

**Estados Financieros
Consolidados Intermedios**

**Correspondiente al período terminado al 31 de
marzo de 2025 y al año terminado al 31 de diciembre
de 2024.**

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

En miles de pesos chilenos – M\$

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Situación Financiera

Al 31 de marzo de 2025 (no auditado) y 31 de diciembre de 2024

(En miles de pesos chilenos – M\$)

ACTIVOS	Nota	31/03/2025	31/12/2024
		M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	73.794.350	70.843.181
Otros activos no financieros corrientes	21	7.977.471	7.777.070
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	7	316.721.034	324.702.087
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	8	6.439.732	5.773.984
Inventarios corrientes	9	63.138.096	63.887.742
Activos por impuestos corrientes, corriente	10	16.982.618	14.767.399
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		485.053.301	487.751.463
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	11	5.151.725	5.025.260
Otros activos no financieros no corrientes	21	122.712	120.474
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	7	256.400.571	253.902.792
Activos intangibles distintos de la plusvalía	12	111.044.079	113.976.079
Plusvalía	13	232.727.276	232.785.633
Propiedades, planta y equipo	14	1.780.486.164	1.768.787.184
Activos por derecho de uso	15	5.900.771	2.769.632
Activos por impuestos diferidos	16	30.298.750	25.309.123
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		2.422.132.048	2.402.676.177
TOTAL ACTIVOS		2.907.185.349	2.890.427.640

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Situación Financiera

Al 31 de marzo de 2025 (no auditado) y 31 de diciembre de 2024

(En miles de pesos chilenos – M\$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/03/2025	31/12/2024
		M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	17	253.668.950	306.031.965
Pasivos por arrendamientos corrientes	15	2.210.726	1.725.198
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	18	244.870.841	250.525.894
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	8	17.130.589	12.008.933
Otras provisiones corrientes	20	7.134.422	7.414.919
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	10	4.865.130	2.133.546
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	20	5.910.527	19.057.391
Otros pasivos no financieros corrientes	21	36.826.835	35.876.523
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		572.618.020	634.774.369
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	17	1.240.967.127	1.171.133.844
Pasivos por arrendamientos no corrientes	15	4.980.354	2.361.374
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	18	126.511.179	121.889.018
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	8	127.549.695	136.615.777
Pasivo por impuestos diferidos	16	75.466.514	71.552.378
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	20	23.693.911	22.458.450
Otros pasivos no financieros no corrientes	21	10.340.896	10.768.523
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		1.609.509.676	1.536.779.364
TOTAL PASIVOS		2.182.127.696	2.171.553.733
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	22	483.747.016	483.747.016
Ganancias (pérdidas) acumuladas	22	157.525.307	145.473.773
Otras reservas	22	74.736.380	80.716.953
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		716.008.703	709.937.742
Participaciones no controladoras	22	9.048.950	8.936.165
PATRIMONIO TOTAL		725.057.653	718.873.907
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		2.907.185.349	2.890.427.640

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos Estados Financieros Consolidados Intermedios

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Resultados Integrales, por Naturaleza

Por los periodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2025 y 2024 (no auditados)

(En miles de pesos chilenos – M\$)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	01/01/2025	01/01/2024
		31/03/2025	31/03/2024
		M\$	M\$
Ganancia (pérdida)			
Ingresos de actividades ordinarias	23	251.900.235	231.553.980
Otros ingresos	23	12.678.420	13.459.174
Materias primas y consumibles utilizados	24	(149.547.365)	(140.342.604)
Gastos por beneficios a los empleados	25	(22.605.920)	(21.051.047)
Gasto por depreciación y amortización	26	(17.190.216)	(14.866.402)
Otros gastos, por naturaleza	28	(32.944.368)	(28.956.379)
Otras ganancias (pérdidas)	30	54.859	(93.025)
Ingresos financieros	29	462.579	430.574
Costos financieros	29	(13.604.771)	(11.463.100)
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	(839.953)	(866.674)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	29	5.419.330	(14.532.303)
Resultados por unidades de reajuste	29	(11.394.474)	(6.962.026)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos		22.388.356	6.310.168
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	16	(5.007.335)	(1.270.635)
Ganancia (pérdida)		17.381.021	5.039.533
Ganancia (pérdida), atribuible a			
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	17.216.478	4.994.691
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	22	164.543	44.842
Ganancia (pérdida)		17.381.021	5.039.533

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados Consolidados Intermedios de Otros Resultados Integrales

Por los periodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2025 y 2024 (no auditados)

(En miles de pesos chilenos – M\$)

OTROS RESULTADOS INTEGRALES	Nota	01/01/2025	01/01/2024
		31/03/2025	31/03/2024
		M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		17.381.021	5.039.533
Otro resultado integral			
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del ejercicio, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos		(252.309)	(115.553)
Otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio, antes de impuestos		(252.309)	(115.553)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del ejercicio, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos		(5.733.501)	12.036.988
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencias de cambio por conversión		(5.733.501)	12.036.988
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del ejercicio, antes de impuestos		(5.733.501)	12.036.988
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(5.985.810)	11.921.435
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio			
Impuesto a las ganancias relativo a nuevas mediciones de planes de beneficios definidos de otro resultado integral	16	68.123	31.199
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio		68.123	31.199
Otro resultado integral		(5.917.687)	11.952.634
Resultado integral		11.463.334	16.992.167
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		11.235.905	16.969.350
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		227.429	22.817
Resultado integral		11.463.334	16.992.167

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados Consolidados Intermedios de Cambios en el Patrimonio Neto

Por los periodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2025 y 2024 (no auditados)

(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 01/01/2025	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
Saldo inicial reexpresado al 01/01/2025	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
Cambios en el patrimonio										
Resultado integral										
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	17.216.478	17.216.478	164.543	17.381.021
Otro resultado integral	-	(5.796.835)	-	(183.738)	-	(5.980.573)	-	(5.980.573)	62.886	(5.917.687)
Total Resultado integral	-	(5.796.835)	-	(183.738)	-	(5.980.573)	17.216.478	11.235.905	227.429	11.463.334
Dividendos (ver nota 22.1.5)	-	-	-	-	-	-	(5.164.944)	(5.164.944)	-	(5.164.944)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	(114.644)	(114.644)
Total Cambios en el patrimonio	-	(5.796.835)	-	(183.738)	-	(5.980.573)	12.051.534	6.070.961	112.785	6.183.746
Patrimonio final al 31/03/2025	483.747.016	33.820.141	984	(816.920)	41.732.175	74.736.380	157.525.307	716.008.703	9.048.950	725.057.653

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos Estados Financieros Consolidados Intermedios

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados Consolidados Intermedios de Cambios en el Patrimonio Neto

Por los periodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2025 y 2024 (no auditados)

(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)	-	-	-	-	-	-	4.994.691	4.994.691	44.842	5.039.533
Otro resultado integral	-	12.061.295	-	(86.636)	-	11.974.659	-	11.974.659	(22.025)	11.952.634
Total Resultado integral	-	12.061.295	-	(86.636)	-	11.974.659	4.994.691	16.969.350	22.817	16.992.167
Dividendos (ver nota 22.1.2)	-	-	-	-	-	-	(1.498.407)	(1.498.407)	-	(1.498.407)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	10.486	10.486
Total Cambios en el patrimonio	-	12.061.295	-	(86.636)	-	11.974.659	3.496.284	15.470.943	33.303	15.504.246
Patrimonio final al 31/03/2024	483.747.016	36.183.652	984	(883.129)	41.732.175	77.033.682	107.328.801	668.109.499	8.269.290	676.378.789

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos Estados Financieros Consolidados Intermedios

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Flujos de Efectivo Método Directo

Por los periodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2025 y 2024 (no auditados)

(En miles de pesos chilenos – M\$)

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO MÉTODO DIRECTO	Nota	31/03/2025	31/03/2024
		M\$	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	-	313.545.783	244.253.130
Otros cobros por actividades de operación	-	1.768.648	512.542
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	-	(219.756.680)	(215.255.679)
Pagos a y por cuenta de los empleados	-	(27.775.328)	(26.747.281)
Otros pagos por actividades de operación	-	(5.496.012)	(2.209.797)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones			
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación	-	(4.807.262)	(7.643.644)
Otras entradas (salidas) de efectivo, clasificados como actividades de operación	-	(210)	-
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
		57.478.939	(7.090.729)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión	-	(55.594.588)	(45.021.588)
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión	-	446.045	429.761
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
		(55.148.543)	(44.591.827)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos, clasificados como actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		79.797.286	-
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		60.000.000	103.000.000
Préstamos de entidades relacionadas	6	35.376.899	460.000
Reembolsos de préstamos, clasificados como actividades de financiación	6	(116.533.330)	(46.682.495)
Pagos de pasivos por arrendamientos	6	(380.193)	(270.506)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	6	(43.095.015)	-
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación	6	(14.658.617)	(11.353.142)
Otras entradas (salidas) de efectivo, clasificados como actividades de financiación		(156.357)	(59.685)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
		350.673	45.094.172
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio			
	-	2.681.069	(6.588.384)
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	-	270.100	(13.204)
Incremento (disminución) de efectivo y equivalentes al efectivo			
		2.951.169	(6.601.588)
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio	-	70.843.181	57.170.641
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	6	73.794.350	50.569.053

