.935	-	(3.841)	(254.595)	-	1.391.393
Arrendamientos financieros, no corrientes	2.450.032	-	(78.147)	-	-	(1.033.057)	-	62.972	-	151.187	254.595	-	1.807.582
Bonos, corrientes	17.510.646	(5.781.670)	(38.585.602)	-	-	-	37.245.395	792.547	(225.321)	-	15.428.800	111.415	26.496.210
Bonos, no corrientes	1.081.789.751	(4.075.539)	-	-	-	-	-	35.183.830	8.190.015	-	(15.428.800)	465.588	1.106.124.845
Préstamos relacionadas, corrientes	1.207.768	-	(7.967.265)	-	-	-	5.560.869	6.067	4.630	-	1.590.244	-	402.313
Préstamos relacionadas, no corrientes	157.297.736	(180.981.283)	-	-	116.309.271	-	-	5.549.556	956.703	-	(1.590.244)	-	97.541.739
Totales	1.323.930.321	(190.838.492)	(47.494.522)	60.000.000	116.309.271	(1.033.057)	44.860.753	41.654.907	8.926.027	147.346	-	577.003	1.357.039.557

7. Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas Por Cobrar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2024 y 2023, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	268.508.784	244.849.015	237.346.430	152.533.419
Otras cuentas por cobrar, bruto	84.632.010	71.932.465	16.556.362	12.819.811
Totales	353.140.794	316.781.480	253.902.792	165.353.230

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales por cobrar, neto	247.699.490	232.366.545	237.346.430	152.533.419
Otras cuentas por cobrar, neto	77.002.597	62.080.148	16.556.362	12.819.811
Totales	324.702.087	294.446.693	253.902.792	165.353.230

Provisión de deterioro cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales por cobrar	20.809.294	12.482.470	-	-
Otras cuentas por cobrar	7.629.413	9.852.317	-	-
Totales	28.438.707	22.334.787	-	-

El detalle de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar facturados y no facturados o provisionados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$	M\$	M\$
Facturados	173.473.753	133.205.783	7.555.606	10.826.733
Energía y peajes	132.007.903	94.681.953	-	-
Anticipos proveedores	254.731	48.678	-	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	5.914.482	6.231.353	-	-
Cuenta por cobrar por arriendos financieros	30.431	-	809.044	-
Convenios de pagos y créditos por energía	14.072.954	15.791.006	6.337.179	9.986.488
Deudores materiales y servicios	9.257.485	3.415.871	-	-
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	2.074.239	3.058.991	409.383	559.985
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	285.059	378.451	-	280.260
Otros	9.576.469	9.599.480	-	-
No facturados o provisionados	171.560.723	174.509.403	237.346.430	152.533.419
Energía y peajes uso de líneas eléctricas	57.874.462	60.247.216	3.298.896	4.389.301
Diferencias a reliquidar por nuevos decretos	13.278.890	32.836.906	234.047.534	148.144.118
Equidad tarifaria residencial	19.410.445	13.957.682	-	-
Energía en medidores (*)	45.937.084	43.125.258	-	-
Provisión ingresos por obras	6.115.103	3.725.127	-	-
Iva por recuperar	27.200.716	19.486.856	-	-
Otros	1.744.023	1.130.358	-	-
Otros (cuenta corriente empleados)	8.106.318	9.066.294	9.000.756	1.993.078
Totales, bruto	353.140.794	316.781.480	253.902.792	165.353.230
Provisión deterioro	(28.438.707)	(22.334.787)	-	-
Totales, neto	324.702.087	294.446.693	253.902.792	165.353.230

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

Principales conceptos de otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$	M\$	M\$
Convenios de pagos y créditos por energía	14.072.954	15.791.006	6.337.179	9.986.488
Anticipos para proveedores	254.731	48.678	-	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	12.060.016	9.956.480	809.044	-
Deudores materiales y servicios	9.257.485	3.415.871	-	-
Cuenta corriente al personal	8.106.318	9.066.294	9.000.756	1.993.078
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	2.074.239	3.058.991	409.383	559.985
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	285.059	378.451	-	280.260
Iva por recuperar	27.200.716	19.486.856	-	-
Otros deudores	11.320.492	10.729.838	-	-
Totales	84.632.010	71.932.465	16.556.362	12.819.811
Provisión deterioro	(7.629.413)	(9.852.317)	-	-
Totales, neto	77.002.597	62.080.148	16.556.362	12.819.811

Los montos referidos a Diferencias a reliquidar por nuevos decretos al 31 de diciembre de 2024 y 2023, se detallan a continuación:

Diferencia a reliquidar por nuevos decretos	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$	M\$	M\$
Desacople y nuevas estimaciones de tarifas por cobrar (1)	13.278.890	32.507.696	121.868.386	75.652.214
Estabilización VAD (2)	-	-	112.179.148	72.491.904
Decretos de transmisión por emitir (3)	-	329.210	-	-
Totales	13.278.890	32.836.906	234.047.534	148.144.118

- 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 y clientes. Esto está afectado por las leyes 21.185 publicada el 2 de noviembre de 2019 que creó un mecanismo de estabilización de precios de la energía eléctrica para los contratos de clientes regulados, con referencia al decreto tarifario 20-T, correspondiente a las tarifas del primer semestre 2019. De esta manera, los aumentos de precios para estos clientes fueron asumidos temporalmente por los generadores quienes financiaron un monto máximo (Ver nota 18). Dicho aumento reflejado se explica principalmente por la provisión efecto PNP según ITD, la cual es una Estimación del diferencial entre la recaudación con el PNP vigente y PNP deber ser, originalmente calculada según la Resolución del Informe Técnico definitivo. Se espera Reliquidar con la Publicación del Cuadro de Pago Definitivo cada 6 meses en línea con la publicación de los decretos.

El agotamiento del mecanismo de estabilización creado por la Ley 21.185 en febrero de 2022, y la acumulación de excesos al fondo hasta junio de 2022, impulsó la aprobación de la Ley 21.472 publicada el 2 de agosto de 2022 que establece un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios, cuya vigencia no podrá exceder del 31 de diciembre de 2032, a cuyos efectos pueden fijarse cargos adicionales en las fijaciones tarifarias reguladas denominados Cargos del Mecanismo de Protección al Cliente (Cargos MPC) así como precios diferenciados por el nivel de consumo. Por este nuevo mecanismo se establece un descuento a la facturación mensual que realizan las distribuidoras a sus clientes regulados y traspasan este descuento al pago por parte de las distribuidoras a los generadores. Estos montos son restituidos al suministrador mediante la emisión de un documento de pago llamado "título de crédito transferible", y será emitido por el Ministerio de Hacienda, contará con la garantía del Fisco e incluirá el devengamiento de intereses al momento de la emisión del documento de pago.

- 2) Concepto relacionado al valor agregado de distribución (VAD), establecido en Ley N°21.194, la que indica que los niveles de precios vigentes en diciembre 2019 permanecerán constantes hasta el 3 de noviembre 2020 y las diferencias que se produzcan con respecto a haber aplicado la indexación serán incorporados a las tarifas resultantes de los siguientes procesos de fijación. Adicionalmente, producto del retraso en el Proceso tarifario del VAD para el cuadrienio 2020-2024, bajo los cambios introducidos por la misma Ley N°21.194, los valores vigentes en diciembre 2019 permanecieron constantes hasta la publicación del Decreto que fijó las fórmulas tarifarias aplicables a clientes regulados, lo que ocurrió el 7 de junio 2024 (DS 5T-2024) y que con su versión definitiva permitió una actualización de las estimaciones previas. La correspondiente aplicación retroactiva de tarifas desde noviembre 2020 a junio 2024 (reliquidación), de acuerdo con lo establecido en la Ley, se podrán efectuar posteriormente cuando el decreto se encuentre totalmente tramitado por parte de la Contraloría General de la República (CGR) y por instrucción expresa de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, por este concepto se reconoció durante el 2024 M\$28.409.504. Adicionalmente, y de acuerdo a lo establecido en la Ley en su artículo 192°, considerando que el proceso de tramitación por parte de la CGR se ha iniciado y que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles ha solicitado información respecto a la reliquidación incluyendo su reajuste, en diciembre 2024 la administración realizó una estimación de los intereses acumulados a la fecha por M\$ 11.277.740.
- 3) Correspondiente a decretos de transmisión por emitir de filial STS, asociados al reconocimiento en tarifas de inversiones que ya han entrado en operación.

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2024 es de M\$578.604.879 y al 31 de diciembre de 2023 es de M\$459.799.923.
- b) La Sociedad y sus filiales de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con lo que establece el DFL4/2006, artículo 136 y 125, están obligadas a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. Al 31 de diciembre de 2024 la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a 1.054.635 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	957.317	49%
Comercial	52.030	25%
Industrial	4.736	9%
Otros	40.552	17%
Total	1.054.635	100%

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

Al 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 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	
	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$
Con vencimiento menor a tres meses	46.921.437	45.161.431
Con vencimiento entre tres y seis meses	4.462.784	5.220.300
Con vencimiento entre seis y doce meses	3.242.195	3.803.255
Con vencimiento mayor a doce meses	1.438.855	1.134.634
Totales	56.065.271	55.319.620

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

Tramos	Venta de energía/ Deudores por venta al detalle de productos y servicios			
	Residenciales		No Residenciales	
	Activo/Suspendido	Retirado	Activo/Suspendido	Retirado
No vencidas	0,40%	93,05%	0,14%	91,49%
1 a 30	1,00%	93,00%	0,00%	91,00%
31 a 60	2,00%	93,00%	2,00%	92,00%
61 a 90	19,00%	93,00%	14,00%	92,00%
91 a 120	30,00%	93,00%	32,00%	92,00%
121 a 150	43,00%	93,00%	33,00%	92,00%
151 a 180	46,00%	93,00%	36,00%	92,00%
181 a 210	53,00%	93,00%	54,00%	92,00%
211 a 250	55,00%	93,00%	56,00%	92,00%
251 a 360	61,00%	93,00%	64,00%	92,00%
361 o más	97,00%	100,00%	96,00%	100,00%

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es administrado a través de herramientas de cobro que establece la normativa vigente. Entre ellas, las empresas distribuidoras de energía eléctrica pueden suspender el suministro por falta de pago. Otro aspecto importante que establece el DFL4/2006, artículo 225 letra a, es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que representa otra herramienta de cobro.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad y sus filiales no tienen cartera securitizada):

Tramos de morosidad	31/12/2024					
	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	525.299	516.879.937	73.177	5.918.531	598.476	522.798.468
Entre 1 y 30 días	138.779	30.999.113	16.553	3.947.524	155.332	34.946.637
Entre 31 y 60 días	36.898	9.080.703	7.595	2.072.730	44.493	11.153.433
Entre 61 y 90 días	7.552	2.293.764	1.640	421.182	9.192	2.714.946
Entre 91 y 120 días	4.783	852.125	1.460	502.330	6.243	1.354.455
Entre 121 y 150 días	3.606	659.182	1.011	378.957	4.617	1.038.139
Entre 151 y 180 días	2.609	599.331	995	384.316	3.604	983.647
Entre 181 y 210 días	2.281	555.558	915	402.763	3.196	958.321
Entre 211 y 250 días	2.527	660.147	977	317.871	3.504	978.018
Más de 250 días	65.155	23.737.014	51.926	6.380.508	117.081	30.117.522
Total Estratificación de la cartera	789.489	586.316.874	156.249	20.726.712	945.738	607.043.586

Tramos de morosidad	31/12/2023					
	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	439.329	398.009.463	73.338	7.223.854	512.667	405.233.317
Entre 1 y 30 días	151.378	20.162.616	21.110	6.398.242	172.488	26.560.858
Entre 31 y 60 días	44.271	9.656.614	10.686	3.503.814	54.957	13.160.428
Entre 61 y 90 días	8.626	1.419.486	2.284	738.886	10.910	2.158.372
Entre 91 y 120 días	4.782	920.218	1.416	499.248	6.198	1.419.466
Entre 121 y 150 días	2.442	509.522	-	-	2.442	509.522
Entre 151 y 180 días	3.312	530.089	2.294	886.210	5.606	1.416.299
Entre 181 y 210 días	3.047	638.598	-	-	3.047	638.598
Entre 211 y 250 días	4.502	949.657	45.962	3.546.266	50.464	4.495.923
Más de 250 días	130.982	22.545.761	9.635	3.996.166	140.617	26.541.927
Total Estratificación de la cartera	792.671	455.342.024	166.725	26.792.686	959.396	482.134.710

c) Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 la cartera protestada y en cobranza judicial, es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	31/12/2024		31/12/2023	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	53	283.480	36	93.979
Documentos por cobrar en cobranza judicial	1.625	10.958.788	2.067	10.355.513
Total Cartera protestada y en cobranza judicial	1.678	11.242.268	2.103	10.449.492

d) 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	
	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$
Saldo inicial	22.334.787	22.696.087
Deterioro determinado de acuerdo con la NIIF 9	9.335.266	2.870.214
Aumentos (disminuciones)	(38.987)	(98.285)
Montos castigados	(3.192.359)	(3.133.229)
Total movimientos	6.103.920	(361.300)
Saldo final	28.438.707	22.334.787

e) El detalle de las provisiones y castigos durante los años 2024 y 2023, es el siguiente:

Provisiones y castigos	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	9.911.796	(913.093)
Provisión repactada	(615.517)	3.685.022
Castigos del ejercicio	(3.192.359)	(3.133.229)
Totales	6.103.920	(361.300)

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 2024 es el siguiente:

Accionistas	31/12/2024			
	Número de acciones		Total	% Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	60	93.780.651	93.780.711	99,999957%
Cóndor Holding SpA	40	-	40	0,000043%
Totales	100	93.780.651	93.780.751	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 las sociedades filiales Saesa, Frontel y la Sociedad, encargadas de definir los flujos óptimos entre relacionadas. La Administración ha establecido que la exigibilidad de estos préstamos será en un plazo superior a los 12 meses. Los créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado. Estos créditos tienen límites de monto entre compañías, según lo indicado en los contratos de bonos, que son monitoreados periódicamente y que a la fecha de cierre de los Estados Financieros Consolidados se han cumplido cabalmente (ver nota 35).

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

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus sociedades relacionadas no consolidables son las siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes

RUT	Razón social	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
							M\$	M\$	M\$	M\$
76.024.782-6	Cóndor Holding SpA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Accionista	CLP	18	2.263	-	-
77.611.649-1	Sociedad Transmisora Metropolitana S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz común	CLP	5.773.966	3.760.155	-	-
Totales							5.773.984	3.762.418	-	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes y no corrientes

RUT	Razón social	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
							M\$	M\$	M\$	M\$
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (interés)	Menos de 90 días	Matriz	UF	310.798	402.313	-	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (capital)	Más de 1 año	Matriz	UF	-	-	136.615.777	97.541.739
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CLP	-	1.312	-	-
77.611.649-1	Sociedad Transmisora Metropolitana S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz común	CLP	17.312	14.874	-	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CLP	11.666.893	14.459.392	-	-
76.024.782-6	Cóndor Holding SpA	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Accionista	CLP	390	553	-	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	173	165	-	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	6.597	6.458	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz-Molina	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	6.597	6.301	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz-Molina	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	173	165	-	-
Totales							12.008.933	14.891.533	136.615.777	97.541.739

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

RUT	Razón social	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	31/12/2024		31/12/2023	
				Monto transacción	Efecto en resultado (cargo)/abono	Monto transacción	Efecto en resultado (cargo)/abono
				M\$	M\$	M\$	M\$
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Matriz	Préstamo cuenta corriente (capital/intereses)	(39.074.038)	(5.942.702)	59.755.997	(11.011.276)
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Matriz	Dividendos por pagar	2.752.541	-	(13.852.637)	-
77.611.649-1	Sociedad Transmisora Metropolitana S.A.	Matriz Común	Recuperación de gastos	5.756.654	-	3.745.281	-

8.3. Directorio y personal clave de la gerencia

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

Con fecha 9 de abril de 2024 se tomó conocimiento de la renuncia al Directorio de la Sociedad de la señora Ashley Munroe. Acto seguido, el Directorio procedió a designar en su reemplazo, hasta la celebración de la próxima junta ordinaria de accionistas, al señor Igor Romitelli.