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

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.	Bases de preparación	14
2.4.	Bases de consolidación.....	14
2.5.	Combinación de negocios.....	16
2.6.	Moneda funcional.....	17
2.7.	Bases de conversión	17
2.8.	Compensación de saldos y transacciones.....	18
2.9.	Propiedades, planta y equipo	18
2.10.	Activos intangibles.....	19
2.10.1.	Plusvalía comprada.....	19
2.10.2.	Servidumbres y Derechos de agua	19
2.10.3.	Programas informáticos	20
2.10.4.	Costos de investigación y desarrollo.....	20
2.11.	Deterioro de activos no financieros.....	20
2.12.	Arrendamientos.....	21
2.12.1.	Sociedad actúa como arrendatario:.....	21
2.12.2.	Sociedad actúa como arrendador:.....	21
2.13.	Instrumentos financieros.....	22
2.13.1.	Activos Financieros	22
2.13.2.	Pasivos financieros	23
2.13.3.	Derivados y contabilidad de cobertura.....	24
2.13.4.	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	25
2.13.5.	Derivados implícitos	25
2.13.6.	Instrumentos de patrimonio.....	25
2.14.	Inventarios.....	25
2.15.	Otros pasivos no financieros.....	25
2.15.1.	Ingresos diferidos	25
2.15.2.	Subvenciones estatales.....	25
2.15.3.	Obras en construcción para terceros.....	26
2.16.	Provisiones	26
2.17.	Beneficios a los empleados.....	26
2.18.	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	27
2.19.	Impuesto a las ganancias.....	27
2.20.	Reconocimiento de ingresos y gastos.....	28
2.21.	Dividendos.....	29
2.22.	Estado de flujos de efectivo.....	29
2.23.	Nuevos pronunciamientos contables	30
3.	Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico.....	30
3.1.	Generación eléctrica.....	30
3.2.	Transmisión	31
3.3.	Distribución	31
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	33
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.....	34
3.4.8.	Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica	34

3.4.9. Ley de estabilización transitoria de precios.....	35
3.4.10. Ley N° 21.304 sobre el suministro a clientes electrodependientes	35
3.4.11. Resolución Exenta CNE N°176/2020 - Giro Exclusivo	35
3.4.12. Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19	35
3.4.13. Ley Servicios Sanitarios Rurales	36
3.4.14. Ley de Transición Energética	36
3.4.15. Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores.....	36
4. Política de Gestión de Riesgos	37
4.1. Riesgos financieros	37
4.1.1. Riesgo de Tipo de cambio	37
4.1.1.1. Análisis de Sensibilidad	37
4.1.2. Riesgo Inflacionario	38
4.1.2.1. Análisis de Sensibilidad	38
4.1.3. Tasa de interés.....	38
4.1.4. Riesgo de liquidez	39
4.1.5. Riesgo de crédito	39
5. Juicios y estimaciones de la Administración en la aplicación de las políticas contables claves de las Sociedades.	40
6. Efectivo y Equivalentes al Efectivo	42
7. Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas Por Cobrar	43
8. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas.....	48
8.1. Accionistas	48
8.2. Saldos y transacciones con entidades relacionadas	48
8.3. Directorio y personal clave de la gerencia	49
9. Inventarios.....	51
10. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	52
11. Otros activos financieros no corrientes	52
12. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	53
13. Plusvalía	54
14. Propiedades, Planta y Equipo	55
15. Activos por Derechos de Uso y Obligaciones por Arrendamientos	57
16. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos	59
16.1. Impuesto a la Renta	59
16.2. Impuestos Diferidos.....	60
17. Otros Pasivos Financieros corrientes y no corrientes	62
17.1. Instrumentos derivados.....	63
18. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	63
19. Instrumentos financieros.....	65
19.1. Instrumentos financieros por categoría	65
19.2. Valor Razonable de instrumentos financieros	66
20. Provisiones	67
20.1. Otras provisiones corrientes.....	67
20.2. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	68
20.3. Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados	69
20.4. Juicios y multas.....	71
21. Otros activos y pasivos no financieros.....	71
22. Patrimonio	72
22.1. Patrimonio neto de la Sociedad.....	72
22.1.1 Capital suscrito y pagado	72
22.1.2 Dividendos	73
22.1.3 Otras reservas.....	73
22.1.4 Diferencias de conversión	74
22.1.5 Ganancias Acumuladas	74
22.2. Gestión de capital	75
22.3. Restricciones a la disposición de fondos.....	75
22.4. Patrimonio de participaciones no controladoras	75
23. Ingresos	76
24. Materias Primas y Consumibles Utilizados	78
25. Gastos por Beneficios a los Empleados	78
26. Gasto por Depreciación y Amortización	78

27.	Pérdida por deterioro	79
28.	Otros Gastos por Naturaleza	79
29.	Resultados Financieros	80
30.	Otras ganancias (pérdidas)	80
31.	Segmentos de Negocio	80
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	96
37.	Información Adicional sobre Deuda Financiera	97
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 Intermedios

Al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024.

(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.

b) Información del Negocio

Las filiales Saesa, Frontel, Edelaysen 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, SAGESA Tx y su filial indirecta Cabo Leones.

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 Sociedades Apoquindo 3885, 8° Piso, Santiago, y el domicilio comercial principal es Bulnes 441, Osorno.

Al 31 de marzo de 2025 los presentes Estados Financieros Consolidados Intermedios 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 Intermedios, 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 Intermedios de la Sociedad y sus filiales terminados al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024, 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 Intermedios han sido aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 28 de mayo de 2025.

2.2. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

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

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

2.3. Bases de preparación

Los Estados Financieros Consolidados Intermedios 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.

2.4. Bases de consolidación

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

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

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

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

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

La consolidación de una filial comenzará desde la fecha en que el inversor obtenga el control de la participada y cesará cuando pierda el control sobre ésta. Específicamente, los ingresos y gastos de una filial adquirida o vendida durante el período, se incluyen en el Estado Consolidado Intermedio 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 Intermedios, 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 Intermedios 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 Intermedios se presenta a continuación:

RUT	Razón social	Nombre abreviado	País	Moneda funcional	% de Participación			
					31/03/2025			31/12/2024
					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%

(*) Con fecha 13 de noviembre de 2024, el Directorio de Inversiones Eléctricas del Sur S.A., en su calidad de único accionista y administrador de Saesa Gestión y Logística SpA, acordó la disolución de la sociedad mencionada. En noviembre de 2024, Saesa Gestión y Logística SpA presentó su solicitud de término de giro ante el Servicio de Impuestos Internos (SII).

Una vez concluido el proceso de revisión por parte del SII, se procederá a la suscripción de la escritura pública de disolución correspondiente. Con la presentación de esta escritura se formalizará el término de giro de la sociedad.

Participaciones no controladoras – Una controladora presentará las participaciones no controladoras en el Estado Consolidado Intermedio 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 Intermedios.
- 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 Intermedios se registran en el rubro “Reservas por conversión” dentro del Patrimonio Neto.

2.5. 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.

2.6. 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.

2.7. 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 período, 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 Intermedio o de Resultados Integrales.

Asimismo, al cierre de cada período, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de cada Sociedad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el Estado Consolidado Intermedio 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 Intermedios, según el siguiente detalle:

Moneda extranjera y reajutable	Nombre abreviado	31/03/2025	31/12/2024	31/03/2024
		\$	\$	\$
Dólar Estadounidense	USD	953,07	996,46	981,71
Unidad de Fomento	UF	38.894,11	38.416,69	37.093,52

2.8. Compensación de saldos y transacciones

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

2.9. Propiedades, planta y equipo

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

Adicionalmente al 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	31/03/2025	31/03/2024
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados (ver nota 29)	2.080.047	1.880.855
Tasa de capitalización de costos moneda funcional CLP	3,22%	3,73%
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\$2.278.669 por el período terminado al 31 de marzo de 2025 y a M\$2.080.049 por el período terminado al 31 de marzo de 2024 (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 Intermedios 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.

2.10. Activos intangibles

2.10.1. 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 2.11.

2.10.2. 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.

2.10.3. Programas informáticos

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

2.10.4. Costos de investigación y desarrollo

Los costos de investigación se reconocen como un gasto en el 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 Intermedio de Resultados Integrales.

2.11. Deterioro de activos no financieros

Periódicamente, 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 marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024.

2.12. Arrendamientos

2.12.1. Sociedad actúa como arrendatario:

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

Al comienzo del arrendamiento se registra en el Estado Consolidado Intermedio 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.

2.12.2. 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.

2.13. Instrumentos financieros

Los activos y los pasivos financieros se reconocen en el Estado Consolidado Intermedio 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 Intermedio de Resultados Integrales.

2.13.1. 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 VRCCORI medidos en VRCCRI si al hacerlo se elimina o reduce significativamente un ajuste contable.

b) Medición posterior de los activos financieros

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

- i. En el caso de los activos financieros inicialmente reconocidos a costo amortizado, se miden utilizando el método de la tasa de interés efectiva, que une las futuras recaudaciones de efectivo estimadas durante la vida esperada del activo financiero.
- ii. Los activos financieros reconocidos a valor razonable con cambios en otros Resultados 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 Intermedio 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 período.

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 período. 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.

Principalmente 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.

2.13.2. Pasivos financieros

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

El Grupo mantiene los siguientes pasivos financieros en su Estado Consolidado Intermedio 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 Intermedio de Resultados Integrales a lo largo de la vida de la deuda de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

2.13.3. Derivados y contabilidad de cobertura

Los derivados se contratan para gestionar los riesgos de tipo de cambio, tasas de interés, inflación, etc. a los que la Sociedad 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 Intermedio 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 Intermedio de Resultados Integrales.

2.13.4. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este rubro del Estado Consolidado Intermedio 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 Intermedio de Situación Financiera, los sobregiros bancarios, de haberlos se clasifican en el pasivo corriente.

2.13.5. 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.

2.13.6. Instrumentos de patrimonio

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

2.14. Inventarios

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

2.15. Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.15.1. Ingresos diferidos

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

2.15.2. 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 Intermedio de Resultados Integrales durante la vida útil del activo depreciable como un menor cargo por depreciación.

2.15.3. Obras en construcción para terceros

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

La Sociedad y sus filiales miden el grado de avance diferenciando según el presupuesto total de la obra (entre mayores o menores a los M\$50.000, 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.

2.16. Provisiones

Las obligaciones existentes a la fecha de los Estados Financieros Consolidados Intermedios, 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 Intermedios, que rodea a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma.

2.17. Beneficios a los empleados

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

La Sociedad y sus filiales reconocen el importe de los beneficios que 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 5,54% anual, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

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

2.18. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el Estado Consolidado Intermedio 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.

2.19. Impuesto a las ganancias

El gasto por impuesto a las ganancias del período 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%.

2.20. Reconocimiento de ingresos y gastos

La Sociedad y sus filiales consideran como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el periodo, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al término del periodo. 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 Intermedios.

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 2.15.3).

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 período 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 periodo sobre el que se informa.

2.21. Dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como un pasivo en base devengada al cierre de cada periodo en los Estados Financieros Consolidados Intermedios 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 períodos.

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

2.22. Estado de flujos de efectivo

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

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

2.23. Nuevos pronunciamientos contables

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

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Falta de Intercambiabilidad (enmiendas a NIC 21)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2025
Modificaciones a las normas de sostenibilidad (SASB) para mejorar su aplicabilidad internacional	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2025

La aplicación de estas enmiendas no ha tenido un efecto significativo en los montos reportados en estos Estados Financieros Consolidados Intermedios, 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 Intermedios, 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	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2027
NIIF 19, Subsidiarias Sin Obligación Pública de Rendir Cuentas: Información a Revelar	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2027
Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Modificaciones a la Clasificación y Medición de Instrumentos Financieros (enmiendas a NIIF 9 y NIIF 7)	Períodos 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)	Períodos 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 Edelaysen), 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 300 kW y 5 MW pueden optar pertenecer al mercado de clientes libres o regulados y, no pueden cambiarse de régimen tarifario durante cuatro años.

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

c) **Mercado de las empresas distribuidoras:** Pertenecen a este segmento todas las transferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de precios (en adelante los “clientes regulados”). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

El precio al que se realizan estas últimas transacciones se obtiene de licitaciones abiertas, transparentes y no discriminatorias, el que se establece por un período máximo de contrato de 20 años. Los precios de compraventa de electricidad de las licitaciones se establecen a nivel de barras nacionales.

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

En los Sistemas Medianos Aysén, Palena y General Carrera, cuya operación y explotación están en manos de la filial Edelayen, 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 Edelayen, se encuentra en proceso de transición a Sistema Mediano, al superar el umbral de 1.500 kW de capacidad instalada.

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.

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 Ministerio de Energía (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 fue publicado el 31 de marzo de 2025. Se está a la espera del informe técnico definitivo de CNE que recoja el dictamen.

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) versión 2 del consultor. Sin embargo, el comité de supervisión identificó la necesidad de corregir ciertos errores y solicitó al consultor la elaboración de una nueva versión del informe que subsanara dichas inconsistencias.

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. El último decreto de precio de nudo promedio corresponde al de enero 2025 y fue publicado en el diario oficial el 30 de diciembre de 2024.

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 de 2022 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 (“MEN”)**: 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 (“CEN”)**: 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 principales 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 los principales 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 marzo de 2025, 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 Marzo 2025 y Marzo 2024 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 (±)	31/03/2025		31/03/2024	
				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	(233.399)	233.399	4.435	(4.435)
Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	Exceso de activos sobre pasivos	\$10	(58.721)	58.721	49.255	(49.255)
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	STN	Exceso de activos sobre pasivos	\$10	(78.673)	78.673	18.798	(18.798)
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	STC	Exceso de activos sobre pasivos	\$10	(372.064)	372.064	40.929	(40.929)
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	SATT	Exceso de pasivos sobre activos	\$10	(1.780.691)	1.780.691	47.335	(47.335)
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	CABO LEONES	Exceso de activos sobre pasivos	\$10	(333.527)	333.527	1.744	(1.744)
Totales				(2.857.075)	2.857.075	162.496	(162.496)

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 Intermedios, 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\$ 583.412 al 31 de marzo de 2025.

El impacto en resultados para el análisis indicado es el siguiente para los periodo de marzo de 2025 y marzo de 2024:

Tipo de Deuda	Total Deuda Financiera Reajutable		Variación % aumento UF	Efecto en Resultados	
	31/03/2025	31/03/2024		31/03/2025	31/03/2024
	M\$	M\$		M\$	M\$
Deuda en UF (bonos)	896.256.079	793.715.464	0,5%	2.971.816	1.009.860

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 marzo de 2025, 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 con 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 marzo de 2025, efectivo y equivalentes de efectivo por M\$73.794.350 (M\$50.569.053 al 31 de marzo de 2024).

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 marzo de 2025, el 100% de la deuda de la Sociedad y sus filiales 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 marzo de 2025 y al 31 de diciembre de 2024:

Capital e intereses	31/03/2025								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	7.519.946	51.247.773	58.300.610	57.733.755	57.166.897	112.348.254	887.427.253	418.818.624	1.650.563.112
Préstamos bancarios	151.592.057	73.222.167	-	-	-	-	-	-	224.814.224
Arrendamientos financieros	1.252.094	958.632	887.893	813.378	742.814	296.600	2.239.669	-	7.191.080
Totales	160.364.097	125.428.572	59.188.503	58.547.133	57.909.711	112.644.854	889.666.922	418.818.624	1.882.568.416
Porcentualidad	9%	7%	3%	3%	3%	6%	47%	22%	100%

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	13.592.786	42.599.084	55.631.958	55.072.061	54.512.161	105.174.505	780.679.993	458.096.860	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	202.709.594	134.644.768	56.049.546	55.344.068	54.783.053	105.301.159	781.954.226	458.096.860	1.848.883.274
Porcentualidad	11%	7%	3%	3%	3%	6%	42%	25%	100%

Al 31 de marzo de 2025, el saldo en préstamos bancarios reembolsables en más un año alcanza un 75% (nota 17a) y el 79% de los bonos son reembolsables después de más de 5 años (Nota 17a). (A 31 de Diciembre de 2024 mantiene un 79%).

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 marzo de 2025 una provisión de deterioro por M\$28.428.699, considerando los efectos antes descritos en relación con 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	31/03/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Ingresos operacionales (últimos 12 meses)	1.064.881.413	1.045.315.912
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas (últimos 12 meses)	9.205.416	9.323.032
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales	0,86%	0,89%

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 Intermedios.