Al 30 de abril de 2024 se efectuó renovación del Directorio de la Sociedad eligiéndose como integrantes del mismo a los señores Jorge Lesser García-Huidobro, Iván Díaz-Molina, Juan Ignacio Parot Becker, Luz Granier Bulnes, Stephen Best, Shama Nagushbandi, Jonathan Reay e Igor Romitelli.

Con fecha 15 de mayo de 2024 el Directorio de la Sociedad designó al señor Jorge Lesser-García en calidad de Presidente del Directorio y la sociedad y al director señor Iván Díaz-Molina en calidad de Vicepresidente.

Con fecha 21 de agosto de 2024 el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia del señor Stephen Best. Acto seguido, el director designó en su reemplazo a la señora Stacey Purcell.

Al 31 de diciembre de 2024, el Directorio de la Sociedad está compuesto por los señores Jorge Lesser García-Huidobro, Iván Díaz-Molina, Juan Ignacio Parot Becker, Luz Granier Bulnes, Stacey Purcell, Shama Nagushbandi, Jonathan Reay e Igor Romitelli.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones con el Directorio

Las remuneraciones por pagar a los Directores al 31 de diciembre de 2024 y 2023, son las siguientes:

Director	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$
Iván Díaz-Molina	173	165
Jorge Lesser García-Huidobro	173	165
Totales	346	330

b) Remuneración del Directorio

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

El beneficio corresponde al pago de UF 5 a cada Director de la Sociedad, para el período mayo 2024 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2025.

Los Directores señores Juan Ignacio Parot Becker, Luz Granier Bulnes, Stacey Purcell, Shama Nagushbandi, Jonathan Reay e Igor Romitelli renunciaron a la remuneración que les correspondería por el ejercicio del cargo de Director de la Sociedad. Sólo los Directores Jorge Lesser García-Huidobro e Iván Díaz - Molina recibirán su remuneración.

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 31 de diciembre de 2024 y 2023, son las siguientes:

Director	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$
Iván Díaz-Molina	2.563	1.976
Jorge Lesser García-Huidobro	2.242	2.151
Totales	4.805	4.126

Durante los ejercicios 2024 y 2023, la Sociedad no ha realizado pagos a empresas relacionadas con Directores.

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

La Sociedad no tiene ejecutivos directamente remunerados por ella.

9. Inventarios

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2024:

Clases de Inventarios	31/12/2024		
	Bruto	Neto Realizable	Provisión
	M\$	M\$	M\$
Materiales de operación y mantenimiento	60.493.829	59.848.652	645.177
Materiales en tránsito	2.067.857	2.067.857	-
Petróleo	1.971.233	1.971.233	-
Total Clases de Inventarios	64.532.919	63.887.742	645.177

Al 31 de diciembre de 2023:

Clases de Inventarios	31/12/2023		
	Bruto	Neto Realizable	Provisión
	M\$	M\$	M\$
Materiales de operación y mantenimiento	58.942.948	58.306.809	636.139
Materiales en tránsito	4.795.131	4.795.131	-
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	15.965	15.818	147
Petróleo	2.331.158	2.331.158	-
Total Clases de Inventarios	66.085.202	65.448.916	636.286

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

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un abono de M\$8.891 para el ejercicio 2024 y un abono de M\$923.351 para el año 2023.

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

Durante los ejercicios 2024 y 2023 no se han registrado ajustes por deterioro.

El detalle de los Inventarios utilizados y reconocidos como gastos, es el siguiente:

Inventarios utilizados durante el ejercicio según gasto	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$
Materias primas y consumibles utilizados (*)	50.538.736	58.278.037
Otros gastos, por naturaleza (**)	7.507.397	8.142.578
Total Inventarios utilizados durante el ejercicio según gasto	58.046.133	66.420.615

(*) Ver Nota 24.

(**) Materiales utilizados para el mantenimiento del sistema eléctrico.

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2024 ascienden a M\$61.753.581 (M\$59.429.619 en 2023) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2024 ascienden a M\$3.214.227 (M\$4.299.068 en 2023).

10. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

Activos por impuestos corrientes	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$
Impuesto renta por recuperar	9.065.045	27.449.849
Crédito por utilidades absorbidas	-	3.378.784
Crédito sence	583.277	496.364
Impuesto por recuperar año anterior	5.119.077	7.192.219
Totales	14.767.399	38.517.216

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

Pasivos por impuestos corrientes	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$
Impuesto a la renta	2.133.546	9.810.691
Totales	2.133.546	9.810.691

11. Otros activos financieros no corrientes

Otros activos financieros	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$	M\$	M\$
Remanente crédito fiscal (*)	-	-	5.025.260	4.242.426
Totales	-	-	5.025.260	4.242.426

(*) Corresponde a remanente de crédito fiscal (impuesto específico), que se recuperará en ejercicios futuros a base de la generación de flujos de las sociedades que los generaron. La valorización inicial de estos activos se hace con los flujos proyectados de las sociedades y descontado a la tasa de descuento utilizada para la evaluación de las unidades generadoras de caja. Las valorizaciones posteriores se hacen con el método de la tasa efectiva de descuento y anualmente se verifica si existe deterioro del activo en base a flujos proyectados actualizados.

12. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

Activos intangibles, neto	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$
Total Activos intangibles indetificables, neto	113.976.079	103.735.938
Servidumbres	76.971.511	70.036.283
Derechos de agua	108.543	108.543
Software	30.537.887	27.732.617
Activos intangibles relacionados con clientes	6.358.138	5.858.495

Activos intangibles identificables, bruto	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$
Total Activos intangibles indentificables, bruto	138.291.576	120.213.846
Servidumbres	77.401.761	70.348.406
Derechos de agua	108.543	108.543
Software	53.427.474	43.283.819
Activos intangibles relacionados con clientes	7.353.798	6.473.078

Amortización Activos intangibles identificables	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$
Total Amortización Activos intangibles identificables	(24.315.497)	(16.477.908)
Servidumbres	(430.250)	(312.123)
Software	(22.889.587)	(15.551.202)
Activos intangibles relacionados con clientes	(995.660)	(614.583)

El detalle y movimiento del activo intangible al 31 de diciembre de 2024, es el siguiente:

Movimientos Activos intangibles distintos de la plusvalía	Servidumbres, neto	Derechos de agua, neto	Software, neto	Activos intangibles relacionados con clientes, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2024	70.036.283	108.543	27.732.617	5.858.495	103.735.938
Traslados (activación obras en curso)	4.246.576	-	10.143.075	-	14.389.651
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera amortización acumulada	(64.077)	-	(613)	(106.377)	(171.067)
Gasto por amortización	(54.050)	-	(7.337.772)	(274.700)	(7.666.522)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	2.806.779	-	580	880.720	3.688.079
Total movimientos	6.935.228	-	2.805.270	499.643	10.240.141
Saldo final al 31/12/2024	76.971.511	108.543	30.537.887	6.358.138	113.976.079

El detalle y movimiento del activo intangible al 31 de diciembre de 2023, es el siguiente:

Movimientos Activos intangibles distintos de la plusvalía	Servidumbres, neto	Derechos de agua, neto	Software, neto	Activos intangibles relacionados con clientes, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2023	69.404.552	108.543	15.820.850	5.944.641	91.278.586
Traslados (activación obras en curso)	386.854	-	15.030.592	-	15.417.446
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera amortización acumulada	(23.446)	-	(2.055)	-	(25.501)
Gasto por amortización	(48.137)	-	(3.118.784)	(243.043)	(3.409.964)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	316.460	-	2.014	156.897	475.371
Total movimientos	631.731	-	11.911.767	(86.146)	12.457.352
Saldo final al 31/12/2023	70.036.283	108.543	27.732.617	5.858.495	103.735.938

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

Los softwares o programas informáticos y licencias se amortizan en forma lineal entre 4 y 6 años. La amortización de estos bienes se presenta en el rubro “Gastos por Depreciación y Amortización” del Estado Consolidado de Resultados Integrales.

Los intangibles asociados a contratos de clientes de la filial Tolchén, se amortizan de forma lineal en 25 años, de acuerdo a la duración de los contratos de peajes.

En el proceso de asignación de compra, se revisaron los valores contables de los activos y pasivos de Tolchén, y se identificaron activos intangibles a valor razonable ligados a contratos con parques eólicos, San Gabriel, Tolpán, El Alba y Los Olmos.

13. Plusvalía

El detalle de la plusvalía al 31 de diciembre de 2024 y 2023, es el siguiente:

RUT	Sociedad	31/12/2024	31/12/2023
		M\$	M\$
90.021.000-0	Sociedad Austral de Electricidad S.A. (1)	124.944.061	124.944.061
91.715.000-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (1)	23.990.168	23.990.168
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A. (2)	49.471.945	49.471.945
96.986.780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (2)	33.039.292	33.039.292
77.122.643-4	Tolchén Transmisión SpA (3)	1.340.167	1.179.663
Totales		232.785.633	232.625.129

- 1) La plusvalía comprada relacionada con Sociedad Austral de Electricidad S.A., Rut 90.021.000-0 y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Rut 91.715.000-1, corresponde al exceso pagado en relación al valor patrimonial proporcional originado en la compra de las acciones de esas sociedades, realizada en 2001. Posteriormente cada una de esas sociedades compradas fue absorbida por su correspondiente matriz, la que pasó a tener el mismo nombre de la Sociedad absorbida, quedando la plusvalía comprada contabilizada en la misma empresa compradora.
- 2) La plusvalía comprada reconocida por las sociedades Saesa, Rut 96.956.660-5, y Frontel, Rut 96.986.780-K, corresponde al valor pagado en exceso respecto del valor justo de los activos adquiridos a través de Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., en julio de 2008. A través de una reestructuración societaria se generó un efecto cascada de la plusvalía comprada mencionada en el párrafo anterior, la que quedó finalmente incorporada en Saesa (Ex Los Lagos II) y Frontel (Ex Los Lagos III).
- 3) La plusvalía comprada relacionada con Tolchén Transmisión SpA, Rut 77.122.643-4, corresponde al valor pagado en exceso respecto del valor justo de los activos adquiridos originado en la compra de las acciones realizada en julio de 2021.

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

14. Propiedades, Planta y Equipo

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2024 y 2023:

Clases de Propiedades, planta y equipo, neto	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$
Total Propiedades, planta y equipo, neto	1.768.787.184	1.564.131.509
Terrenos	26.019.137	24.020.231
Edificios	25.834.477	22.318.804
Planta y equipo	1.212.569.413	1.075.220.190
Equipamiento de tecnologías de la información	8.458.944	2.201.667
Instalaciones fijas y accesorios	1.497.571	1.608.662
Vehículos de motor	14.975.302	10.276.272
Construcciones en curso	448.924.962	402.737.233
Otras propiedades, planta y equipo	30.507.378	25.748.450

Clases de Propiedades, planta y equipo, bruto	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$
Total Propiedades, planta y equipo, bruto	2.248.201.376	1.987.977.679
Terrenos	26.019.137	24.020.231
Edificios	38.644.526	33.813.794
Planta y equipo	1.640.314.163	1.455.534.329
Equipamiento de tecnologías de la información	16.247.313	9.052.579
Instalaciones fijas y accesorios	4.841.125	4.567.981
Vehículos de motor	23.734.983	17.268.815
Construcciones en curso	448.924.962	402.737.233
Otras propiedades, planta y equipo	49.475.167	40.982.717

Clases de Depreciación acumulada y deterioro del valor, Propiedades, planta y equipo	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$
Total Depreciación acumulada y deterioro del valor, Propiedades, planta y equipo	(479.414.192)	(423.846.170)
Edificios	(12.810.049)	(11.494.990)
Planta y equipo	(427.744.750)	(380.314.139)
Equipamiento de tecnologías de la información	(7.788.369)	(6.850.912)
Instalaciones fijas y accesorios	(3.343.554)	(2.959.319)
Vehículos de motor	(8.759.681)	(6.992.543)
Otras propiedades, planta y equipo	(18.967.789)	(15.234.267)

A continuación, se presenta el detalle de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2024:

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 01/01/2024	24.020.231	22.318.804	1.075.220.190	2.201.667	1.608.662	10.276.272	402.737.233	25.748.450	1.564.131.509
Adiciones	-	-	-	-	-	-	213.625.700	-	213.625.700
Traslados (activación obras en curso)	1.926.120	3.577.598	141.434.482	7.164.322	829.145	6.604.148	(169.284.957)	7.749.142	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde (hacia) Propiedades, planta y equipo	-	552.114	1.902.966	70.106	(110.523)	2.061	(2.417.988)	1.264	-
Retiros valor bruto	(28.618)	-	(3.915.383)	(37.341)	(92.376)	(1.185.422)	-	(356.016)	(5.615.156)
Retiros y traslados depreciación acumulada	-	163.086	3.510.444	37.341	92.376	622.267	-	407.099	4.832.613
Incremento (disminución) en cambio de moneda extranjera depreciación acumulada	-	(425.322)	(5.439.745)	(31.268)	(70.714)	(214.651)	-	(211.174)	(6.392.874)
Gasto por depreciación	-	(1.052.822)	(45.501.310)	(943.530)	(405.898)	(2.174.754)	-	(3.929.447)	(54.007.761)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	101.404	1.253.133	36.838.973	67.899	112.733	1.045.381	11.695.568	1.098.062	52.213.153
Total movimientos	1.998.906	4.067.787	128.830.427	6.327.529	354.743	4.699.030	53.618.323	4.758.930	204.655.675
Saldo final al 31/12/2024	26.019.137	26.386.591	1.204.050.617	8.529.196	1.963.405	14.975.302	456.355.556	30.507.380	1.768.787.184

A continuación, se presenta el detalle de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2023:

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 01/01/2023	23.953.952	22.829.757	969.115.334	1.096.283	1.437.157	9.556.908	368.989.080	20.389.492	1.417.367.963
Adiciones	-	93.009	28.514.773	-	12.603	-	135.702.179	-	164.322.564
Traslados (activación obras en curso)	45.728	228.872	74.508.103	1.287.111	477.541	3.081.923	(87.398.177)	7.768.899	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde (hacia) Propiedades, planta y equipo	-	-	37.891.241	126.824	(7.025)	57.120	(38.500.812)	432.652	-
Retiros valor bruto	-	(149)	(1.062.980)	-	(930.957)	(1.052.552)	-	531	(3.046.107)
Retiros y traslados depreciación acumulada	-	1.456	703.757	-	928.448	400.743	-	13.988	2.048.392
Incremento (disminución) en cambio de moneda extranjera depreciación acumulada	-	(63.487)	(743.097)	(14.421)	(4.075)	(66.479)	-	(51.850)	(943.409)
Gasto por depreciación	-	(930.848)	(41.577.279)	(303.336)	(320.558)	(1.809.011)	-	(3.070.571)	(48.011.603)
Otros incrementos (disminución)	-	-	356.657	-	-	-	-	-	356.657
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	20.551	160.194	7.513.681	9.206	15.528	107.620	23.944.963	265.309	32.037.052
Total movimientos	66.279	(510.953)	106.104.856	1.105.384	171.505	715.364	33.748.153	5.358.958	146.763.546
Saldo final al 31/12/2023	24.020.231	22.318.804	1.075.220.190	2.201.667	1.608.662	10.276.272	402.737.233	25.748.450	1.564.131.509

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

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo

- La depreciación de los bienes de propiedades, planta y equipo se presenta en el rubro “Gastos por depreciación y amortización”, en el Estado Consolidado de Resultados Integrales.
- Las empresas del Grupo 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 2024 y 2023 no es significativo. La Sociedad y sus filiales no presentan montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.
- Los activos presentados en propiedad, planta y equipos no poseen restricciones de ningún tipo en favor de terceros, ni han sido entregados en garantía.