La preparación de los Estados Financieros Consolidados Intermedios 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 Intermedios:

- 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 periodos. 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 periodo.
- 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 marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/03/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Efectivo en caja	5.225.508	7.064.467
Saldo en bancos	9.958.913	11.512.913
Depósitos a plazo	34.995.435	35.000.215
Otros instrumentos de renta fija	23.614.494	17.265.586
Total Efectivo y equivalentes al efectivo	73.794.350	70.843.181

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	
						31/03/2025	31/12/2024
						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	03/04/2025	34.995.435	5.003.333
Total b) Otros instrumentos de renta fija						34.995.435	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	
						31/03/2025	31/12/2024
						M\$	M\$
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Larraín Vial S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	1.620.735	-
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	Larraín Vial S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	5.550.623	-
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	Scotia Administradora General de Fondos Mutuos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	1.682.144	-
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	-	717.333
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSÉN	Scotia Administradora General de Fondos Mutuos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	1.777.794	-
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSÉN	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	-	378.107
Saesa Innova Soluciones SpA	INNOVA	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	1.285.328	503.143
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	-	650.184
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	932.253	-
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
Sagesa S.A.	SAGESA TX	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	296.762	-
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	CABO LEONES	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	421.661	513.871
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	SATT	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	605.815	-
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	STN	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	3.266.298	-
Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	Scotia Administradora General de Fondos Mutuos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	3.473.586	2.420.686
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	Larraín Vial S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	2.701.495	-
Total Otros instrumentos de renta fija						23.614.494	17.265.586

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	31/03/2025	31/12/2024
		M\$	M\$
Monto del Efectivo y equivalentes al efectivo	CLP	71.587.783	68.054.574
Monto del Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	2.206.567	2.788.607
Total Detalle por tipo de moneda		73.794.350	70.843.181

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 marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024:

Cambios en los pasivos que se originan por actividades de financiamiento	01/01/2025	Flujos de efectivo					Cambios distintos de efectivo						31/03/2025	
		Reembolso de préstamos	Intereses pagados	Préstamos	Préstamos entidades relacionadas	Pagos por arrendamientos financieros	Devenido 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	274.427.000	(113.800.000)	(3.752.271)	60.000.000	-	-	3.534.845	-	-	-	-	-	-	221.209.574
Arrendamientos financieros, corrientes	1.725.198	-	-	-	-	-	64.146	(9.279)	-	-	430.661	-	-	2.210.726
Arrendamientos financieros, no corrientes	2.361.574	-	(46.208)	-	-	-	(36.346)	-	1.493	3.510.898	(430.661)	-	-	4.980.357
Bonos, corrientes	31.604.965	(3.533.330)	(10.023.170)	-	-	-	10.623.693	353.832	(98.995)	-	-	-	29.658	32.469.376
Bonos, no corrientes	1.171.133.843	-	-	79.797.286	-	-	-	10.899.081	(16.727.486)	-	(4.200.888)	-	65.294	1.240.967.130
Préstamos relacionadas, corrientes	310.798	-	(836.968)	-	-	-	802.784	598	(3.283)	-	-	-	-	273.929
Préstamos relacionadas, no corrientes	136.615.776	(43.095.013)	-	-	35.376.899	-	-	624.093	(1.972.056)	-	-	-	-	127.549.697
Totales	1.618.178.954	(159.628.345)	(14.668.617)	139.797.286	35.376.899	(80.191)	15.025.468	11.831.979	(18.800.327)	3.510.898	(698.161)	94.952	1.629.656.789	

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	Devenido 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	(39)	-	-	-	-	-	224.427.000
Arrendamientos financieros, corrientes	1.391.393	-	(897)	-	-	-	148.029	98.306	-	-	88.317	-	-	1.725.198
Arrendamientos financieros, no corrientes	1.807.582	-	(79.881)	-	-	-	(1.122.569)	202.021	-	1.638.578	(88.317)	-	-	2.361.574
Bonos, corrientes	26.496.210	(11.955.643)	(39.410.815)	-	-	-	39.549.557	1.010.578	555.167	-	-	15.244.944	114.967	31.604.965
Bonos, no corrientes	1.106.124.845	-	-	-	-	-	-	33.768.191	(45.966.972)	-	-	(15.244.944)	518.779	1.171.133.843
Préstamos relacionadas, corrientes	402.313	-	(3.495.160)	-	-	-	3.396.163	2.811	4.671	-	-	-	-	310.798
Préstamos relacionadas, no corrientes	97.541.740	(12.832.268)	-	43.992.277	-	-	-	2.543.728	5.370.299	-	-	-	-	136.615.776
Totales	1.357.039.558	(212.787.911)	(53.502.857)	338.000.000	43.992.277	(1.122.569)	54.765.421	37.625.602	51.897.109	1.638.578	-	633.746	1.618.178.954	

7. Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas Por Cobrar

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31/03/2025	31/12/2024	31/03/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	262.562.612	268.508.784	243.677.798	237.346.430
Otras cuentas por cobrar, bruto	82.862.672	84.632.010	12.722.773	16.556.362
Totales	345.425.284	353.140.794	256.400.571	253.902.792

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31/03/2025	31/12/2024	31/03/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales por cobrar, neto	244.488.302	247.699.490	243.677.798	237.346.430
Otras cuentas por cobrar, neto	72.232.732	77.002.597	12.722.773	16.556.362
Totales	316.721.034	324.702.087	256.400.571	253.902.792

Provisión de deterioro cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	Corrientes		No corrientes	
	31/03/2025	31/12/2024	31/03/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales por cobrar	18.074.310	20.809.294	-	-
Otras cuentas por cobrar	10.629.940	7.629.413	-	-
Totales	28.704.250	28.438.707	-	-

El detalle de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar facturados y no facturados o provisionados al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31/03/2025	31/12/2024	31/03/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Facturados	172.893.903	173.473.753	6.468.754	7.555.606
Energía y peajes	132.225.506	132.007.903	-	-
Anticipos proveedores	220.563	254.731	-	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	6.766.397	5.914.482	-	-
Cuenta por cobrar por arriendos financieros	29.702	30.431	766.162	809.044
Convenios de pagos y créditos por energía	13.827.241	14.072.954	5.714.256	6.337.179
Deudores materiales y servicios	7.693.191	9.257.485	-	-
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	2.709.775	2.074.239	(11.664)	409.383
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	209.996	285.059	-	-
Otros	9.211.532	9.576.469	-	-
No facturados o provisionados	166.319.252	171.560.723	243.677.798	237.346.430
Energía y peajes uso de líneas eléctricas	58.885.388	57.874.462	3.228.253	3.298.896
Diferencias a reliquidar por nuevos decretos	10.950.320	13.278.890	240.449.545	234.047.534
Equidad tarifaria residencial	16.723.128	19.410.445	-	-
Energía en medidores (*)	43.778.270	45.937.084	-	-
Provisión ingresos por obras	6.630.597	6.115.103	-	-
Iva por recuperar	27.399.424	27.200.716	-	-
Otros	1.952.125	1.744.023	-	-
Otros (cuenta corriente empleados)	6.212.129	8.106.318	6.254.019	9.000.756
Totales, bruto	345.425.284	353.140.794	256.400.571	253.902.792
Provisión deterioro	(28.704.250)	(28.438.707)	-	-
Totales, neto	316.721.034	324.702.087	256.400.571	253.902.792

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

Principales conceptos de otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	Corrientes		No corrientes	
	31/03/2025	31/12/2024	31/03/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Convenios de pagos y créditos por energía	13.827.241	14.072.954	5.714.256	6.337.179
Anticipos para proveedores	220.563	254.731	-	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	13.426.696	12.060.016	766.162	809.044
Deudores materiales y servicios	7.693.191	9.257.485	-	-
Cuenta corriente al personal	6.212.129	8.106.318	6.254.019	9.000.756
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	2.709.775	2.074.239	- 11.664	409.383
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	209.996	285.059	-	-
Iva por recuperar	27.399.424	27.200.716	-	-
Otros deudores	11.163.657	11.320.492	-	-
Totales	82.862.672	84.632.010	12.722.773	16.556.362
Provisión deterioro	(10.629.940)	(7.629.413)	-	-
Totales, neto	72.232.732	77.002.597	12.722.773	16.556.362

Los montos referidos a Diferencias a reliquidar por nuevos decretos al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024, se detallan a continuación:

Diferencia a reliquidar por nuevos decretos	Corrientes		No corrientes	
	31/03/2025	31/12/2024	31/03/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Desacople y nuevas estimaciones de tarifas por cobrar (1)	10.950.320	13.278.890	126.490.545	121.868.386
Estabilización VAD (2)	-	-	113.959.000	112.179.148
Totales	10.950.320	13.278.890	240.449.545	234.047.534

- 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 cuatrienio 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, por este concepto por el periodo a marzo 2025 la administración realizó una estimación de los intereses por M\$ 1.779.851 que acumulado a la fecha es de M\$13.057.591.
- 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 marzo de 2025 es de M\$573.121.605 y al 31 de diciembre de 2024 es de M\$578.604.879.
- 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 marzo de 2025 la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a 1.062.493 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	964.235	49%
Comercial	52.289	25%
Industrial	4.759	9%
Otros	41.210	17%
Total	1.062.493	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 marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024 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	
	31/03/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Con vencimiento menor a tres meses	50.076.207	46.921.437
Con vencimiento entre tres y seis meses	4.525.521	4.462.784
Con vencimiento entre seis y doce meses	3.179.500	3.242.195
Con vencimiento mayor a doce meses	1.248.529	1.438.855
Totales	59.029.757	56.065.271

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 marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024, la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad y sus filiales no tienen cartera securitizada):