15. Activos por Derechos de Uso y Obligaciones por Arrendamientos

a) Activos por Derechos de Uso

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2024 y 2023:

Activos por derecho de uso, neto	31/12/2024	31/12/2023
M\$	M\$	
Total Activos por derecho de uso, neto	2.769.632	2.231.093
Terrenos	1.271.486	1.223.680
Edificios e instalaciones	1.498.146	1.007.413

Activos por derecho de uso, bruto	31/12/2024	31/12/2023
M\$	M\$	
Total Activos por derecho de uso, bruto	8.383.716	6.647.330
Terrenos	1.774.475	1.586.319
Edificios e instalaciones	6.609.241	5.061.011

Amortización Activos por derecho de uso	31/12/2024	31/12/2023
M\$	M\$	
Total Amortización Activos por derecho de uso	(5.614.084)	(4.416.237)
Terrenos	(502.989)	(362.639)
Edificios e instalaciones	(5.111.095)	(4.053.598)

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 2024 y 2023.

Movimientos Activos por derecho de uso	Terrenos, neto	Edificios e instalaciones, neto	Totales
M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2024	1.223.680	1.007.413	2.231.093
Adiciones	159.908	1.478.670	1.638.578
Gasto por amortización	(140.350)	(1.057.497)	(1.197.847)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	28.248	69.560	97.808
Total movimientos	47.806	490.733	538.539
Saldo final al 31/12/2024	1.271.486	1.498.146	2.769.632

Movimientos Activos por derecho de uso	Terrenos, neto	Edificios e instalaciones, neto	Totales
M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2023	1.287.422	1.804.694	3.092.116
Adiciones	32.109	115.035	147.144
Gasto por amortización	(123.277)	(970.910)	(1.094.187)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	27.426	58.594	86.020
Total movimientos	(63.742)	(797.281)	(861.023)
Saldo final al 31/12/2023	1.223.680	1.007.413	2.231.093

b) Pasivos por arrendamiento

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2024 Y 2023.:

Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$	M\$	M\$
Terrenos	851.566	625.862	1.678.730	1.493.725
Edificios e instalaciones	873.632	765.531	682.644	313.557
Totales	1.725.198	1.391.393	2.361.374	1.807.282

El desglose por moneda y vencimientos de los pasivos por arrendamientos al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

RUT Arrendatario	Razón social - Arrendatario	País de origen	Tipo de moneda	Arrendamiento asociado	31/12/2024								
					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	137.520	177.682	315.202	106.835	94.232	98.840	-	-	299.907
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Terrenos	12.160	9.304	21.464	5.315	-	-	-	-	5.315
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	CLP	Terrenos	7.038	4.167	11.205	-	-	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	89.093	130.428	219.521	91.278	59.019	61.906	21.301	-	233.504
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Terrenos	17.354	9.503	26.857	19.230	21.014	17.418	10.132	25.775	93.569
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	25.556	32.229	57.785	-	-	-	-	-	-
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	UF	Terrenos	205.505	15.834	221.339	22.145	23.385	24.694	26.077	119.753	216.054
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	USD	Terrenos	469.446	35.241	504.687	48.653	50.629	52.685	54.824	1.015.525	1.222.316
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	2.887	10.967	13.854	14.367	13.647	11.401	9.645	-	49.060
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	CLP	Terrenos	1.976	5.172	7.148	6.734	7.064	1.276	1.338	8.110	24.522
77.227.565-K	Saesa Innova Soluciones SpA	Chile	UF	Edificios e instalaciones	8.607	25.808	34.415	17.726	-	-	-	-	17.726
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	46.070	141.552	187.622	66.011	-	-	-	-	66.011
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	CLP	Edificios e instalaciones	9.195	36.038	45.233	16.436	-	-	-	-	16.436
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Chile	UF	Terrenos	12.399	107	12.506	149	157	166	176	4.288	4.936
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	UF	Terrenos	44.423	1.937	46.360	2.709	2.860	2.506	3.161	100.782	112.018
Totales					1.089.229	635.969	1.725.198	417.588	272.007	270.892	126.654	1.274.233	2.361.374

RUT Arrendatario	Razón social - Arrendatario	País de origen	Tipo de moneda	Arrendamiento asociado	31/12/2023								
					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	87.420	181.732	269.152	110.737	-	-	-	-	110.737
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Terrenos	3.042	4.503	7.545	-	-	-	-	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	CLP	Terrenos	6.662	12.061	18.723	8.284	-	-	-	-	8.284
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	74.861	202.855	277.716	108.486	3.473	-	-	-	111.959
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Terrenos	4.709	3.877	8.586	4.152	3.411	768	-	-	8.331
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	CLP	Terrenos	-	-	-	1.716	-	-	-	-	1.716
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	23.623	53.390	77.013	49.090	-	-	-	-	49.090
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	UF	Terrenos	164.559	14.359	178.918	20.082	21.207	22.394	23.648	139.652	226.983
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	USD	Terrenos	328.019	29.810	357.829	41.156	42.827	44.566	46.375	942.159	1.117.083
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	3.159	8.770	11.929	-	-	-	-	-	-
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	CLP	Terrenos	1.272	5.539	6.811	5.315	5.575	5.847	-	-	16.737
77.227.565-K	Saesa Innova Soluciones SpA	Chile	UF	Edificios e instalaciones	8.238	25.312	33.550	-	-	-	-	-	-
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	46.274	16.941	63.215	-	-	-	-	-	-
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	CLP	Edificios e instalaciones	9.158	23.798	32.956	31.078	10.693	-	-	-	41.771
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Chile	UF	Terrenos	11.475	97	11.572	135	143	151	159	4.274	4.862
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	UF	Terrenos	34.122	1.756	35.878	2.456	2.594	2.272	2.866	99.541	109.729
Totales					806.593	584.800	1.391.393	382.687	89.923	75.998	73.048	1.185.626	1.807.282

c) Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

En el Estado Consolidado de Resultados Integrales por el año terminado al 31 de diciembre de 2024 se incluye un gasto por M\$2.896.251 (M\$2.010.248 al 31 de diciembre de 2023), 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 2024 y 2023, la Sociedad no mantiene contratos significativos en los cuales actúe como arrendador.

16. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

16.1. Impuesto a la Renta

a) El detalle del gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado Consolidado de Resultados Integrales correspondiente a los ejercicios 2024 y 2023 es el siguiente:

Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	01/01/2024 31/12/2024	01/01/2023 31/12/2023
	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
Gasto (ingreso) por impuestos corrientes	12.097.014	13.279.387
Otro gasto por impuestos corrientes	3.071	73
Total Impuestos corrientes a las ganancias, neto	12.100.085	13.279.460
Impuestos diferidos		
Gasto (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(959.596)	10.069.797
Total Gasto (ingreso) por Impuestos diferidos, neto	(959.596)	10.069.797
Total Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	11.140.489	23.349.257

Impuestos a las ganancias relacionados con Otros Resultados Integrales	01/01/2024 31/12/2024	01/01/2023 31/12/2023
	M\$	M\$
Impuesto a las ganancias relativo a nuevas mediciones de planes de beneficios definidos de otro resultado integral	64.881	(11.750)
Total Impuestos a las ganancias relacionados con Otros Resultados Integrales	64.881	(11.750)

b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a “ganancia (pérdida) antes de Impuestos”, al 31 de diciembre de 2024 y 2023, es la siguiente:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	01/01/2024 31/12/2024	01/01/2023 31/12/2023
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	50.983.710	72.548.030
Ingreso (gasto) por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (27%)	(13.765.602)	(19.587.968)
Efecto fiscal de ingresos de actividades exentas de tributación	3.111.948	3.209.357
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) imponible	(3.758.090)	(3.611.142)
Efecto por diferencia de conversión	1.668.332	(613.786)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	(235.855)	(3.076.731)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	1.847.149	448.401
Otros efectos fiscales por conciliación entre el resultado contable y gasto por impuestos (ingreso)	(8.371)	(117.388)
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	2.625.113	(3.761.289)
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(11.140.489)	(23.349.257)
Tasa impositiva efectiva	21,85%	32,18%

16.2. Impuestos Diferidos

a) El detalle de los impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, es el siguiente:

Diferencias temporarias Activos por impuestos diferidos	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	199.109	264.793
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	(16.901.248)	(12.311.822)
Impuestos diferidos relativos a provisión de cuentas incobrables	3.144.936	2.481.163
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	299.874	292.009
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	768.772	509.551
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	1.572.210	1.144.870
Impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales	31.731.065	18.735.986
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	1.577.097	1.657.196
Impuestos diferidos relativos a arriendos	19.854	14.375
Impuestos diferidos relativos a otras provisiones	673.681	565.772
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	2.223.773	2.223.773
Total Diferencias temporarias Activos por impuestos diferidos	25.309.123	15.577.666

Diferencias temporarias Pasivos por impuestos diferidos	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	185.621	255.118
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	(109.319.909)	(91.340.009)
Impuestos diferidos relativos a provisión de cuentas incobrables	3.358.686	2.664.604
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	620.395	561.369
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	2.533.196	2.345.004
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	403.822	683.238
Impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales	27.792.101	22.483.791
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	1.614.681	956.926
Impuestos diferidos relativos a arriendos	335.720	246.871
Impuestos diferidos relativos a otras provisiones	902.710	1.397.997
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	20.599	20.599
Total Diferencias temporarias Pasivos por impuestos diferidos	(71.552.378)	(59.724.492)

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

Diferencias temporarias, neto	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$
Activos por impuestos diferidos	25.309.123	15.577.666
Pasivos por impuestos diferidos	(71.552.378)	(59.724.492)
Total Diferencias temporarias, neto	(46.243.255)	(44.146.826)

b) Los movimientos de los rubros “Impuestos Diferidos”, del Estado Consolidado de Situación Financiera al 31 de diciembre de 2024 y 2023, son los siguientes:

Movimientos Impuestos diferidos	Activos		Pasivos	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial	15.577.666	53.832.315	59.724.492	87.794.798
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	10.152.732	9.340.060	9.193.136	19.409.857
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	(123.189)	11.750	(58.316)	-
Incremento (decremento) por diferencia de cambio	25.494	398.446	3.015.909	524.199
Otros incremento (decremento)	(323.580)	(48.004.905)	(322.843)	(48.004.362)
Total movimientos	9.731.457	(38.254.649)	11.827.886	(28.070.306)
Saldo final	25.309.123	15.577.666	71.552.378	59.724.492

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

Todas las empresas de la Sociedad están radicadas en Chile, por lo que la Normativa Local vigente se aplica uniformemente a todas ellas.

17. Otros Pasivos Financieros corrientes y no corrientes

a) El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de este rubro 31 de diciembre de 2024 y 2023, es el siguiente:

Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos bancarios	274.427.001	123.275.475	-	-
Bonos	31.604.964	26.496.210	1.171.133.844	1.106.124.845
Totales	306.031.965	149.771.685	1.171.133.844	1.106.124.845

b) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con Instituciones Bancarias al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

Nombre empresa deudora	Nombre acreedor	Rut acreedor	Tipo de moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de amortización	31/12/2024							
						Corrientes			No corrientes				
						Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes	
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	0,48%	Al vencimiento	-	15.130.275	15.130.275	-	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	0,48%	Al vencimiento	-	25.217.125	25.217.125	-	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Itaú	97.023.000-9	CLP	0,49%	Al vencimiento	10.132.567	-	10.132.567	-	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Itaú	97.023.000-9	CLP	0,48%	Al vencimiento	10.100.590	-	10.100.590	-	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	0,48%	Al vencimiento	10.111.533	-	10.111.533	-	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	0,48%	Al vencimiento	25.278.833	-	25.278.833	-	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	0,48%	Al vencimiento	10.100.625	-	10.100.625	-	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,49%	Al vencimiento	13.172.337	-	13.172.337	-	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,48%	Al vencimiento	-	10.075.592	10.075.592	-	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,51%	Al vencimiento	-	20.151.183	20.151.183	-	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	0,47%	Al vencimiento	-	17.023.269	17.023.269	-	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,48%	Al vencimiento	22.073.150	-	22.073.150	-	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Itaú	97.023.000-9	CLP	0,48%	Al vencimiento	15.128.385	-	15.128.385	-	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	0,50%	Al vencimiento	20.313.500	-	20.313.500	-	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	0,48%	Al vencimiento	20.171.000	-	20.171.000	-	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,48%	Al vencimiento	10.033.250	-	10.033.250	-	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	0,48%	Al vencimiento	20.215.787	-	20.215.787	-	-	-	-	-
Totales						186.831.557	87.595.444	274.427.001	-	-	-	-	

Nombre empresa deudora	Nombre acreedor	Rut acreedor	Tipo de moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de amortización	31/12/2023							
						Corrientes			No corrientes				
						Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes	
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco de Chile	97.004.000-5	CLP	1,50%	Al vencimiento	-	10.060.833	10.060.833	-	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco de Chile	97.004.000-5	CLP	1,50%	Al vencimiento	-	20.121.667	20.121.667	-	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Itaú	97.023.000-9	CLP	1,50%	Al vencimiento	-	10.030.000	10.030.000	-	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	0,39%	Al vencimiento	-	20.470.556	20.470.556	-	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Itaú	97.023.000-9	CLP	0,42%	Al vencimiento	-	15.355.823	15.355.823	-	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,10%	Al vencimiento	25.219.725	22.016.861	47.236.586	-	-	-	-	-
Totales						25.219.725	98.055.700	123.275.475	-	-	-	-	

En relación a los préstamos bancarios suscritos, estos no tienen incorporados ninguna garantía asociada que pueda comprometer a la Sociedad.

c) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de diciembre de 2024 y 2023, es el siguiente:

Nombre empresa deudora	Tipo de deuda	Tipo de moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31/12/2024								
					Corrientes			No corrientes					
					Hasta 1 año			Más de 1 año hasta 2 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total No corrientes
					Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Bono Serie J / N° 665	UF	3,60%	Sin garantía	2.024.822	1.746.216	3.771.038	3.492.431	3.492.431	3.492.431	3.492.431	10.169.906	24.139.630
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Bono Serie L / N° 397	UF	3,75%	Sin garantía	483.611	8.731.076	9.214.687	8.731.076	8.731.076	8.731.076	8.731.076	34.246.752	69.171.056
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Bono Serie O / N° 742	UF	3,20%	Sin garantía	607.426	-	607.426	-	-	-	-	76.281.303	76.281.303
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Bono Serie A / N° 923	UF	2,80%	Sin garantía	-	673.867	673.867	-	-	-	-	116.996.306	116.996.306
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Bono Serie G / N° 663	UF	3,20%	Sin garantía	2.049.928	1.746.215	3.796.143	3.492.431	3.492.431	3.492.431	3.492.431	20.821.176	34.790.900
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Bono Serie E / N° 646	UF	4,00%	Sin garantía	-	2.995.058	2.995.058	-	-	-	-	153.077.811	153.077.811
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Bono Serie H / N° 762	UF	3,90%	Sin garantía	-	2.203.829	2.203.829	-	-	-	-	115.199.028	115.199.028
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Bono Serie J / N° 945	UF	1,90%	Sin garantía	-	1.767.753	1.767.753	-	-	-	-	197.317.240	197.317.240
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STASCL 32	USD	0,35%	Sin garantía	6.575.163	-	6.575.163	-	-	-	-	384.160.570	384.160.570
Totales					11.740.950	19.864.014	31.604.964	15.715.938	15.715.938	15.715.938	15.715.938	1.108.270.092	1.171.133.844

Nombre empresa deudora	Tipo de deuda	Tipo de moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31/12/2023										
					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 5 años		Más de 5 años	Total No corriente
					Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años			
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Bono Serie J / N° 665	UF	3,60%	Sin garantía	1.972.402	1.672.246	3.644.648	3.344.491	3.344.491	3.344.491	3.344.491	13.007.477	26.385.441		
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Bono Serie L / N° 397	UF	3,75%	Sin garantía	-	8.875.812	8.875.812	8.361.228	8.361.228	8.361.228	8.361.228	41.012.922	74.457.834		
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Bono Serie O / N° 742	UF	3,20%	Sin garantía	581.695	-	581.695	-	-	-	-	72.998.096	72.998.096		
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Bono Serie A / N° 923	UF	2,80%	Sin garantía	-	645.322	645.322	-	-	-	-	112.066.289	112.066.289		
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Bono Serie G / N° 663	UF	3,20%	Sin garantía	290.848	-	290.848	3.344.491	3.344.491	3.344.491	3.344.491	23.259.355	36.637.319		
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Bono Serie E / N° 646	UF	4,00%	Sin garantía	-	2.868.121	2.868.121	-	-	-	-	146.482.602	146.482.602		
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Bono Serie H / N° 762	UF	3,90%	Sin garantía	-	2.110.404	2.110.404	-	-	-	-	110.302.327	110.302.327		
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Bono Serie J / N° 945	UF	1,90%	Sin garantía	-	1.691.665	1.691.665	-	-	-	-	189.123.056	189.123.056		
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STASCL 32	USD	0,35%	Sin garantía	-	5.787.695	5.787.695	-	-	-	-	337.671.881	337.671.881		
Totales					2.844.945	23.651.265	26.496.210	15.050.210	15.050.210	15.050.210	15.050.210	1.045.924.005	1.106.124.845		

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

Razón social	Nombre abreviado	Contrato de Bonos / N° de Registro	Representante de los Tenedores de Bonos	Fecha Escritura	Fecha última modificación	Notaría	Fecha de Colocación	Monto Colocación	
								UF	USD
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	Emisión de Línea Serie E / N° 646	Banco de Chile	07/10/2010	08/11/2010	José Musalem Saffie	25/11/2010	4.000.000	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	Emisión de Línea Serie H / N° 762	Banco Bice	27/06/2013	23/08/2013	José Musalem Saffie	29/08/2013	3.000.000	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	Emisión de Línea Serie J / N° 945	Banco de Chile	10/09/2018	18/06/2019	Roberto Antonio Cifuentes	11/07/2019	5.000.000	-
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Emisión de Línea Serie J / N° 665	Banco de Chile	11/02/2012	22/09/2012	José Musalem Saffie	05/10/2011	1.000.000	-
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Emisión de Línea Serie L / N° 397	Banco de Chile	29/07/2004	29/11/2012	José Musalem Saffie	20/12/2012	2.500.000	-
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Emisión de Línea Serie O / N° 742	Banco de Chile	26/10/2012	29/09/2014	José Musalem Saffie	27/11/2014	2.000.000	-
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Emisión de Línea Serie A / N° 923	Banco de Chile	10/09/2018	10/09/2018	Roberto Antonio Cifuentes	10/01/2019	4.000.000	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Emisión de Línea Serie G / N° 663	Banco de Chile	11/02/2011	15/09/2014	José Musalem Saffie	27/11/2014	1.000.000	-
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	144A/REG-S	UMB Bank	N.A	N.A	N.A	21/01/2022	-	390.000.000

17.1. Instrumentos derivados

La Sociedad y sus filiales no cuenta con instrumentos derivados al 31 de diciembre de 2024 y 2023.

18. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas por pagar comerciales	214.904.804	251.600.672	121.889.018	75.672.847
Otras cuentas por pagar	35.621.090	25.591.659	-	-
Totales Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	250.525.894	277.192.331	121.889.018	75.672.847

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$	M\$	M\$
Proveedores por compra de energía y peajes	141.723.929	176.059.873	121.889.018	75.672.847
Proveedores por compra de combustible y gas	1.815.872	864.887	-	-
Cuentas por pagar por importaciones en tránsito	1.788.931	3.561.562	-	-
Cuentas por pagar por bienes y servicios	69.576.072	71.114.350	-	-
Dividendos por pagar a terceros	440.152	496.046	-	-
Cuentas por pagar a instituciones fiscales	1.620.991	1.149.129	-	-
IVA débito fiscal	11.846.412	5.130.318	-	-
Otras cuentas por pagar	21.713.535	18.816.166	-	-
Totales Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	250.525.894	277.192.331	121.889.018	75.672.847

Las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar incluyen, cuentas por pagar acumuladas asociadas a las leyes 21.185 y 21.472 correspondientes al Fondo de Estabilización de Tarifas (PEC 1 y PEC 2), el cual se traduce en un Pass through de las cuentas por cobrar. (Ver nota 7, deudores comerciales).

El detalle por vencimiento de cuentas por pagar comerciales al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

Proveedores con pago al día	31/12/2024			
	Bienes	Servicios	Otros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta 30 días	26.740.571	169.189.822	18.974.411	214.904.804
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	26.740.571	169.189.822	18.974.411	214.904.804

Proveedores con pago al día	31/12/2023			
	Bienes	Servicios	Otros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta 30 días	17.702.387	212.073.026	21.825.259	251.600.672
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	17.702.387	212.073.026	21.825.259	251.600.672

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 2024 y 2023, es el siguiente:

Razón social proveedor	RUT	31/12/2024	
		M\$	%
Engie Energía Chile S.A.	88.006.900-4	7.002.269	3,26%
Equans Mantenimiento y Montaje Electrico SPA	96.543.670-7	3.349.688	1,56%
Colbun S.A.	96.505.760-9	3.217.810	1,50%
Besalco Energia Renovable SA	76.249.099-4	2.711.318	1,26%
Enercon GmbH	Proveedor Extranjero	2.237.209	1,04%
Globaltec Servicios y Construcción	76.051.155-2	1.966.397	0,92%
Finning Chile S.A.	91.489.000-4	1.503.073	0,70%
Ing y Serv Serviland Ltda	77.914.810-6	1.435.349	0,67%
Emec Montajes Electricos y Construcción Ltda.	76.048.740-6	1.338.381	0,62%
Energys S.A.	76.131.054-2	1.178.943	0,55%
Provisión Energía y Peajes (CEN) (*)		115.199.694	53,60%
Otros Proveedores		73.764.673	34,32%
Totales		214.904.804	100,00%

Razón social proveedores	RUT	31/12/2023	
		M\$	%
Wuxi Fasten Euenon Co.,Ltd	Proveedor extranjero	6.089.261	2,42%
Coop.A.de Energía Electrica Curico	70.287.900-0	5.986.981	2,38%
Engie Energía Chile S.A.	88.006.900-4	5.885.939	2,34%
GM Holdings S.A.	76.240.103-7	4.215.485	1,68%
Energys S.A.	76.131.054-2	3.657.457	1,45%
Cam Chile SPA	96.543.670-7	3.619.050	1,44%
RSA Seguros Chile S.A.	99.017.000-2	3.568.185	1,42%
Globaltec Servicios y Construcción	76.051.155-2	3.523.667	1,40%
B. Bosch S.A.	84.716.400-K	2.660.570	1,06%
Efacec Engenharia e Sistemas Chile	77.157.614-1	2.623.474	1,04%
Provisión Energía y Peajes (CEN) (*)		157.966.598	62,78%
Otros proveedores		51.804.005	20,59%
Totales		251.600.672	100,00%

(*) Energía y Peajes pendientes de reliquidación y/o facturación por el Sistema Eléctrico.

19. Instrumentos financieros

19.1. Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

Activos financieros	31/12/2024		
	A costo amortizado	A valor razonable con cambio en resultados	Totales
	M\$	M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	18.577.380	52.265.801	70.843.181
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	578.604.879	-	578.604.879
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	5.773.984	-	5.773.984
Otros activos financieros no corrientes	5.025.260	-	5.025.260
Totales Activos financieros	607.981.503	52.265.801	660.247.304

Activos financieros	31/12/2023		
	A costo amortizado	A valor razonable con cambio en resultados	Totales
	M\$	M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	17.436.141	39.734.500	57.170.641
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	459.799.923	-	459.799.923
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	3.762.418	-	3.762.418
Otros activos financieros no corrientes	4.242.426	-	4.242.426
Totales Activos financieros	485.240.908	39.734.500	524.975.408

b) Pasivos Financieros

Pasivos financieros	31/12/2024	
	A costo amortizado	Totales
	M\$	M\$
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	1.477.165.809	1.477.165.809
Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	4.086.572	4.086.572
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes	372.414.912	372.414.912
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	148.624.710	148.624.710
Totales Pasivos financieros	2.002.292.003	2.002.292.003

Pasivos financieros	31/12/2023	
	A costo amortizado	Totales
	M\$	M\$
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	1.255.896.530	1.255.896.530
Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	3.198.675	3.198.675
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes	352.865.178	352.865.178
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	112.433.272	112.433.272
Totales Pasivos financieros	1.724.393.655	1.724.393.655

19.2. Valor Razonable de instrumentos financieros

a) Valor Razonable de instrumentos financieros contabilizados a costo amortizado

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

Activos financieros	31/12/2024	
	Valor libro	Valor justo
	M\$	M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado		
Efectivo en caja	7.064.467	7.064.467
Saldo en bancos	11.512.913	11.512.913
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	578.604.879	578.604.879
Pasivos financieros		
Pasivos financieros mantenidos a costo amortizado	31/12/2024	
	Valor libro	Valor justo
	M\$	M\$
Otros pasivos financieros corrientes (deuda bancaria)	274.427.001	274.427.001
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes (bonos)	1.202.738.808	707.782.824
Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	4.086.572	4.086.572
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes	372.414.912	372.414.912
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	148.624.710	148.624.710

b) Metodología y supuestos utilizados en el cálculo del Valor Justo

El Valor Justo de los Activos y Pasivos Financieros se determinaron mediante la siguiente metodología:

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

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

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

- Nivel 1: Corresponde a metodologías de medición a Valor Razonable 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 Razonable 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 Razonable mediante técnicas de valorización, que incluyan datos sobre los Activos y Pasivos valorizados, que no se basen en datos de mercados observables.

20. Provisiones

20.1. Otras provisiones corrientes

a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2024 y 2023, es el siguiente:

Otras provisiones corrientes y no corrientes	Corrientes	
	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$
Otras provisiones (*)	7.414.919	7.941.576
Totales	7.414.919	7.941.576

(*) Corresponde a provisiones de multas y juicios.

b) El movimiento de las provisiones durante los ejercicios 2024 y 2023, es el siguiente:

Movimientos Otras provisiones corrientes	Reclamaciones legales	Totales
	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2024	7.941.576	7.941.576
Provisiones adicionales	3.136.159	3.136.159
Provisiones no utilizadas	(734.005)	(734.005)
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(1.549.986)	(1.549.986)
Provisiones utilizadas	(1.378.825)	(1.378.825)
Total movimientos	(526.657)	(526.657)
Saldo final al 31/12/2024	7.414.919	7.414.919

Movimientos Otras provisiones corrientes	Reclamaciones legales	Totales
	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2023	6.854.492	6.854.492
Provisiones adicionales	1.991.037	1.991.037
Provisiones no utilizadas	(1.032.657)	(1.032.657)
Incremento (decremento) en provisiones existentes	66.599	66.599
Provisiones utilizadas	62.105	62.105
Total movimientos	1.087.084	1.087.084
Saldo final al 31/12/2023	7.941.576	7.941.576

20.2. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados

a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2024 y 2023, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corrientes	
	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	3.469.617	3.163.174
Provisión por beneficios anuales	15.587.774	15.527.320
Totales	19.057.391	18.690.494

El detalle del movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2024 y 2023, es el siguiente:

Movimientos Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Vacaciones del personal	Beneficios anuales	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2024	3.163.174	15.527.320	18.690.494
Incremento (decremento) en provisiones existentes	3.805.451	15.288.368	19.093.819
Provisiones utilizadas	(3.499.008)	(15.227.914)	(18.726.922)
Total movimientos	306.443	60.454	366.897
Saldo final al 31/12/2024	3.469.617	15.587.774	19.057.391

Movimientos Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Vacaciones del personal	Beneficios anuales	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2023	2.963.211	12.049.787	15.012.998
Incremento (decremento) en provisiones existentes	3.360.983	15.514.720	18.875.703
Provisiones utilizadas	(3.161.020)	(12.037.187)	(15.198.207)
Total movimientos	199.963	3.477.533	3.677.496
Saldo final al 31/12/2023	3.163.174	15.527.320	18.690.494

20.3. Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados

a) Beneficios de prestación definida:

Indemnizaciones por años de servicios: El trabajador percibe una proporción de su sueldo base (0,9) por cada año de permanencia en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante a lo menos 10 años.

El desglose de las provisiones no corrientes al 31 de diciembre de 2024 y 2023, es el siguiente:

Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	No corrientes	
	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$
Indemnizaciones por años de servicios	22.458.450	20.195.037
Totales	22.458.450	20.195.037

Desembolsos futuros

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida en el presente año ascienden a M\$2.622.702.

Duración de los compromisos

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones para la Sociedad y sus filiales corresponde a 8,33 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 y más años es como sigue:

Años	Monto
	M\$
1	2.622.702
2	1.803.461
3	1.824.488
4	2.035.775
5	2.048.130
6 a 10	9.978.466

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante los ejercicios 2024 y 2023, es el siguiente:

Movimientos Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados		Totales
		M\$
Saldo inicial al 01/01/2024		20.195.037
Costo por intereses		1.377.150
Costo del servicio del ejercicio		2.128.787
Costo de ejercicios anteriores		323.662
Pagos realizados en el ejercicio		(1.325.886)
Variación actuarial por cambio de tasa		(240.300)
Total movimientos		2.263.413
Saldo final al 31/12/2024		22.458.450

Movimientos Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados		Totales
		M\$
Saldo inicial al 01/01/2023		18.204.096
Costo por intereses		1.193.389
Costo del servicio del ejercicio		2.320.739
Costo de periodos anteriores		49.804
Pagos realizados en el ejercicio		(1.616.509)
Variación actuarial por cambio de tasa		43.518
Total movimientos		1.990.941
Saldo final al 31/12/2023		20.195.037

c) Los montos registrados en los Estado Consolidado de resultados integrales, son los siguientes:

Gasto reconocido en Otros Resultados Integrales	01/01/2024 31/12/2024	01/01/2023 31/12/2023
	M\$	M\$
Costo por intereses	1.377.150	1.193.389
Costo del servicio del ejercicio	2.128.787	2.320.739
Total Gasto reconocido en Estado de Resultados	3.505.937	3.514.128
Pérdida actuarial neta por plan de beneficios definidos	(240.300)	43.518
Totales Gasto reconocido en Otros Resultados Integrales	3.265.637	3.557.646

d) Supuestos actuariales utilizadas al 31 de diciembre de 2024 y 2023:

Supuestos actuariales	31/12/2024	31/12/2023
Tasa de descuento (nominal)	5,32%	5,47%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	1,30%	1,50%
Tablas de mortalidad	RV H 2020 / RV M 2020	RV H 2020 / RV M 2020
Tasa de rotación	3,60%	2,00%
Edad de retiro	65 H / 60 M	65 H / 60 M

e) Sensibilizaciones

Sensibilización de tasa de descuento:

Al 31 de diciembre de 2024, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de 1 punto porcentual en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

Sensibilización de la tasa de descuento	Disminución de 1%	Incremento de 1%
	M\$	M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos aumento / (disminución) de pasivo	1.873.631	(1.626.413)

Sensibilización de tasa esperada de incremento salarial:

Al 31 de diciembre de 2024, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de 1 punto porcentual en la tasa esperada de incremento salarial genera los siguientes efectos:

Sensibilización esperada de incremento salarial	Disminución de 1%	Incremento de 1%
	M\$	M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos (disminución) / aumento de pasivo	(1.639.873)	1.853.936

20.4. Juicios y multas

En el curso normal de sus operaciones, la Compañía es parte en diversos juicios y acciones legales iniciadas, o en proceso de inicio, derivadas de operaciones de la industria en la cual opera. En opinión de la administración y sus asesores legales, a la fecha de estos estados financieros, no es posible estimar con exactitud potenciales pérdidas por este concepto.