Tramos de morosidad	31/03/2025					
	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	534.851	508.068.272	77.655	5.650.811	612.506	513.719.083
Entre 1 y 30 días	116.120	32.730.136	15.618	3.472.235	131.738	36.202.371
Entre 31 y 60 días	47.946	11.585.668	9.681	2.244.067	57.627	13.829.735
Entre 61 y 90 días	7.116	2.295.624	1.728	406.222	8.844	2.701.846
Entre 91 y 120 días	5.268	1.207.569	1.590	446.587	6.858	1.654.156
Entre 121 y 150 días	3.076	880.776	1.116	320.532	4.192	1.201.308
Entre 151 y 180 días	2.030	441.631	823	236.026	2.853	677.657
Entre 181 y 210 días	2.035	537.684	887	327.292	2.922	864.976
Entre 211 y 250 días	2.258	580.942	1.076	420.884	3.334	1.001.826
Más de 250 días	62.056	23.732.191	56.360	6.240.706	118.416	29.972.897
Total Estratificación de la cartera	782.756	582.060.493	166.534	19.765.362	949.290	601.825.855

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

c) Al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024 la cartera protestada y en cobranza judicial, es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	31/03/2025		31/12/2024	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	70	526.675	53	283.480
Documentos por cobrar en cobranza judicial	1.630	11.096.294	1.625	10.958.788
Total Cartera protestada y en cobranza judicial	1.700	11.622.969	1.678	11.242.268

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	
	31/03/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Saldo inicial	28.438.707	22.334.787
Deterioro determinado de acuerdo con la NIIF 9	839.952	9.335.266
Aumentos (disminuciones)	(33.588)	(38.987)
Montos castigados	(540.821)	(3.192.359)
Total movimientos	265.543	6.103.920
Saldo final	28.704.250	28.438.707

e) El detalle de las provisiones y castigos durante los periodos 2025 y 2024, es el siguiente:

Provisiones y castigos	31/03/2025	31/03/2024
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	635.369	1.482.293
Provisión repactada	170.995	(58.312)
Castigos del ejercicio	(540.821)	(220.834)
Totales	265.543	703.147

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 marzo de 2025 es el siguiente:

Accionistas	31/03/2025			
	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 Intermedios se han cumplido cabalmente (ver nota 35).

A la fecha de los presentes Estados Financieros Consolidados Intermedios, 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	
							31/03/2025	31/12/2024	31/03/2025	31/12/2024
							M\$	M\$	M\$	M\$
76.024.782-6	Cóndor Holding SPA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Accionista	CLP	18	18	-	-
77.611.649-1	Sociedad Transmisora Metropolitana S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz común	CLP	6.439.714	5.773.966	-	-
Totales							6.439.732	5.773.984	-	-

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	
							31/03/2025	31/12/2024	31/03/2025	31/12/2024
							M\$	M\$	M\$	M\$
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (interés)	Menos de 90 días	Matriz	UF	273.929	310.798	-	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (capital)	Más de 1 año	Matriz	UF	-	-	127.549.695	136.615.777
77.611.649-1	Sociedad Transmisora Metropolitana S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz común	CLP	14.927	17.312	-	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CLP	16.838.219	11.666.893	-	-
76.024.782-6	Cóndor Holding SPA	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Accionista	CLP	614	390	-	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	-	173	-	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	-	6.597	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz-Molina	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	2.900	6.597	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz-Molina	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	-	173	-	-
Totales							17.130.589	12.008.933	127.549.695	136.615.777

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

RUT	Razón social	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	31/03/2025		31/03/2024	
				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	9.066.082	(1.427.476)	(5.649.636)	(1.329.849)
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Matriz	Dividendos por pagar	(5.793.061)	-	(1.540.689)	-
77.611.649-1	Sociedad Transmisora Metropolitana S.A.	Matriz Común	Recuperación de gastos	668.132	-	(1.505.947)	-

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.

Con fecha 27 de febrero de 2025 el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia de la señora Stacey Purcell. Acto seguido, el director designó en su reemplazo a la señora Ashley Munroe.

Al 31 de marzo de 2025, el Directorio de la Sociedad está compuesto por los señores Jorge Lesser García-Huidobro, Iván Díaz-Molina, Juan Ignacio Parot Becker, Luz Granier Bulnes, Ashley Munroe, 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 marzo de 2025 y 2024 son las siguientes:

Director	31/03/2025	31/03/2024
	M\$	M\$
Iván Díaz-Molina	-	333
Totales	-	333

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 periodo 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 marzo de 2025 y 2024, son las siguientes:

Director	31/03/2025	31/03/2024
	M\$	M\$
Iván Díaz-Molina	519	297
Jorge Lesser García-Huidobro	519	596
Totales	1.038	893

Durante los períodos 2025 y 2024, 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 marzo de 2025:

Clases de Inventarios	31/03/2025		
	Bruto	Neto Realizable	Provisión
	M\$	M\$	M\$
Materiales de operación y mantenimiento	61.078.169	60.208.766	869.403
Materiales en tránsito	1.116.541	1.116.541	-
Petróleo	1.812.789	1.812.789	-
Total Clases de Inventarios	64.007.499	63.138.096	869.403

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

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

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un cargo de M\$224.226 para el período 2025 y un abono de M\$531 para el período 2024.

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

Durante los períodos 2025 y 2024 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	31/03/2025	31/03/2024
	M\$	M\$
Materias primas y consumibles utilizados	15.807.798	14.338.836
Otros gastos, por naturaleza (**)	1.704.139	2.325.353
Total Inventarios utilizados durante el ejercicio según gasto	17.511.937	16.664.189

(*) Ver Nota 24.

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

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de marzo de 2025 ascienden a M\$13.451.597 (M\$13.845.827 en 2024) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de marzo de 2025 ascienden a M\$385.385 (M\$1.371.381 en 2024).

10. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

Activos por impuestos corrientes	31/03/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Impuesto renta por recuperar	326.994	9.065.045
Crédito sence	-	583.277
Impuesto por recuperar año anterior	16.655.624	5.119.077
Totales	16.982.618	14.767.399

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

Pasivos por impuestos corrientes	31/03/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Impuesto a la renta	4.865.130	2.133.546
Totales	4.865.130	2.133.546

11. Otros activos financieros no corrientes

Otros activos financieros	Corrientes		No corrientes	
	31/03/2025	31/12/2024	31/03/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Remanente crédito fiscal (*)	-	-	5.151.725	5.025.260
Totales	-	-	5.151.725	5.025.260

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

12. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

Activos intangibles, neto		31/03/2025	31/12/2024
		M\$	M\$
Total Activos intangibles indentificables, neto		111.044.079	113.976.079
Servidumbres		76.360.936	76.971.511
Derechos de agua		108.543	108.543
Software		28.575.019	30.537.887
Activos intangibles relacionados con clientes		5.999.581	6.358.138

Activos intangibles identificables, bruto		31/03/2025	31/12/2024
		M\$	M\$
Total Activos intangibles indentificables, bruto		137.352.326	138.291.576
Servidumbres		76.789.055	77.401.761
Derechos de agua		108.543	108.543
Software		53.421.145	53.427.474
Activos intangibles relacionados con clientes		7.033.583	7.353.798

Amortización Activos intangibles identificables		31/03/2025	31/12/2024
		M\$	M\$
Total Amortización Activos intangibles identificables		(26.308.247)	(24.315.497)
Servidumbres		(428.119)	(430.250)
Software		(24.846.126)	(22.889.587)
Activos intangibles relacionados con clientes		(1.034.002)	(995.660)

El detalle y movimiento del activo intangible al 31 de marzo de 2025, 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 01/01/2025	76.971.511	108.543	30.537.887	6.358.138	113.976.079
Traslados (activación obras en curso)	399.384	-	-	-	399.384
Retiros valor bruto	-	-	3.945	-	3.945
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera amortización acumulada	16.254	-	2.310	31.394	49.958
Gasto por amortización	(14.123)	-	(1.958.849)	(69.736)	(2.042.708)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	(1.012.090)	-	(2.384)	(320.215)	(1.334.689)
Total movimientos	(610.575)	-	(1.962.868)	(358.557)	(2.932.000)
Saldo final al 31/03/2025	76.360.936	108.543	28.575.019	5.999.581	111.044.079

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

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 Intermedio 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 marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

RUT	Sociedad	31/03/2025	31/12/2024
		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)	1.281.810	1.340.167
Totales		232.727.276	232.785.633

- 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 marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024:

Clases de Propiedades, planta y equipo, neto	31/03/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Total Propiedades, planta y equipo, neto	1.780.486.164	1.768.787.184
Terrenos	26.265.682	26.019.137
Edificios	26.225.732	26.386.593
Planta y equipo	1.194.399.832	1.204.050.616
Equipamiento de tecnologías de la información	8.134.410	8.529.196
Instalaciones fijas y accesorios	1.850.844	1.963.404
Vehículos de motor	13.292.360	14.975.302
Construcciones en curso	480.368.166	456.355.557
Otras propiedades, planta y equipo	29.949.138	30.507.379