21. Otros activos y pasivos no financieros

a) El detalle de los activos no financieros al 31 de diciembre de 2024 y 2023, es el siguiente:

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$	M\$	M\$
Gastos anticipados	3.669.536	4.310.251	88.949	96.902
Remesas de importaciones	3.886.693	2.673.537	-	-
Otros activos no financieros	220.841	162.178	31.525	31.526
Total Otros activos no financieros	7.777.070	7.145.966	120.474	128.428

b) El detalle de los pasivos no financieros al 31 de diciembre de 2024 y 2023, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$	M\$	M\$
Subvenciones gubernamentales (obras FNDR) (*)	19.849.801	28.524.326	-	-
Otras obras de terceros	15.640.277	12.999.651	-	-
Ingresos anticipados por venta de peajes	386.445	386.445	7.070.039	7.430.574
Otros pasivos no financieros	-	-	3.698.484	3.545.785
Total Otros pasivos no financieros	35.876.523	41.910.422	10.768.523	10.976.359

(*) 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.

El detalle de los ingresos anticipados por venta de peajes al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

Clientes	Fecha liquidación	Corrientes		No corrientes	
		31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
		M\$	M\$	M\$	M\$
Hidroenersur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	01/06/2042	91.929	91.929	1.516.837	1.608.766
Hidroenersur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	01/06/2042	83.571	83.571	1.378.912	1.462.482
Hidroenersur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	01/06/2042	23.102	23.102	800.067	848.046
Hidroenersur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	01/12/2043	27.537	27.537	502.323	529.860
Hidroenersur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	01/08/2042	47.223	47.223	368.707	391.054
Hidroenersur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	01/06/2045	16.371	16.371	335.366	351.737
Hidroenersur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	01/11/2046	14.852	14.852	336.325	351.176
Hidroenersur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	01/08/2042	17.397	17.397	290.496	307.894
Hidroenersur, Hidronalcas, Hidropalmar, Hidro Ensenada e Hidrobonito (*)	-	48.796	48.796	1.061.384	1.110.180
Parque Eólico Cabo Leones I S.A. (*)	31/12/2047	-	-	159.519	146.564
Iberedólica Cabo Leones II S.A. (*)	31/12/2047	-	-	159.519	146.564
Eólica La Esperanza S.A. (**)	31/03/2036	15.667	15.667	160.584	176.251
Total Clientes		386.445	386.445	7.070.039	7.430.574

(*) La amortización es a 30 años desde la puesta en marcha por cada tramo.

(**) La amortización es a 20 años desde la puesta en marcha por cada tramo.

22. Patrimonio

22.1. Patrimonio neto de la Sociedad

22.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, el capital social de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. asciende a M\$483.747.016. El capital está representado por 100 acciones serie A y 93.780.651 acciones serie B suscritas y pagadas.

Al 21 de diciembre de 2023, en junta extraordinaria de accionistas se aprobó un aumento de capital estatutario de M\$97.840.260, mediante la emisión de 14.206.979 nuevas acciones serie B, nominativas sin valor nominal, íntegramente suscritas y pagadas.

Las acciones serie A tienen todos los derechos que la normativa vigente les confiere a las acciones ordinarias. Por su parte, las acciones serie B tienen todos los derechos que la normativa vigente les confiere a las acciones ordinarias, pero que gozan de la preferencia para convocar a juntas de Accionistas (tendrán el privilegio de convocar juntas ordinarias y extraordinarias de Accionistas, cuando lo soliciten, a lo menos, el 5% de estas acciones) y la limitación para elegir Directores (no tendrán derecho a elegir Directores).

22.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 30 de abril de 2024 se acordó no distribuir dividendos con cargos a las utilidades del ejercicio 2023.

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 28 de abril de 2023 se aprobó la distribución de un dividendo final de \$24,99516085 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2022, lo que significó un pago total de M\$1.988.959 y corresponde al 100% de dichas utilidades. Junto con lo anterior, se acordó la distribución de un dividendo adicional de \$502,67819401 por acción con cargo a las utilidades retenidas de ejercicios anteriores, el monto total a ser distribuido por este concepto es de M\$40.000.000.

Durante el ejercicio 2024 se llevó a cabo el pago de Dividendos por un monto total M\$300.378 a los accionistas minoritarios de las siguientes empresas: Saesa, Frontel, STS, Edelayzen y STA.

22.1.3 Otras reservas

El detalle al 31 de diciembre de 2024 de otras reservas es el siguiente:

Movimientos Otras reservas	Saldo inicial al 01/01/2024	Reserva de diferencias de cambio en conversiones	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Saldo final al 31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Reserva de diferencias de cambio en conversiones, neta de impuestos diferidos	24.122.357	15.494.619	-	39.616.976
Reserva de coberturas de flujo de efectivo, neta de impuestos	984	-	-	984
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos, neta de impuestos diferidos	(796.493)	-	163.311	(633.182)
Otras reservas varias (*)	22.215.700	-	-	22.215.700
Efecto fusión STS y Sagesa (proforma)	9.870			9.870
Efecto fusión filiales al 31/05/2011 (**)	19.506.605			19.506.605
Totales	65.059.023	15.494.619	163.311	80.716.953

El detalle al 31 de diciembre de 2023 de otras reservas es el siguiente:

Movimientos Otras reservas	Saldo inicial al 01/01/2023	Reserva de diferencias de cambio en conversiones	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Saldo final al 31/12/2023
	M\$	M\$	M\$	M\$
Reserva de diferencias de cambio en conversiones, neta de impuestos diferidos	19.577.572	4.544.785	-	24.122.357
Reserva de coberturas de flujo de efectivo, neta de impuestos	984	-	-	984
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos, neta de impuestos diferidos	(762.987)	-	(33.506)	(796.493)
Otras reservas varias (*)	22.215.700	-	-	22.215.700
Efecto fusión STS y Sagesa (proforma)	9.870			9.870
Efecto fusión filiales al 31/05/2011 (**)	19.506.605			19.506.605
Totales	60.547.744	4.544.785	(33.506)	65.059.023

(*) Otras reservas varias por M\$22.215.700, están compuestas por M\$8.506.366 que corresponden a revalorización del capital pagado por el año 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), abono por M\$585.683 por efecto de la compra a Eléctrica Puntilla S.A. del 49,9% de las acciones que esta poseía en la Sociedad Sistema de Transmisión del Centro S.A. ("STC") por parte de Inversiones Los Lagos IV Limitada, M\$11.873.639 por efecto de la fusión de STS con Saesa Transmisión y Frontel Transmisión, M\$122.306 por efecto de la participación en STA, producto de las acciones pendientes de pago y por M\$2.300.552, por efecto de absorción de su filial Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., realizada el 5 de diciembre de 2008. Esta última operación fue tratada como unificación de intereses por corresponder a empresas bajo control común.

Con fecha 1 de diciembre de 2021, se realizó la fusión por incorporación de las empresas de transmisión antigua STS, Frontel Transmisión en Nueva STS, quedando la mencionada Sociedad como continuadora legal. Luego de producida la fusión la empresa pasó a denominarse Sistema de Transmisión del Sur S.A. o STS (Nueva STS). En esta fusión se originó una plusvalía tributaria que dio origen a un activo por impuesto diferido de MM\$ 12.017 millones. Por tratarse de una operación entre partes relacionadas, los efectos que se originen deben formar parte del patrimonio. Bajo esa directriz la Sociedad reclasificó este efecto en Otras reservas.

(**) El efecto por fusión de M\$19.506.605 se origina en la fusión por absorción de las sociedades filiales (Antigua Saesa y Antigua Frontel). Producto de lo anterior y de acuerdo a normas tributarias vigentes, se originaron beneficios tributarios que implicaron mayores activos por impuestos diferidos de M\$19.749.955, la diferencia por M\$243.350, corresponde al ajuste de participación de la Sociedad en Saesa y Frontel producto del canje de acciones, como consecuencia de la fusión materializada el 31 de mayo de 2011.

22.1.4 Diferencias de conversión

El detalle de las sociedades filiales y de las sociedades relacionadas que presentan reservas por diferencias de conversión netas de impuestos al 31 de diciembre de 2024 y 2023, es el siguiente:

Reservas de diferencias de cambio en conversiones		31/12/2024	31/12/2023
		M\$	M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	5.002.927	4.035.942
Sagesa Generación S.A.	SAGESA GX	9.369.370	5.736.645
STA II S.A.	STA II	707.855	5.411
Sagesa S.A.	SAGESA TX	(15.570)	393.988
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	STC	9.122.500	4.715.749
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	STN	11.945.904	6.073.209
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	SATT	9.318.600	4.430.126
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	CABO LEONES	2.180.499	867.369
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	(8.730.550)	(2.343.164)
Tolchén Transmisión SpA	TOLCHÉN	715.441	207.082
Total Reservas de diferencias de cambio en conversiones		39.616.976	24.122.357

La reserva de conversión proviene de las diferencias de cambio que se originan en la conversión de las filiales que tienen moneda funcional dólar estadounidense.

22.1.5 Ganancias Acumuladas

Los saldos de Ganancias Acumuladas al 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

Movimientos Ganancias (pérdidas) acumuladas	Utilidad líquida distribuable acumulada	Ajustes de primera adopción no realizados	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2024	103.459.481	373.036	103.832.517
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	38.853.396	-	38.853.396
Reverso provisión dividendo año anterior (*)	14.443.878	-	14.443.878
Provisión dividendo mínimo del ejercicio (*)	(11.656.018)	-	(11.656.018)
Total movimientos	41.641.256	-	41.641.256
Saldo final al 31/12/2024	145.100.737	373.036	145.473.773

La utilidad distribuable del ejercicio 2024, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2024, esto es M\$38.853.396.

(*) El efecto de la reversa de la provisión correspondiente al ejercicio anterior, junto con la provisión del dividendo correspondiente al ejercicio 2024, se refleja de manera detallada en la nota de patrimonio del estado financiero del presente ejercicio.

Los saldos de Ganancias Acumuladas al 31 de diciembre de 2023 es el siguiente:

Movimientos Ganancias (pérdidas) acumuladas	Utilidad líquida distributable acumulada	Ajustes de primera adopción no realizados	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2023	111.149.370	373.036	111.522.406
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	48.146.261	-	48.146.261
Reverso provisión dividendo año anterior	596.688	-	596.688
Pago dividendo año anterior	(41.988.960)	-	(41.988.960)
Provisión dividendo mínimo del ejercicio	(14.443.878)	-	(14.443.878)
Total movimientos	(7.689.889)	-	(7.689.889)
Saldo final al 31/12/2023	103.459.481	373.036	103.832.517

La utilidad distributable del ejercicio 2023, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2023, esto es M\$48.146.261.

22.2. Gestión de capital

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

22.3. Restricciones a la disposición de fondos

En virtud de los contratos de emisión de bonos que posee la Sociedad, el envío de flujo a sus accionistas está condicionado, al cumplimiento de las restricciones financieras mencionadas en la Nota 33 junto a que en una cuenta de reserva especial se tengan los flujos necesarios para el pago de sus obligaciones financieras por los próximos 12 meses. En virtud de lo anterior, la Administración tiene como objetivo realizar las operaciones de pago a sus accionistas en los periodos que hagan más eficiente el uso de los recursos de modo de disminuir los costos financieros asociados.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, la cuenta de reserva especial no tiene saldo.

22.4. Patrimonio de participaciones no controladoras

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de no controladores en el patrimonio al 31 de diciembre de 2024 y 2023 y los efectos en ganancia de los no controladores al 31 de diciembre de 2024 y 2023, son los siguientes:

RUT	Razón social	Nombre abreviado	% Participación		Patrimonio filiales		Participaciones no controladoras	
			31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	6,762675%	6,762675%	102.855.852	94.348.675	6.955.807	6.380.494
77.708.654-5	Sagesa Generación S.A.	SAGESA GX	0,001334%	0,001334%	31.792.189	29.417.403	424	392
76.186.388-6	Sagesa S.A.	SAGESA TX	0,001334%	0,001334%	21.686.488	17.103.733	289	228
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	0,083632%	0,083632%	268.263.619	267.423.843	224.354	223.652
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	0,626256%	0,626256%	206.811.773	191.025.213	1.295.171	1.196.307
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	0,030642%	0,030642%	332.989.793	307.834.841	102.035	94.326
77.729.726-0	STA II S.A.	STA II	0,030642%	0,030642%	39.768.413	36.593.978	12.186	11.213
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	0,141435%	0,141435%	244.562.172	232.879.844	345.899	329.375
Totales							8.936.165	8.235.987

RUT	Razón social	Nombre abreviado	% Participación		Resultado filiales		Participaciones no controladoras	
			01/01/2024 31/12/2024	01/01/2023 31/12/2023	01/01/2024 31/12/2024	01/01/2023 31/12/2023	01/01/2024 31/12/2024	01/01/2023 31/12/2023
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	6,762675%	6,762675%	12.116.310	11.638.179	819.387	787.052
77.708.654-5	Sagesa Generación S.A.	SAGESA GX	0,001334%	0,001334%	(1.282.033)	(27.638)	(17)	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	SAGESA TX	0,001334%	0,001334%	3.741.108	3.155.568	50	42
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	0,083632%	0,083632%	710.083	1.923.098	594	1.608
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	0,626256%	0,626256%	22.427.556	36.801.180	140.454	230.470
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	0,030642%	0,030642%	23.457.616	27.258.263	7.187	8.353
77.729.726-0	STA II S.A.	STA II	0,030642%	0,030642%	(2.146.485)	(1.451.539)	(658)	(445)
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	0,141435%	0,141435%	16.140.075	17.981.066	22.828	25.432
Totales							989.825	1.052.512

23. Ingresos

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2024 y 2023, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2024 31/12/2024	01/01/2023 31/12/2023
	M\$	M\$
Venta de Energía	913.996.502	836.306.395
Distribución	685.322.283	627.746.155
Residencial	334.483.768	315.392.948
Comercial	173.320.240	156.862.029
Industrial	59.335.855	53.373.359
Otros (*)	118.182.420	102.117.819
Transmisión	114.570.756	104.021.637
Generación y Comercialización	114.103.463	104.538.603
Otros ingresos	40.603.016	38.125.436
Apoyos	883.034	795.978
Arriendo medidores	1.182.288	1.083.400
Cargo por pago fuera de plazo	10.437.175	10.702.946
Mantenimiento de líneas de transmisión	26.477.838	23.718.665
Otros	1.622.681	1.824.447
Total Ingresos de actividades ordinarias	954.599.518	874.431.831

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

Otros Ingresos de actividades ordinarias de Distribución	01/01/2024 31/12/2024	01/01/2023 31/12/2023
	M\$	M\$
Agrícola	37.794.788	33.537.367
Transporte	78.584	51.486
Municipal	33.502.331	28.638.336
Alumbrado público	24.173.691	21.721.375
Otros	22.633.026	18.169.255
Total Otros Ingresos de actividades ordinarias de Distribución	118.182.420	102.117.819

Otros ingresos

Otros ingresos	01/01/2024 31/12/2024	01/01/2023 31/12/2023
	M\$	M\$
Prestación de servicios	4.271.355	5.278.392
Construcción de obras y trabajos a terceros	50.719.068	23.911.812
Venta de materiales, equipos y servicios	23.056.582	20.296.029
Arrendamientos	2.790.887	3.170.784
Intereses créditos y préstamos	364.816	338.942
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	2.576.891	2.776.928
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	27.927	214.340
Otros ingresos	6.908.868	5.226.707
Total Otros ingresos	90.716.394	61.213.934

A continuación, se presenta la clasificación de ingresos ordinarios y otros ingresos al 31 de diciembre de 2024 y 2023 según la clasificación establecida por NIIF 15:

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2024 31/12/2024	01/01/2023 31/12/2023
	M\$	M\$
Reconocimientos de ingresos a lo largo del tiempo		
Venta de energía distribución	685.322.283	627.746.155
Transmisión	114.570.756	104.021.637
Generación y comercialización	114.103.463	104.538.603
Otros ingresos	40.603.016	38.125.436
Total Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo	954.599.518	874.431.831
Total Ingresos de actividades ordinarias	954.599.518	874.431.831

Otros ingresos	01/01/2024 31/12/2024	01/01/2023 31/12/2023
	M\$	M\$
Reconocimientos de ingresos a lo largo del tiempo		
Prestación de servicios	4.271.355	5.278.392
Construcción de obras y trabajos a terceros	50.719.068	23.911.812
Intereses créditos y préstamos	364.816	338.942
Arrendamientos	2.790.887	3.170.784
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	27.927	214.340
Otros Ingresos	6.908.868	5.226.707
Total Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo	65.082.921	38.140.977
Reconocimientos de ingresos en un punto del tiempo		
Venta de materiales y equipos	23.056.582	20.296.029
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	2.576.891	2.776.928
Total Ingresos reconocidos en un punto del tiempo	25.633.473	23.072.957
Total Otros ingresos	90.716.394	61.213.934

24. Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 de diciembre 2024 y 2023 es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	01/01/2024 31/12/2024	01/01/2023 31/12/2023
	M\$	M\$
Compras de energías y peajes	515.181.659	465.990.082
Combustibles para generación, materiales y servicios consumidos	50.538.736	58.278.037
Total Materias primas y consumibles utilizados	565.720.395	524.268.119

25. Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	01/01/2024 31/12/2024	01/01/2023 31/12/2023
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	94.276.691	79.453.958
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	9.799.206	8.060.870
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	5.638.792	4.480.674
Activación costo de personal	(9.122.638)	(7.256.130)
Total Gastos por beneficios a los empleados	100.592.051	84.739.372

26. Gasto por Depreciación y Amortización

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

Gasto por depreciación y amortización	01/01/2024 31/12/2024	01/01/2023 31/12/2023
	M\$	M\$
Depreciaciones de Propiedades, Planta y Equipo	54.007.761	48.011.603
Amortizaciones de Intangibles	7.666.522	3.409.964
Amortizaciones de Activos por derecho de uso	1.197.847	1.094.187
Total Gasto por depreciación y amortización	62.872.130	52.515.754

27. Pérdida por deterioro

El detalle de los rubros referidos a deterioros al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

Ganancia (pérdida) por deterioro	01/01/2024 31/12/2024	01/01/2023 31/12/2023
	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	9.335.266	2.870.214
Total Ganancia (pérdida) por deterioro	9.335.266	2.870.214

28. Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

Otros gastos, por naturaleza	01/01/2024 31/12/2024	01/01/2023 31/12/2023
	M\$	M\$
Operación y mantención sistema eléctrico	56.206.559	40.199.814
Sistema generación	6.660.395	6.115.675
Mantención medidores, ciclo comercial	21.698.948	20.214.582
Operación vehículos, viajes y viáticos	5.176.188	4.040.681
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	956.873	540.540
Provisiones y castigos	1.306.275	486.679
Gastos de administración y otros servicios prestados	18.230.910	24.035.857
Egresos por construcción de obras a terceros	35.148.193	14.840.362
Otros gastos por naturaleza	4.097.045	3.788.035
Total Otros gastos, por naturaleza	149.481.386	114.262.225

29. Resultados Financieros

El detalle de los ingresos y costos financieros al 31 de diciembre de 2024 y 2023, es el siguiente:

Resultado financiero	01/01/2024 31/12/2024	01/01/2023 31/12/2023
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	1.770.175	4.030.909
Ingresos financieros	1.770.175	4.030.909
Gastos por préstamos bancarios	(11.671.672)	(1.910.872)
Gastos por bonos	(40.183.306)	(37.822.398)
Otros gastos financieros	(5.772.765)	(6.837.818)
Activación gastos financieros	7.893.292	6.083.433
Costos financieros	(49.734.451)	(40.487.655)
Resultados por unidades de reajuste	(36.140.720)	(39.335.965)
Positivas	11.480.090	6.786.372
Negativas	(33.043.437)	(15.519.773)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	(21.563.347)	(8.733.401)
Total Resultado financiero	(105.668.343)	(84.526.112)

30. Otras ganancias (pérdidas)

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2024 y 2023, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	01/01/2024 31/12/2024	01/01/2023 31/12/2023
	M\$	M\$
Ingresos por enajenación de Activo Fijo	2.698.640	954.141
Egresos por enajenación de Activo Fijo	(3.361.271)	(870.080)
Total Otras ganancias (pérdidas)	(662.631)	84.061

31. Segmentos de Negocio

De acuerdo con la definición entregada en NIIF 8 que establece las normas a informar respecto a los segmentos operativos y revelaciones relacionadas con productos y servicios, se reconoce como "Segmentos de Operación" todas aquellas actividades que desarrolla el negocio de las cuales puede obtener ingresos e incurrir en gastos asociados de las actividades ordinarias, cuyos resultados son revisados en forma regular por la Administración para la toma de decisiones de operación y sobre los cuales se dispone de información financiera suficiente y diferenciada para gestionar y evaluar el rendimiento del negocio.

Asimismo, el Grupo reconoce, gestiona y evalúa el rendimiento de sus operaciones por los siguientes segmentos de negocio:

- Generación
- Transmisión
- Distribución
- Comercialización
- Otros

Los indicadores utilizados por la Administración para la medición de desempeño y asignación de recursos a cada segmento están relacionados directamente con el margen de cada actividad y su EBITDA.

Descripción tipos de productos y servicios que proporcionan los ingresos ordinarios de cada segmento a informar:

- **Segmento Generación:** El Grupo participa en la actividad de generación de electricidad en Chile a través de su filial Edelayen y en los Sistemas de Hornopirén y Cochamó cuya operación y explotación está en manos de la filial SAESA. Por lo tanto, en este segmento están involucrados todos los resultados provenientes de actividades relacionadas con los sistemas de generación eléctrica a través de la participación en Mercados de Grandes Clientes, Mercados Mayoristas y -Empresas Distribuidoras. (Ver nota 3.1)
- **Segmento Transmisión:** En este segmento están involucrados los sistemas de transmisión o de transporte de electricidad" que comprenden el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución. (Ver nota 3.2)
- **Segmento Distribución:** Las compañías dedicadas a la distribución eléctrica operan bajo el sistema de concesiones, que definen los territorios en los cuales cada compañía se obliga a servir a los clientes regulados bajo un régimen de tarifa máxima, conjugado con un modelo de empresa eficiente, fijada por la autoridad regulatoria. En este segmento, estarán involucrados los resultados obtenidos de: Ventas a Clientes Regulados, Ventas a Clientes Libres o cobro de peaje y Otros Servicios Asociados a la Distribución (Ver nota 3.3)
- **Segmento Comercialización:** Corresponde a todos los ingresos generados a través de su filial SGA que incluyen aquellos contratos que la sociedad mantiene con clientes por compra y venta de energía. El ingreso por ventas de electricidad se registra en base a la energía suministrada sea que esta se encuentre facturada o estimada a la fecha de presentación de los Estados Financieros y son reconocidos a lo largo del tiempo.
- **Segmento de Otros:** Corresponde a todos aquellos ingresos y gastos asociados a la comercialización y/o venta de productos y servicios que no se encuentran contenidos en los segmentos Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización antes descritos; y que en su defecto no forman parte del giro principal de las compañías y de los cuales se cuenta con información financiera diferenciada.

Información general sobre resultados, activos, pasivos y patrimonio

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Distribución		Transmisión		Generación		Comercialización		Otros		Consolidado	
	01/01/2024	01/01/2023	01/01/2024	01/01/2023	01/01/2024	01/01/2023	01/01/2024	01/01/2023	01/01/2024	01/01/2023	01/01/2024	01/01/2023
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)												
Ingresos de actividades ordinarias	692.509.328	608.286.529	123.869.101	136.425.283	62.954.195	38.158.917	113.210.068	91.561.102	(37.943.174)	-	954.599.518	874.431.831
Otros ingresos	13.949.455	12.298.562	22.290.073	9.185.258	81.054	1.262.079	90.635	446.494	54.305.177	38.021.541	90.716.394	61.213.934
Materias primas y consumibles utilizados	(443.307.276)	(384.419.335)	(8.704.143)	(12.597.166)	(33.813.629)	(14.769.780)	(109.756.255)	(93.230.459)	29.860.908	(19.251.379)	(565.720.395)	(524.268.119)
Gastos por beneficios a los empleados	(50.012.138)	(47.687.244)	(29.958.028)	(26.748.390)	(4.648.874)	(4.189.304)	(217.138)	(587.314)	(15.755.873)	(5.527.120)	(100.592.051)	(84.739.372)
Gasto por depreciación y amortización	(38.505.386)	(31.621.574)	(22.407.939)	(19.231.435)	(1.521.924)	(1.266.674)	-	-	(436.881)	(396.071)	(62.872.130)	(52.515.754)
Otros gastos, por naturaleza	(101.876.337)	(80.692.489)	(17.021.566)	(20.026.492)	(10.673.751)	(7.821.005)	(380.601)	(300.339)	(19.529.131)	(5.421.900)	(149.481.386)	(114.262.225)
Otras ganancias (pérdidas)	(1.100.056)	21.514	220.047	32.704	-	29.843	-	-	217.378	-	(662.631)	84.061
Ingresos financieros	886.692	1.758.896	200.625	601.953	28.638	39.119	163.434	479.860	490.786	1.151.081	1.770.175	4.030.909
Costos financieros	(24.492.357)	(16.156.571)	(16.545.210)	(14.633.000)	(491.864)	(472.608)	(43.380)	203.493	(8.161.640)	(9.428.969)	(49.734.451)	(40.487.655)
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	(7.855.244)	(2.378.432)	(34.592)	2.226	(35.254)	5.662	(315.960)	(43.555)	(1.094.216)	(456.115)	(9.335.266)	(2.870.214)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	(95.059)	(1.001.697)	(26.003.147)	(6.097.869)	(3.374.868)	(1.159.952)	(149.116)	409.015	8.058.843	(882.898)	(21.563.347)	(8.733.401)
Resultados por unidades de reajuste	(25.084.624)	(22.753.658)	(3.812.310)	(4.216.145)	357.045	473.333	89.075	47.434	(7.689.906)	(12.886.929)	(36.140.720)	(39.335.965)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	15.016.998	35.654.501	22.092.911	42.696.927	8.860.768	10.289.630	2.690.762	(1.014.269)	2.322.271	(15.078.759)	50.983.710	72.548.030
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	(4.928.046)	(9.963.506)	(5.674.371)	(14.846.607)	764.081	(511.008)	34.537	399.743	(1.336.690)	1.572.121	(11.140.489)	(23.349.257)
Ganancia (pérdida)	10.088.952	25.690.995	16.418.540	27.850.320	9.624.849	9.778.622	2.725.299	(614.526)	985.581	(13.506.638)	39.843.221	49.198.773
Ganancia (pérdida), atribuible a												
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	10.088.952	25.690.995	16.418.540	27.850.320	9.624.849	9.778.622	2.725.299	(614.526)	985.581	(13.506.638)	38.853.396	48.146.261
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	989.825	1.052.512
Ganancia (pérdida)	10.088.952	25.690.995	16.418.540	27.850.320	9.624.849	9.778.622	2.725.299	(614.526)	985.581	(13.506.638)	39.843.221	49.198.773

Estado de Situación Financiera	Distribución		Transmisión		Generación		Comercialización		Otros		Consolidado	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS												
Activos corrientes	379.663.497	342.240.439	74.595.875	90.502.819	11.907.790	8.570.516	20.487.281	17.339.122	1.097.020	7.838.954	487.751.463	466.491.850
Activos no corrientes	1.267.279.369	1.052.680.626	1.017.522.478	926.752.432	108.074.379	98.107.978	10.701.214	10.623.939	-	901.263	2.402.676.177	2.088.025.419
TOTAL ACTIVOS	1.646.942.866	1.394.921.065	1.092.118.353	1.017.255.251	119.982.169	106.678.494	31.188.495	27.963.061	195.757	7.699.398	2.890.427.640	2.554.517.269
PASIVOS												
Pasivos corrientes	411.023.333	323.561.153	77.801.056	102.522.210	5.630.920	6.240.446	22.257.555	18.382.759	118.061.505	70.893.557	634.774.369	521.600.125
Pasivos no corrientes	806.862.335	660.567.610	680.750.289	606.352.248	28.099.473	18.556.014	1.551.638	2.942.264	19.515.629	83.624.465	1.536.779.364	1.372.042.601
TOTAL PASIVOS	1.217.885.668	984.128.763	758.551.345	708.874.458	33.730.393	24.796.460	23.809.193	21.325.023	137.577.134	154.518.022	2.171.553.733	1.893.642.726
PATRIMONIO												
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	289.953.463	291.402.900	312.566.393	307.834.842	31.792.189	29.417.404	7.379.302	6.638.037	68.246.395	17.345.373	709.937.742	652.638.556
Participaciones no controladoras	8.475.332	7.800.453	448.223	423.929	424	392	-	-	12.186	11.213	8.936.165	8.235.987
PATRIMONIO TOTAL	298.428.795	299.203.353	313.014.616	308.258.771	31.792.613	29.417.796	7.379.302	6.638.037	68.258.581	17.356.586	718.873.907	660.874.543
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	1.516.314.463	1.283.332.116	1.071.565.961	1.017.133.229	65.523.006	54.214.256	31.188.495	27.963.060	205.835.715	171.874.608	2.890.427.640	2.554.517.269

32. Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales incurridos al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/12/2024	31/12/2023
		M\$	M\$
Proyectos de inversión	Inversión	1.120.218	601.052
Reforestaciones	Inversión	358.420	489.704
Evaluación plan de manejo	Inversión	37.953	82.135
Evaluación plan de manejo	Costo	1.885	-
Gestión de residuos	Costo	195.053	265.676
Otros gastos medioambientales	Costo	12.418	4.972
Reforestaciones	Costo	116.952	12.396
Otros gastos medioambientales	Inversión	448	375
Permisos sectoriales y otros	Inversión	80	-
Asesorías medioambientales	Costo	43.198	10.583
Asesorías medioambientales	Inversión	1.204	100
Totales		1.887.829	1.466.993

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

33. Garantías Comprometidas con Terceros, Otros Activos Financieros no Corrientes

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

Las garantías entregadas al 31 de diciembre de 2024 son las siguientes:

Relación	Activos comprometidos			2025	2026	2027
	Tipo de garantía	Moneda	Total			
			M\$	M\$	M\$	M\$
Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	CLP	48.138.598	39.583.087	5.116.000	3.439.510
Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	8.036.616	6.636.955	1.213.891	185.771
Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	18.735.423	14.215.632	4.519.791	-
			74.910.638	60.435.674	10.849.682	3.625.282

34. Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2024, la Sociedad y sus filiales han recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar, principalmente, el cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, por un total de M\$27.333.974 (M\$37.987.847 al 31 de diciembre de 2023).