Clases de Propiedades, planta y equipo, bruto	31/03/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Total Propiedades, planta y equipo, bruto	2.272.269.901	2.248.201.376
Terrenos	26.265.682	26.019.137
Edificios	39.239.958	39.196.642
Planta y equipo	1.632.160.872	1.631.795.366
Equipamiento de tecnologías de la información	16.389.054	16.317.565
Instalaciones fijas y accesorios	5.274.481	5.306.958
Vehículos de motor	22.652.030	23.734.983
Construcciones en curso	480.368.166	456.355.557
Otras propiedades, planta y equipo	49.919.658	49.475.168

Clases de Depreciación acumulada y deterioro del valor, Propiedades, planta y equipo	31/03/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Total Depreciación acumulada y deterioro del valor, Propiedades, planta y equipo	(491.783.737)	(479.414.192)
Edificios	(13.014.226)	(12.810.049)
Planta y equipo	(437.761.040)	(427.744.750)
Equipamiento de tecnologías de la información	(8.254.644)	(7.788.369)
Instalaciones fijas y accesorios	(3.423.637)	(3.343.554)
Vehículos de motor	(9.359.670)	(8.759.681)
Otras propiedades, planta y equipo	(19.970.520)	(18.967.789)

A continuación, se presenta el detalle de propiedades, planta y equipo al 31 de marzo de 2025:

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 01/01/2025	26.019.137	26.386.593	1.204.050.616	8.529.196	1.963.404	14.975.302	456.355.557	30.507.379	1.768.787.184
Adiciones	-	-	-	-	-	-	45.367.001	-	45.367.001
Traslados (activación obras en curso)	283.414	483.006	15.589.931	94.210	-	-	(17.844.402)	1.393.841	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde (hacia) Propiedades, planta y equipo	-	-	(5.507.590)	-	-	-	5.513.639	(6.049)	-
Retiros valor bruto	-	-	(643.900)	-	(2.536)	-	-	-	(646.436)
Retiros y traspasos depreciación acumulada	-	-	2.183.431	-	2.537	-	-	6.049	2.192.017
Incremento (disminución) en cambio de moneda extranjera depreciación acumulada	-	112.821	(104.736)	11.340	19.195	64.495	-	72.013	175.128
Gasto por depreciación	-	(316.999)	(12.094.985)	(477.615)	(101.816)	(664.484)	-	(1.080.791)	(14.736.690)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	(36.869)	(439.689)	(9.072.935)	(22.721)	(29.940)	(1.082.953)	(9.023.629)	(943.304)	(20.652.040)
Total movimientos	246.545	(160.861)	(9.650.784)	(394.786)	(112.560)	(1.682.942)	24.012.609	(558.241)	11.658.980
Saldo final al 31/03/2025	26.265.682	26.225.732	1.194.399.832	8.134.410	1.850.844	13.292.360	480.368.166	29.949.138	1.780.486.164

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	-	-	-	-	-	-	213.625.701	-	213.625.701
Traslados (activación obras en curso)	1.926.120	3.577.598	141.434.482	7.164.322	829.146	6.604.148	(169.284.957)	7.749.141	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde (hacia) Propiedades, planta y equipo	-	552.114	1.598.493	70.106	(110.523)	2.061	(2.113.515)	1.264	-
Retiros valor bruto	(28.618)	-	(3.915.383)	(37.341)	(92.375)	(1.185.422)	-	(356.016)	(5.615.155)
Retiros y traspasos depreciación acumulada	-	163.086	3.510.444	37.341	92.375	622.266	-	407.099	4.832.611
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	-	(1.052.823)	(45.501.309)	(943.530)	(405.899)	(2.174.753)	-	(3.929.447)	(54.007.761)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	101.404	1.253.136	37.143.444	67.899	112.732	1.045.381	11.391.095	1.098.062	52.213.153
Total movimientos	1.998.906	4.067.789	128.830.426	6.327.529	354.742	4.699.030	53.618.324	4.758.929	204.655.675
Saldo final al 31/12/2024	26.019.137	26.386.593	1.204.050.616	8.529.196	1.963.404	14.975.302	456.355.557	30.507.379	1.768.787.184

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 Intermedio 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 marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024 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 marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024:

Activos por derecho de uso, neto	31/03/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Total Activos por derecho de uso, neto	5.900.771	2.769.632
Terrenos	1.252.833	1.271.486
Edificios e instalaciones	3.136.244	1.498.146
Vehículos (*)	1.511.694	-

Activos por derecho de uso, bruto	31/03/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Total Activos por derecho de uso, bruto	11.925.674	8.383.716
Terrenos	1.791.881	1.774.475
Edificios e instalaciones	8.571.548	6.609.241
Vehículos	1.562.245	-

Amortización Activos por derecho de uso	31/03/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Total Amortización Activos por derecho de uso	(6.024.903)	(5.614.084)
Terrenos	(539.048)	(502.989)
Edificios e instalaciones	(5.435.304)	(5.111.095)
Vehículos	(50.551)	-

(*) Al 31 de marzo de 2025, la filial Saesa firmó un contrato de arrendamiento correspondiente al nuevo edificio corporativo, el cual constituye el domicilio legal actual del Grupo. Este contrato, también pactado en UF, tiene una vigencia de 10 años.

(**) Con fecha 06 de febrero de 2025, se suscribieron nuevos contratos de arrendamiento que implicaron un incremento en los activos por derecho de uso y en las correspondientes obligaciones. En particular, la filial Frontel incorporó 2 camionetas mientras que la filial Saesa un total de 29 unidades, lo que representó un aumento de M\$1.562.245. Estos contratos pactados en unidades de fomento (UF) y consideran un plazo de 48 meses.

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 marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024.

Movimientos Activos por derecho de uso	Terrenos, neto	Edificios e instalaciones, neto	Vehículos, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2025	1.271.486	1.498.146	-	2.769.632
Adiciones	7.817	1.940.250	1.562.829	3.510.896
Gasto por amortización	(36.059)	(324.208)	(50.551)	(410.818)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	9.589	22.056	(584)	31.061
Total movimientos	(18.653)	1.638.098	1.511.694	3.131.139
Saldo final al 31/03/2025	1.252.833	3.136.244	1.511.694	5.900.771

Movimientos Activos por derecho de uso	Terrenos, neto	Edificios e instalaciones, neto	Vehículos, 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

b) Pasivos por arrendamiento

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024.:

Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	Corrientes		No corrientes	
	31/03/2025	31/12/2024	31/03/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Terrenos	876.595	851.566	1.604.746	1.678.730
Edificios e instalaciones	906.849	873.632	2.290.517	682.644
Vehículos	427.282	-	1.085.091	-
Totales	2.210.726	1.725.198	4.980.354	2.361.374

El desglose por moneda y vencimientos de los pasivos por arrendamientos al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

RUT Arrendatario	Razón social - Arrendatario	País de origen	Tipo de moneda	Arrendamiento asociado	31/03/2025									
					Corrientes			No corrientes						
					Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	165.414	254.023	419.437	255.981	268.499	255.856	190.425	1.032.415	2.003.176	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Terrenos	15.626	9.533	25.159	2.165	-	-	-	-	2.165	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	CLP	Terrenos	6.998	-	6.998	-	-	-	-	-	-	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Vehículos	78.450	139.385	217.835	193.782	203.259	176.955	-	-	573.996	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	69.367	91.649	161.016	80.291	60.470	63.428	5.424	-	209.613	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Terrenos	18.056	17.030	35.086	19.958	18.080	18.005	7.045	21.363	84.511	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	CLP	Terrenos	62	1.418	1.480	1.487	1.560	1.636	1.716	-	6.399	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Vehículos	5.345	9.495	14.840	13.202	13.848	12.058	-	-	39.108	
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	26.105	13.130	39.235	-	-	-	-	-	-	
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	UF	Terrenos	216.583	16.251	232.834	22.727	24.000	25.344	26.763	114.413	213.247	
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	USD	Terrenos	472.151	34.043	506.194	47.001	48.909	50.895	52.961	957.866	1.157.632	
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisen S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	3.117	11.207	14.324	14.690	12.872	11.649	7.504	-	46.715	
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisen S.A.	Chile	CLP	Terrenos	1.666	5.220	6.886	6.802	5.628	1.276	1.338	8.110	23.154	
77.227.565-X	Saesa Innova Soluciones SpA	Chile	UF	Edificios e instalaciones	8.606	26.221	34.827	8.970	-	-	-	-	8.970	
77.227.565-X	Saesa Innova Soluciones SpA	Chile	UF	Vehículos	48.180	146.427	194.607	195.861	153.156	122.970	-	-	471.987	
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	47.201	145.032	192.233	17.910	-	-	-	-	17.910	
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	CLP	Terrenos	9.306	36.471	45.777	4.133	-	-	-	-	4.133	
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Chile	UF	Terrenos	12.660	109	12.769	153	161	171	180	4.295	4.960	
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	UF	Terrenos	47.201	1.988	49.189	2.780	2.936	2.571	3.244	101.207	112.738	
Totales					1.252.094	958.632	2.210.726	887.893	813.378	742.814	296.600	2.239.669	4.980.354	