35. Compromisos y Restricciones

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

La Sociedad y sus filiales deben informar trimestralmente el cumplimiento de estas obligaciones. Al 31 de diciembre de 2024 la Sociedad está en cumplimiento con todos los indicadores financieros exigidos en dichos contratos.

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

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

Bono Serie E

Consta del Contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y Banco de Chile, como representante de los tenedores de bonos, que consta en escritura pública de fecha 7 de octubre de 2010, otorgada en Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 8 de noviembre de 2010 en la misma Notaría, otorgada en la misma notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie E fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 646.

Con fecha 25 de noviembre de 2010, la Sociedad colocó los bonos Serie E, con cuyos fondos se prepago la totalidad de los Bonos Serie A, la colocación fue por un monto total de UF 4.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/EBITDA no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Derivados de cobertura de Activos Financieros que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2024 este indicador es de 6,39.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 31 de diciembre de 2024 este indicador es de 3,94.

- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad y sus filiales disminuya de 1.400 GWh por año. Entre los 12 meses móviles anteriores de enero 2024 – diciembre 2024 la Sociedad distribuyó 4.451 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad distribuyó 4.360 GWh por los anteriores 12 meses móviles (enero 2023 – diciembre 2023) Adicionalmente, en 2024 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción

Al 31 de diciembre de 2024 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie H

Consta del Contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y Banco Bice 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 27 de junio de 2013, Repertorio Nº 7.583-2013, modificada por Escritura Pública con fecha 2 de agosto de 2013 y complementado por Escritura Pública de fecha 23 de agosto de 2013, Repertorio Nº10.133-2013, ambas en el misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie H fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 762.

Con fecha 29 de agosto de 2013, la Sociedad colocó los bonos Serie H, con cuyos fondos se prepago deuda de corto plazo; la colocación fue por un monto total de UF 3.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta sobre EBITDA Ajustado Consolidado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros del Emisor.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a noventa días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura” que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros del Emisor. Para efectos de esta cláusula y la número Cuatro siguiente se entenderá como “EBITDA Ajustado Consolidado” la suma de los últimos doce meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior multiplicado por la suma de uno más el cincuenta por ciento de la Inflación Acumulada. Al 31 de diciembre de 2024 este indicador es de 6,26.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA Ajustado Consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros del Emisor.

Para los efectos de la presente cláusula se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos doce meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos doce meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros del Emisor todo lo anterior multiplicado por la suma de uno más el cincuenta por ciento de la Inflación Acumulada. Al 31 de diciembre de 2024 este indicador es de 4,02.

Al 31 de diciembre de 2024, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie J

Consta del Contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y Banco Chile como representante de los tenedores de bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don Roberto Cifuentes Allel con fecha 10 de septiembre de 2018, Repertorio N.º 8.808-2018, Escritura Pública Complementaria con fecha 7 de junio de 2019 y Modificación de Escritura Pública de fecha 18 de junio de 2019, Repertorio N.º 6.269-2019, ambas en el misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie J fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 945.

Con fecha 11 de julio de 2019, la Sociedad colocó los bonos Serie J, gran parte de los fondos se utilizaron para prepagar deuda de largo plazo que mantenía la Sociedad (Bonos Serie D); la colocación fue por un monto total de UF 5.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta sobre EBITDA Ajustado Consolidado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros del Emisor.

Para los efectos de la presente cláusula, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a noventa días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura” que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros. Para efectos de este número y el número Tres siguiente se entenderá como “EBITDA Ajustado Consolidado” la suma de los últimos doce meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior multiplicado por la suma de uno más el cincuenta por ciento de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. El cálculo, partidas, valores y límites serán claramente revelados en las Notas a los Estados Financieros. Al 31 de diciembre de 2024 este indicador es de 6,26.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA Ajustado Consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros del Emisor.

Para los efectos de la presente cláusula se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos doce meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos doce meses de la partida Ingresos Financieros. El cálculo, partidas, valores y límites serán claramente revelados en las Notas a los Estados Financieros. Al 31 de diciembre de 2024 este indicador es de 4,02.

Al 31 de diciembre de 2024, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

Durante junio 2021, la Sociedad en conjunto con sus filiales, celebraron la renovación del contrato de línea de capital de trabajo con el Banco Scotiabank. Del contrato vigente se impusieron las siguientes condiciones principales para IEDS:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2024 este indicador es de 6,39.
- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2024 este indicador es de 3,94.
- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad y sus filiales disminuya de 1.400 GWh por año. Entre los 12 meses móviles anteriores de enero 2024 - diciembre 2024 la Sociedad distribuyó 4.451 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad distribuyó 4.360 GWh por los anteriores 12 meses móviles (enero 2023 - diciembre 2023) Adicionalmente, en 2024 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2024, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

Filial Saesa

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

La Sociedad debe informar trimestralmente el cumplimiento de estas obligaciones. Al 31 de diciembre de 2024 la Sociedad está en cumplimiento con todos los indicadores financieros exigidos en dichos contratos.

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

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 2012, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 8 de abril de 2012 y complementado por escritura pública de fecha 22 de septiembre de 2012, 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 2012, la filial Saesa 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 2024 este indicador es de 2,25.

- 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 2024 este indicador es de 4,20

Al 31 de diciembre de 2024, 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 2012, escritura pública de fecha 3 de octubre de 2012, 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 marzo de 2013, la filial Saesa 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 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Instrumentos Derivados incluidos en la partida Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros del Emisor. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2024 este indicador es de 2,25.

- 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 2024 este indicador es de 4,20.

Al 31 de diciembre de 2024 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 2024 este indicador es de 2,20.

- 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 2024 este indicador es de 4,11.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

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

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2024 este indicador es de 2,25.
- 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 2024 - diciembre 2024, la Sociedad junto a sus filiales, distribuyó 3.218 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad distribuyó 3.157 GWh por los anteriores 12 meses móviles (enero 2023 - diciembre 2023). Adicionalmente, en 2024 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2024, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

Filial Frontel

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

La Sociedad debe informar trimestralmente el cumplimiento de estas obligaciones. Al 31 de diciembre de 2024 la Sociedad está en cumplimiento con todos los indicadores financieros exigidos en dichos contratos.

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

Por otro lado, a solicitud de la CMF, se realizó una apertura de la cuenta “Otros Gastos por Naturaleza”, incluyendo una partida referida a “pérdidas por deterioro de valor (incluyendo reversiones de pérdidas por deterioro de valor o ganancias por deterioro de valor) determinados de acuerdo con la Sección 5.5 de la NIIF 9”, la cual antes de esta modificación se encontraba contenido dentro de la misma. De acuerdo a lo anteriormente expuesto, este cambio no genera ningún efecto en la información de base de los estados financieros ni constituye modificación alguna en las políticas contables de la Sociedad y determinación/cálculo de los compromisos y restricciones, constituyendo sólo una apertura dentro del Estado de Resultados Integrales.

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

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

Bono Serie G

Consta del contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Empresa Eléctrica de la Frontera 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 11 de febrero de 2011, modificada por Escrituras Públicas otorgadas en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 8 de abril de 2011 y 13 de mayo de 2013, y complementado por escritura pública de fecha 15 de septiembre de 2014, otorgada en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie G fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 663.

Con fecha 27 de noviembre de 2014, la Sociedad colocó un total de 2.000 bonos de la serie G, por un monto total de UF 1.000.000, 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 2024 este indicador es de 3,06.

- 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 2024 este indicador es de 5,06.

Al 31 de diciembre de 2024, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

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

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre 2024 este indicador es de 3,06
- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad disminuya de 400 GWh por año. Entre los 12 meses móviles enero 2024 - diciembre 2024, la Sociedad distribuyó 1.233 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad distribuyó 1.203 GWh por los anteriores 12 meses móviles (diciembre 2023–diciembre 2023). Adicionalmente, en 2024 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2024, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

Filial STS

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

La Sociedad debe informar trimestralmente el cumplimiento de estas obligaciones. Al 31 de diciembre de 2024 la Sociedad está en cumplimiento con todos los indicadores financieros exigidos en dichos contratos.

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

Por otro lado, a solicitud de la CMF, se realizó una apertura de la cuenta “Otros Gastos por Naturaleza”, incluyendo una partida referida a “pérdidas por deterioro de valor (incluyendo reversiones de pérdidas por deterioro de valor o ganancias por deterioro de valor) determinados de acuerdo con la Sección 5.5 de la NIIF 9”, la cual antes de esta modificación se encontraba contenido dentro de la misma. De acuerdo a lo anteriormente expuesto, este cambio no genera ningún efecto en la información de base de los estados financieros ni constituye modificación alguna en las políticas contables de la Sociedad y determinación/cálculo de los compromisos y restricciones, constituyendo sólo una apertura dentro del Estado de Resultados Integrales.

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

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

a) Colocación de Bonos y covenants

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

Bono Serie A

Consta del Contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Sistema de Transmisión del Sur S.A. y Banco de Chile, como representante de los tenedores de bonos, que consta de escritura pública de fecha 10 de septiembre de 2018, otorgada en Notaría Cifuentes de don Roberto Antonio Cifuentes Allel. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie A fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 923 con fecha 12 de diciembre de 2018.

Con fecha 10 de enero de 2019, la Sociedad colocó los bonos Serie A, por un monto total de UF 4.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los activos de cobertura que corresponden a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros no Corrientes que se encuentran en las notas de los Estados Financieros; y como “EBITDA ajustado consolidado” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2024 este indicador es de 1,78.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2024 este indicador es de 7,36.
- Venta de activos esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad instalada de transmisión conjunta del Emisor y sus Filiales sea inferior a 1.100 MVA. Al 31 de diciembre de 2024, la capacidad instalada de transmisión fue de 3.231 MVA, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2024 la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

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

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2024 este indicador es de 1,78.
- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2024 este indicador es de 7,36.
- Venta de activos esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad instalada de transmisión conjunta del Emisor y sus Filiales sea inferior a 1.100 MVA. Al 31 de diciembre de 2024, la capacidad instalada de transmisión fue de 3.231 MVA, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2024, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

Filial STA

Con fecha 21 de enero de 2022 la compañía emitió bonos en mercados internacionales en moneda USD bajo el formato 144A /REG-S por un monto total de USD 390.000.000 con tipo de amortización bullet y plazo a 10 años. Dicha colocación fue bajo formato corporativo sin garantías ni covenants de ninguna naturaleza (unsecured notes).

STA en la actualidad, junto a empresas relacionadas del Grupo, cuenta con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.000.000, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta junio del año 2024, con spread máximos acordados.

36. Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

La información financiera resumida de filiales que compone el Grupo al 31 de diciembre de 2024 y 2023, es la siguiente:

RUT	Razón Social	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2024							
					Activos corrientes	Activos no corrientes	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Ingresos ordinarios	Ganancia (pérdida) neta	Resultado integral	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Filial	CLP	38.395.667	588.493.265	47.784.913	334.541.847	78.914.365	16.140.075	16.524.350	
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	Filial	CLP	75.239.922	156.432.679	32.792.132	96.024.617	67.684.388	12.116.310	12.142.070	
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Filial	CLP	15.297.814	63.723.340	15.158.778	31.307.716	45.829.313	7.568.280	7.562.063	
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Filial	USD	20.487.281	10.701.213	22.257.555	1.551.638	97.000.356	(224.850)	741.263	
77.729.726-0	STA II S.A.	Chile	Filial	USD	24.034.139	65.499.471	20.648.581	29.077.021	97.505.448	(2.148.008)	3.172.934	
77.708.654-5	Sagesa Generación S.A.	Chile	Filial	USD	9.503.743	54.798.258	4.410.339	28.099.473	8.375.417	(1.282.033)	2.374.786	
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	Filial	USD	16.210.317	52.308.290	8.697.794	16.933.988	37.965.077	5.706.990	11.501.779	
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Chile	Filial	USD	2.303.342	73.663.569	375.758	39.046.619	1.271.941	(1.148.678)	3.259.431	
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Filial	USD	13.603.728	213.597.610	16.359.130	169.361.070	11.890.391	2.580.111	7.470.085	
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Filial	CLP	3.583.365	55.192.012	2.799.427	34.288.505	7.191.758	3.741.396	4.645.256	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Filial	CLP	273.197.343	828.978.795	169.808.621	657.114.039	504.689.366	1.537.385	1.881.839	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Filial	CLP	115.939.961	491.918.868	251.298.765	149.748.291	258.608.453	22.427.556	22.514.826	
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	Filial	USD	74.595.872	1.017.522.476	77.801.047	680.750.293	141.080.448	23.498.276	33.403.290	
77.227.557-9	Saesa Gestión y Logística SpA	Chile	Filial	CLP	1.917	-	-	-	434.552	30.644	30.082	
77.227.565-K	Saesa Innova Soluciones SpA	Chile	Filial	CLP	20.074.989	11.689.130	8.404.644	21.353.225	30.744.235	323.745	318.598	
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	Filial	USD	1.747.703	43.642.262	1.525.885	34.288.505	6.263.738	2.882.620	4.196.170	
76.389.448-7	Tolchén Transmisión SpA	Chile	Filial	USD	860.166	30.463.368	696.186	24.933.078	3.846.916	1.721.497	2.230.011	

RUT	Razón Social	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2023							
					Activos corrientes	Activos no corrientes	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Ingresos ordinarios	Ganancia (pérdida) neta	Resultado integral	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Filial	CLP	57.847.903	544.925.816	74.219.858	295.674.017	66.744.645	17.981.066	18.025.162	
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	Filial	CLP	50.646.536	128.320.509	23.241.474	61.376.896	59.751.905	11.638.179	11.658.770	
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Filial	CLP	10.943.750	52.622.043	14.493.530	24.575.624	43.275.210	9.221.472	9.180.252	
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Filial	USD	17.339.122	10.623.939	18.282.759	2.942.264	81.811.112	(1.421.864)	(1.065.836)	
77.729.726-0	STA II S.A.	Chile	Filial	USD	21.110.402	57.382.521	20.970.138	20.892.359	81.859.995	(1.452.988)	8.442.928	
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	Filial	USD	13.396.477	49.771.084	8.379.448	17.060.720	33.052.331	5.258.031	6.354.939	
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Chile	Filial	USD	2.100.442	67.623.473	1.336.493	35.579.889	8.729.901	759.338	2.360.094	
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Filial	USD	10.680.771	158.775.310	13.858.072	122.306.690	9.962.029	4.479.396	5.727.047	
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Filial	USD	8.098.224	47.748.286	4.019.978	34.721.983	14.876.674	3.155.786	3.891.664	
77.708.654-5	Sagesa Generación S.A.	Chile	Filial	USD	6.570.760	46.757.292	5.455.219	18.455.430	3.244.471	(27.638)	585.433	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Filial	CLP	245.385.593	712.740.408	179.104.751	505.191.290	447.723.549	2.719.796	2.721.865	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Filial	CLP	109.129.607	419.867.866	154.478.380	183.493.880	254.123.694	36.801.180	36.878.531	
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	Filial	USD	90.502.821	899.545.618	102.522.210	579.145.435	127.801.387	27.302.431	21.958.950	
77.227.557-9	Saesa Gestión y Logística SpA	Chile	Filial	CLP	352.825	6.953	100.583	156.152	1.204.450	82.584	83.146	
77.227.565-K	Saesa Innova Soluciones SpA	Chile	Filial	CLP	19.379.109	10.755.772	7.295.329	21.590.268	2.280.591	1.846.442	1.845.246	
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	Filial	USD	1.136.468	39.430.650	1.614.725	30.778.636	5.373.536	2.181.831	2.523.594	
76.389.448-7	Tolchén Transmisión SpA	Chile	Filial	USD	777.427	27.474.703	559.817	24.076.171	3.059.703	1.240.689	1.250.994	

37. Información Adicional sobre Deuda Financiera

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

a) Préstamos Bancarios

Resumen de Préstamos por moneda y vencimientos:

Entidad deudora			Entidad acreedora		Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	31/12/2024					
RUT	Razón social	País de origen	Acreedor	País de origen				Corrientes			No corrientes		
								Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Total No corrientes
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Estado	Chile	CLP	0,48%	0,48%	-	15.880.563	15.880.563	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Estado	Chile	CLP	0,48%	0,48%	-	26.467.604	26.467.604	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Itau	Chile	CLP	0,49%	0,49%	10.169.750	-	10.169.750	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Itaú	Chile	CLP	0,48%	0,48%	10.137.313	-	10.137.313	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	0,48%	0,48%	10.137.313	-	10.137.313	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	0,48%	0,48%	25.342.567	-	25.342.567	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Estado	Chile	CLP	0,48%	0,48%	10.137.361	-	10.137.361	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	0,49%	0,49%	13.220.675	-	13.220.675	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	0,48%	0,48%	-	10.587.042	10.587.042	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	0,51%	0,51%	-	21.174.083	21.174.083	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Estado	Chile	CLP	0,47%	0,47%	-	17.300.423	17.300.423	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	0,48%	0,48%	22.313.500	-	22.313.500	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Itaú	Chile	CLP	0,48%	0,48%	15.330.473	-	15.330.473	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	0,50%	0,50%	20.389.400	-	20.389.400	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Estado	Chile	CLP	0,48%	0,48%	20.440.167	-	20.440.167	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	0,48%	0,48%	10.142.500	-	10.142.500	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	0,48%	0,48%	20.266.560	-	20.266.560	-	-	-
Totales								188.027.579	91.409.715	279.437.294	-	-	-

Entidad deudora			Entidad acreedora		Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	31/12/2023					
RUT	Razón social	País de origen	Acreedor	País de origen				Corrientes			No corrientes		
								Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Total No corrientes
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Chile	Chile	CLP	0,13%	0,13%	76.250	10.075.833	10.152.083	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Chile	Chile	CLP	0,13%	0,13%	-	20.304.167	20.304.167	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco ITAU	Chile	CLP	0,13%	0,13%	-	10.075.833	10.075.833	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Estado	Chile	CLP	0,39%	0,39%	-	21.646.944	21.646.944	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Itau	Chile	CLP	0,57%	0,57%	-	16.245.417	16.245.417	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	0,48%	0,48%	25.599.250	22.128.564	47.727.814	-	-	-
Totales								25.675.500	100.476.758	126.152.258	-	-	-

b) Bonos

Resumen de Bonos por moneda y vencimientos:

Entidad deudora			Entidad acreedora			Tipo de moneda	Tasa de interés efectivo	Tasa de interés nominal	31/12/2024									
RUT	Razón social	País de origen	Acreedor	País de origen	Corrientes				No corrientes									
					Hasta 90 días				Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes		
																	M\$	M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	BONHO SERIE "H"/945	UF	3,87%	3,60%	2.244.687	2.213.531	4.458.218	4.333.395	4.208.971	4.084.347	3.959.723	11.132.505	27.718.141	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	BONHO SERIE "H"/397	UF	3,94%	3,75%	-	11.560.540	11.560.540	11.245.141	10.920.747	10.596.349	10.271.954	37.843.855	80.878.047	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	BONHO SERIE "H"/742	UF	3,25%	3,20%	1.219.053	1.219.053	2.439.306	2.439.306	2.439.306	2.439.306	2.439.306	89.639.745	99.396.910	
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie A / "7201"	UF	2,80%	2,80%	-	3.204.643	3.204.643	3.204.643	3.204.643	3.204.643	3.204.643	180.165.758	173.774.832	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie G / "7683"	UF	3,20%	3,20%	2.356.057	2.328.320	4.684.378	4.573.488	4.462.609	4.351.721	4.240.853	23.116.644	40.745.325	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	BONHO SERIE "H"/742	UF	4,03%	4,00%	-	6.146.670	6.146.670	6.146.670	6.146.670	6.146.670	57.388.911	108.591.190	184.400.112	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Bice	Chile	BONHO SERIE "H"/742	UF	3,88%	3,80%	-	4.494.753	4.494.753	4.494.753	4.494.753	4.494.753	4.494.753	133.229.081	151.208.082	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	BONHO SERIE "H"/945	UF	1,70%	1,90%	-	3.649.586	3.649.586	3.649.586	3.649.586	3.649.586	3.649.586	246.827.231	261.425.575	
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	UAB BANK, NATIONAL ASSOCIATION	EEUU	BONHO SFA	USD	4,20%	4,00%	7.772.388	7.772.388	15.544.776	15.544.776	15.544.776	15.544.776	15.544.776	427.481.340	489.660.444	
Totales									13.192.261	62.199.064	75.391.325	53.611.368	55.072.062	54.512.162	105.174.588	1.218.776.851	1.509.167.118	

Entidad deudora			Entidad acreedora			Contrato de Banco / N° de Registro	Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	31/12/2022										
BLT	Razón social	País de origen	Acreedor	País de origen	Corrientes					No corrientes										
					Hasta 90 días					Total Corrientes	Más de 1 año hasta 2 años		Más de 2 años hasta 3 años		Más de 3 años hasta 4 años		Total No corrientes			
					H90						M90	M90	M90	M90	M90	M90		M90		
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%	2.209.275	2.179.439	4.388.714	4.269.369	4.149.987	4.030.679	3.911.334	34.432.001	30.813.370			
76.073.362-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie I / N° 587	UF	3,94%	3,75%	-	11.390.107	11.079.454	10.768.798	10.458.144	10.147.488	98.077.621	88.531.505				
76.073.362-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie Q2/ N°742	UF	3,26%	3,20%	1.167.989	11.990.107	12.518.096	2.335.977	2.335.977	2.335.977	2.335.977	88.178.578	97.522.480			
77.312.205-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie A / N°723	UF	2,74%	2,80%	-	3.068.895	3.068.895	3.068.895	3.068.895	3.068.895	3.068.895	157.168.745	169.444.325			
76.073.364-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie G / N°683	UF	3,24%	3,20%	583.994	583.994	1.167.989	4.485.936	4.379.755	4.273.573	4.167.392	26.186.634	43.505.290			
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Bice	Chile	Emisión de Línea Serie M / N°762	UF	3,88%	3,90%	-	4.304.355	4.304.355	4.304.355	4.304.355	4.304.355	4.304.355	131.889.856	149.107.276			
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie E / N°646	UF	4,03%	4,00%	-	5.886.298	5.886.298	5.886.298	5.886.298	5.886.298	5.886.298	158.930.035	182.475.227			
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie I / N°745	UF	1,73%	1,75%	-	3.494.989	3.494.989	3.494.989	3.494.989	3.494.989	3.494.989	239.966.627	253.846.583			
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	UMB BANK, NATIONAL ASSOCIATION	EEUU	BONO STA	USD	4,30%	4,30%	6.841.536	6.841.536	13.683.072	13.683.072	13.683.072	13.683.072	13.683.072	989.967.952	444.699.840			
Totales										10.802.394	69.139.720	15.942.514	52.608.445	12.072.126	11.535.982	10.991.806	1.212.720.646	1.459.943.912		

38. Moneda Extranjera

ACTIVOS CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2024	31/12/2023
		M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	CLP	68.054.574	53.806.720
Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	2.788.607	3.363.921
Otros activos no financieros corrientes	CLP	7.777.070	7.145.966
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	CLP	323.818.201	293.289.858
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	UF	883.886	1.156.835
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	CLP	5.773.984	3.762.418
Inventarios corrientes	CLP	60.486.443	59.109.106
Inventarios corrientes	USD	3.401.299	6.339.810
Activos por impuestos corrientes, corriente	CLP	4.102.851	24.226.522
Activos por impuestos corrientes, corriente	USD	10.664.548	14.290.694
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		487.751.463	466.491.850
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	CLP	470.013.123	441.340.590
	USD	16.854.454	23.994.425
	UF	883.886	1.156.835
		487.751.463	466.491.850
ACTIVOS NO CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2024	31/12/2023
		M\$	M\$
Otros activos financieros no corrientes	CLP	5.025.260	4.242.426
Otros activos no financieros no corrientes	CLP	120.474	128.428
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	CLP	251.582.018	163.081.850
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	UF	2.320.774	2.271.380
Activos intangibles distintos de la plusvalía	CLP	113.976.079	103.735.938
Plusvalía	CLP	232.785.633	232.625.129
Propiedades, planta y equipo	CLP	1.332.403.282	1.204.567.435
Propiedades, planta y equipo	USD	436.383.902	359.564.074
Activos por derecho de uso	CLP	2.769.632	2.231.093
Activos por impuestos diferidos	CLP	21.650.414	14.978.883
Activos por impuestos diferidos	USD	3.658.709	598.783
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		2.402.676.177	2.088.025.419
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	CLP	1.960.312.792	1.725.591.182
	USD	440.042.611	360.162.857
	UF	2.320.774	2.271.380
		2.402.676.177	2.088.025.419
TOTAL ACTIVOS	CLP	2.430.325.915	2.166.931.772
	USD	456.897.065	384.157.282
	UF	3.204.660	3.428.215
		2.890.427.640	2.554.517.269

PASIVOS CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2024	31/12/2023
		M\$	M\$
Otros pasivos financieros corrientes	CLP	274.427.001	123.275.475
Otros pasivos financieros corrientes	USD	6.575.163	5.787.695
Otros pasivos financieros corrientes	UF	25.029.801	20.708.515
Pasivos por arrendamientos corrientes	CLP	63.586	58.490
Pasivos por arrendamientos corrientes	USD	504.687	357.829
Pasivos por arrendamientos corrientes	UF	1.156.925	975.074
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	CLP	250.525.894	277.192.331
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	CLP	11.684.595	14.476.132
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	UF	324.338	415.401
Otras provisiones corrientes	CLP	7.414.919	7.941.576
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	CLP	2.133.076	9.791.549
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	USD	470	19.142
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	CLP	19.057.391	18.690.494
Otros pasivos no financieros corrientes	CLP	35.876.523	41.910.422
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		634.774.369	521.600.125
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	CLP	601.182.985	493.336.469
	USD	7.080.320	6.164.666
	UF	26.511.064	22.098.990
		634.774.369	521.600.125

PASIVOS NO CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2024	31/12/2023
		M\$	M\$
Otros pasivos financieros no corrientes	USD	384.160.570	337.671.881
Otros pasivos financieros no corrientes	UF	786.973.274	768.452.964
Pasivos por arrendamientos no corrientes	CLP	40.958	68.508
Pasivos por arrendamientos no corrientes	USD	1.222.316	1.117.083
Pasivos por arrendamientos no corrientes	UF	1.098.100	621.691
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	CLP	121.889.018	75.672.847
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	UF	136.615.777	97.541.739
Pasivo por impuestos diferidos	CLP	71.552.378	59.724.492
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	CLP	22.458.450	20.195.037
Otros pasivos no financieros no corrientes	CLP	10.768.523	10.976.359
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		1.536.779.364	1.372.042.601
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	CLP	226.709.327	166.637.243
	USD	385.382.886	338.788.964
	UF	924.687.151	866.616.394
		1.536.779.364	1.372.042.601

TOTAL PASIVOS	CLP	827.892.312	659.973.712
	USD	392.463.206	344.953.630
	UF	951.198.215	888.715.384
		2.171.553.733	1.893.642.726

39. Sanciones

Mediante Oficio Reservado UI N°1.152 de fecha 12 de agosto de 2024 ("Requerimiento"), el fiscal emitió requerimiento de procedimiento simplificado en contra la filial STS, imputando la siguiente infracción:

La filial Sistema de Transmisión del Sur S.A., infringió su obligación de entrega de información continua, de acuerdo con lo dispuesto en la forma y plazos exigidos en la NCG N°30/1989, a saber, el no envío del archivo XBRL de los estados financieros correspondientes al trimestre de septiembre 2021, dentro del plazo previsto en la NCG N°30.

El 27 de agosto del 2024, la filial admitió por escrito su responsabilidad, se solicitó al consejo de la CMF la imposición de una sanción de "CENSURA".

Mediante Oficio Reservado UI N°1.493 de fecha 21 de octubre de 2024 (Informe final), el Fiscal remitió a este consejo el informe final del Procedimiento Simplificado, incluyendo el Requerimiento, el acto o documento en que consta la Admisión de Responsabilidad, los antecedentes recabados, su opinión fundada acerca de la configuración de la infracción imputada y la sanción que estime procedente aplicar

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, no se han aplicado otras sanciones a la Sociedad y sus filiales, por parte de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF).

40. Hechos Posteriores

Con fecha 28 de enero de 2025, la filial Frontel, efectuó una colocación en el mercado local de bonos de la Serie M, desmaterializados y al portador, emitidos con cargo a la línea de bonos inscrita en el Registro de Valores de la CMF con fecha 10 de enero de 2025, bajo el número 1201, por una suma total de 2.000.000 Unidades de Fomento (M\$76.783.680) y tienen vencimiento el 15 de enero de 2035 y la tasa de colocación de los títulos fue de 3,39%.

En sesión celebrada con fecha 27 de febrero de 2025, el Directorio la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al Directorio de la Sociedad de la señora Stacey Purcell. Acto seguido, el Directorio procedió a designar en su reemplazo, hasta la celebración de la próxima junta ordinaria de accionistas, a la señora Ashley Munroe.

El proceso de tarificación de Sistemas Medianos (SSMM) para el período noviembre 2022 – octubre 2026 se encuentra en curso. En agosto de 2024 CNE publicó su Informe Técnico. Las filiales involucradas presentaron sus desacuerdos ante el Panel de Expertos, quien a mediados del segundo semestre 2025 emitirá su Dictamen, a partir del cual CNE deberá publicar un nuevo Informe Técnico para ser la base sobre el cual el Ministerio de Energía elabore el decreto correspondiente y lo envíe a Toma de Razón de la CGR, luego de lo cual será publicado en el Diario Oficial para iniciar su vigencia retroactiva desde noviembre 2022.

En el período comprendido entre el 1 de enero de 2025 y la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados, no han ocurrido otros hechos significativos que afecten a los mismos.