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\$	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 Aisen 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 Aisen 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-X	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	Terrenos	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	

c) Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

En el Estado Consolidado Intermedios de Resultados Integrales por el período terminado al 31 de marzo de 2025 se incluye un gasto por M\$542.757 (M\$2.896.251 al 31 de diciembre de 2024), 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 marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024, 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 Intermedio de Resultados Integrales correspondiente a los períodos 2025 y 2024 es el siguiente:

Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	01/01/2025	01/01/2024
	31/03/2025	31/03/2024
	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
Gasto (ingreso) por impuestos corrientes	5.457.961	2.420.874
Otro gasto por impuestos corrientes	598	(1.123)
Total Impuestos corrientes a las ganancias, neto	5.458.559	2.419.751
Impuestos diferidos		
Gasto (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(451.224)	(1.149.116)
Total Gasto (ingreso) por Impuestos diferidos, neto	(451.224)	(1.149.116)
Total Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	5.007.335	1.270.635

Impuestos a las ganancias relacionados con Otros Resultados Integrales	01/01/2025	01/01/2024
	31/03/2025	31/03/2024
	M\$	M\$
Impuesto a las ganancias relativo a nuevas mediciones de planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(68.123)	(31.199)
Total Impuestos a las ganancias relacionados con Otros Resultados Integrales	(68.123)	(31.199)

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 marzo de 2025 y 2024, es la siguiente:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	01/01/2025	01/01/2024
	31/03/2025	31/03/2024
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	22.388.356	6.310.168
Ingreso (gasto) por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (27%)	(6.044.856)	(1.703.745)
Efecto fiscal de ingresos de actividades exentas de tributación	2.684.911	-
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(2.781.496)	(22.412)
Efecto por diferencia de conversión	(91.735)	2.055.222
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	274.071	77.744
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	867.312	365.383
Otros efectos fiscales por conciliación entre el resultado contable y gasto por impuestos (ingreso)	84.458	(2.042.827)
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	1.037.521	433.110
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(5.007.335)	(1.270.635)
Tasa impositiva efectiva	22,37%	20,14%

16.2. Impuestos Diferidos

a) El detalle de los impuestos diferidos registrados al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024, es el siguiente:

Diferencias temporarias Activos por impuestos diferidos	31/03/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	187.830	199.109
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	(18.028.697)	(16.901.248)
Impuestos diferidos relativos a provisión de cuentas incobrables	3.175.569	3.144.936
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	193.542	299.874
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	931.275	768.772
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	1.571.718	1.572.210
Impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales	38.946.897	31.731.065
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	368.252	1.577.097
Impuestos diferidos relativos a arriendos	22.767	19.854
Impuestos diferidos relativos a otras provisiones	705.824	673.681
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	2.223.773	2.223.773
Total Diferencias temporarias Activos por impuestos diferidos	30.298.750	25.309.123

Diferencias temporarias Pasivos por impuestos diferidos	31/03/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	137.713	185.621
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	(111.928.040)	(109.319.909)
Impuestos diferidos relativos a provisión de cuentas incobrables	3.382.094	3.358.686
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	452.599	620.395
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	2.674.514	2.533.196
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	1.054.952	403.822
Impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales	27.185.595	27.792.101
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	312.872	1.614.681
Impuestos diferidos relativos a arriendos	325.628	335.720
Impuestos diferidos relativos a otras provisiones	914.960	902.710
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	20.599	20.599
Total Diferencias temporarias Pasivos por impuestos diferidos	(75.466.514)	(71.552.378)

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

Diferencias temporarias, neto	31/03/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Activos por impuestos diferidos	30.298.750	25.309.123
Pasivos por impuestos diferidos	(75.466.514)	(71.552.378)
Total Diferencias temporarias, neto	(45.167.764)	(46.243.255)

b) Los movimientos de los rubros “Impuestos Diferidos”, del Estado Consolidado Intermedio de Situación Financiera al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024, son los siguientes:

Movimientos Impuestos diferidos	Activos		Pasivos	
	31/03/2025	31/12/2024	31/03/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial	25.309.123	15.577.666	71.552.378	59.724.492
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	4.863.277	10.152.732	4.412.054	9.193.136
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	59.009	(123.189)	(9.117)	(58.316)
Incremento (decremento) por diferencia de cambio	67.341	25.494	(488.801)	3.015.909
Otros incremento (decremento)	-	(323.580)	-	(322.843)
Total movimientos	4.989.627	9.731.457	3.914.136	11.827.886
Saldo final	30.298.750	25.309.123	75.466.514	71.552.378

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 marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024, es el siguiente:

Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	Corrientes		No corrientes	
	31/03/2025	31/12/2024	31/03/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos bancarios	221.209.574	274.427.001	-	-
Bonos	32.459.376	31.604.964	1.240.967.127	1.171.133.844
Totales	253.668.950	306.031.965	1.240.967.127	1.171.133.844

b) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con Instituciones Bancarias al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

Nombre empresa deudora	Nombre acreedor	Rut acreedor	Tipo de moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de amortización	31/03/2025							
						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	
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	0,48%	Al vencimiento	-	15.347.400	15.347.400	-	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	0,48%	Al vencimiento	-	25.579.000	25.579.000	-	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,48%	Al vencimiento	-	10.061.750	10.061.750	-	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,51%	Al vencimiento	-	20.123.500	20.123.500	-	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.030.000-7	CLP	0,47%	Al vencimiento	25.262.417	-	25.262.417	-	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,45%	Al vencimiento	15.011.333	-	15.011.333	-	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	0,48%	Al vencimiento	20.015.833	-	20.015.833	-	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,47%	Al vencimiento	10.032.970	-	10.032.970	-	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	0,50%	Al vencimiento	20.232.360	-	20.232.360	-	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	0,47%	Al vencimiento	17.260.544	-	17.260.544	-	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,47%	Al vencimiento	20.209.933	-	20.209.933	-	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,47%	Al vencimiento	22.072.534	-	22.072.534	-	-	-	-	-
Totales						150.097.504	71.111.650	221.209.574	-	-	-	-	-

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	
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	-	17.021.269	17.021.269	-	-	-	-	-
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	-	-	-	-	-

En relación a los préstamos bancarios suscritos, estos no tienen incorporada 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 marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024, es el siguiente:

Nombre empresa deudora	Tipo de deuda	Tipo de moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31/03/2025								
					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
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Bono Serie J / N° 665	UF	3,60%	Sin garantía	-	3.564.506	3.564.506	3.535.832	3.535.832	3.535.832	3.535.832	8.547.645	22.690.973
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Bono Serie L / N° 397	UF	3,75%	Sin garantía	5.649.499	4.419.790	10.069.289	8.839.581	8.839.581	8.839.581	8.839.581	34.708.583	70.066.907
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Bono Serie O / N° 742	UF	3,20%	Sin garantía	-	-	-	-	-	-	-	77.243.415	77.243.415
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Bono Serie A / N° 923	UF	2,80%	Sin garantía	1.495.284	-	1.495.284	-	-	-	-	118.443.592	118.443.592
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Bono Serie G / N° 663	UF	3,20%	Sin garantía	1.767.916	1.767.916	3.535.832	3.535.832	3.535.832	3.535.832	3.535.832	19.318.569	33.461.897
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Bono Serie M / N° 1201	UF	3,20%	Sin garantía	-	507.724	507.724	-	-	-	-	80.160.574	80.160.574
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Bono Serie E / N° 646	UF	4,00%	Sin garantía	4.595.683	-	4.595.683	-	-	-	-	155.010.156	155.010.156
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Bono Serie H / N° 762	UF	3,90%	Sin garantía	-	3.374.309	3.374.309	-	-	-	-	116.635.118	116.635.118
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Bono Serie J / N° 945	UF	1,90%	Sin garantía	-	2.716.007	2.716.007	-	-	-	-	199.725.580	199.725.580
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STASCL 32	USD	0,35%	Sin garantía	2.600.742	-	2.600.742	-	-	-	-	367.528.915	367.528.915
Totales					16.109.124	16.350.252	32.459.376	15.911.245	15.911.245	15.911.245	15.911.245	1.177.322.147	1.240.967.127

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 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corriente	
					Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corriente	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° 648	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	

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

Razón social	Nombre abreviado	Contrato de Bonos / N° de Registro	Representante de los Tenedores de Bonos	Fecha Escritura	Fecha última modificación	Notaría	Fecha de Colocación	Monto Colocación	Monto Colocación
								UF	USD
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	Emisión de Línea Serie E / N° 646	Banco de Chile	07/10/2010	08/11/2010	José Musalem Saffie	25/11/2010	4.000.000	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	Emisión de Línea Serie H / N° 762	Banco Bice	27/06/2013	23/08/2013	José Musalem Saffie	29/08/2013	3.000.000	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	Emisión de Línea Serie J / N° 945	Banco de Chile	10/09/2018	18/06/2019	Roberto Antonio Cifuentes	11/07/2019	5.000.000	-
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Emisión de Línea Serie J / N° 665	Banco de Chile	11/02/2012	22/09/2012	José Musalem Saffie	05/10/2011	1.000.000	-
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Emisión de Línea Serie L / N° 397	Banco de Chile	29/07/2004	29/11/2012	José Musalem Saffie	20/12/2012	2.500.000	-
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Emisión de Línea Serie O / N° 742	Banco de Chile	26/10/2012	29/09/2014	José Musalem Saffie	27/11/2014	2.000.000	-
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Emisión de Línea Serie A / N° 923	Banco de Chile	10/09/2018	10/09/2018	Roberto Antonio Cifuentes	10/01/2019	4.000.000	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Emisión de Línea Serie G / N° 663	Banco de Chile	11/02/2011	15/09/2014	José Musalem Saffie	27/11/2014	1.000.000	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Bono Serie M / N° 1201	Banco de Chile	16/01/2025	-	Notaría Leiva	28/01/2025	2.000.000	-
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	144A/REG-5	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 marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024.

18. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/03/2025	31/12/2024	31/03/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas por pagar comerciales	202.711.881	214.904.804	126.511.179	121.889.018
Otras cuentas por pagar	42.158.960	35.621.090	-	-
Totales Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	244.870.841	250.525.894	126.511.179	121.889.018

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/03/2025	31/12/2024	31/03/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Proveedores por compra de energía y peajes	143.778.237	141.723.929	126.511.179	121.889.018
Proveedores por compra de combustible y gas	3.014.325	1.815.872	-	-
Cuentas por pagar por importaciones en tránsito	2.423.754	1.788.931	-	-
Cuentas por pagar por bienes y servicios	53.495.565	69.576.072	-	-
Dividendos por pagar a terceros	482.770	440.152	-	-
Cuentas por pagar a instituciones fiscales	1.690.780	1.620.991	-	-
IVA débito fiscal	17.547.862	11.846.412	-	-
Otras cuentas por pagar	22.437.548	21.713.535	-	-
Totales Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	244.870.841	250.525.894	126.511.179	121.889.018

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 marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

Proveedores con pago al día	31/03/2025			
	Bienes	Servicios	Otros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta 30 días	16.735.355	169.644.503	16.332.023	202.711.881
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	16.735.355	169.644.503	16.332.023	202.711.881

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

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 marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024, es el siguiente:

Razón social proveedor	RUT	31/03/2025	
		M\$	%
Enercon GmBh	Proveedor Extranjero	4.228.434	2,09%
Equans Mantenimiento y Montaje Electrico SpA	96.543.670-7	2.589.570	1,28%
Trilliant Networks Canada Inc.	Proveedor Extranjero	1.324.687	0,65%
Energya S.A.	76.131.054-2	1.290.845	0,64%
Telecom y Electricidad S.A.	96.524.340-2	797.343	0,39%
Copec S.A.	99.520.000-7	768.004	0,38%
Emec Montajes Eléctricos y Construcción Ltda.	76.048.740-6	763.001	0,38%
Gdo.Zapata Contr.For.e Ind.E.I.R.L	76.027.065-2	696.422	0,34%
Elecnor Chile S.A.	96.791.730-3	685.473	0,34%
Efacec Chile S.A.	96.996.220-9	681.135	0,34%
Provisión Energía y Peajes (CEN) (*)		120.496.523	59,44%
Otros Proveedores		68.390.444	33,74%
Totales		202.711.881	100,00%

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%
Energya 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%

(*) 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	31/03/2025		
	A costo amortizado	A valor razonable con cambio en resultados	Totales
	M\$	M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	15.184.421	58.609.929	73.794.350
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	573.121.605	-	573.121.605
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	6.439.732	-	6.439.732
Otros activos financieros no corrientes	5.151.725	-	5.151.725
Totales Activos financieros	599.897.483	58.609.929	658.507.412

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

b) Pasivos Financieros

Pasivos financieros	31/03/2025	
	A costo amortizado	Totales
	M\$	M\$
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	1.494.636.077	1.494.636.077
Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	7.191.080	7.191.080
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes	371.382.020	371.382.020
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	144.680.284	144.680.284
Totales Pasivos financieros	2.017.889.461	2.017.889.461

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

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

Activos financieros	31/03/2025	
	Valor libro	Valor justo
	M\$	M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado		
Efectivo en caja	5.225.508	5.225.508
Saldo en bancos	9.958.913	9.958.913
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	573.121.605	573.121.605

Pasivos financieros	31/03/2025	
	Valor libro	Valor justo
	M\$	M\$
Pasivos financieros mantenidos a costo amortizado		
Otros pasivos financieros corrientes (deuda bancaria)	221.209.574	221.209.574
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes (bonos)	1.273.426.503	1.285.547.669
Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	7.191.080	7.191.080
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes	371.382.020	371.382.020
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	144.680.284	144.680.284

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

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

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

El reconocimiento del valor razonable en los Estados Financieros Consolidados Intermedios 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 valoración, 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 marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

Otras provisiones corrientes y no corrientes	Corrientes	
	31/03/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Otras provisiones (*)	7.134.422	7.414.919
Totales	7.134.422	7.414.919

(*) Corresponde a provisiones de multas y juicios.

b) El movimiento de las provisiones durante los períodos 2025 y 2024, es el siguiente:

Movimientos Otras provisiones corrientes	Reclamaciones legales	Totales
	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2025	7.414.919	7.414.919
Provisiones adicionales	394.563	394.563
Provisiones no utilizadas	(111.035)	(111.035)
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(593.024)	(593.024)
Provisiones utilizadas	28.999	28.999
Total movimientos	(280.497)	(280.497)
Saldo final al 31/03/2025	7.134.422	7.134.422

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

20.2. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados

a) El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corrientes	
	31/03/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	2.393.120	3.469.616
Provisión por beneficios anuales	3.517.407	15.587.775
Totales	5.910.527	19.057.391

El detalle del movimiento de las provisiones al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024, es el siguiente:

Movimientos Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Vacaciones del personal	Beneficios anuales	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2025	3.469.617	15.587.774	19.057.391
Incremento (decremento) en provisiones existentes	611.372	2.949.370	3.560.742
Provisiones utilizadas	(1.687.869)	(15.019.737)	(16.707.606)
Total movimientos	(1.076.497)	(12.070.367)	(13.146.864)
Saldo final al 31/03/2025	2.393.120	3.517.407	5.910.527

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

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 marzo de 2025 y 31 de diciembre 2024, es el siguiente:

Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	No corrientes	
	31/03/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Indemnizaciones por años de servicios	23.693.911	22.458.450
Totales	23.693.911	22.458.450

Desembolsos futuros

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida en el presente año ascienden a M\$2.813.467.

Duración de los compromisos

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones para la Sociedad y sus filiales corresponde a 8,28 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 y más años es como sigue:

Años	Monto
	M\$
1	2.813.467
2	1.890.629
3	1.893.716
4	2.157.030
5	2.110.187
6 a 10	10.405.450

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante los períodos 2025 y 2024, es el siguiente:

Movimientos Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	Totales
	M\$
Saldo inicial al 01/01/2025	22.458.450
Costo por intereses	405.934
Costo del servicio del ejercicio	596.187
Costo de ejercicios anteriores	128.566
Pagos realizados en el ejercicio	(147.535)
Variación actuarial por cambio de tasa	252.309
Total movimientos	1.235.461
Saldo final al 31/03/2025	23.693.911

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

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

Gasto reconocido en Otros Resultados Integrales	01/01/2025 31/03/2025	01/01/2024 31/03/2024
	M\$	M\$
Costo por intereses	405.934	283.646
Costo del servicio del periodo	596.184	552.895
Total Gasto reconocido en Estado de Resultados	1.002.118	836.541
Pérdida actuarial neta por plan de beneficios definidos	252.312	(115.553)
Totales Gasto reconocido en Otros Resultados Integrales	1.254.430	720.988

d) Supuestos actuariales utilizadas al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024:

Supuestos actuariales	31/03/2025	31/12/2024
Tasa de descuento (nominal)	5,54%	5,32%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	1,50%	1,30%
Tablas de mortalidad	RV H 2020 / RV M 2020	RV H 2020 / RV M 2020
Tasa de rotación	3,60%	3,60%
Edad de retiro	65 H / 60 M	65 H / 60 M

e) Sensibilizaciones

Sensibilización de tasa de descuento:

Al 31 de marzo de 2025, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de 1 punto porcentual en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

Sensibilización de la tasa de descuento	Disminución de 1%	Incremento de 1%
	M\$	M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos aumento / (disminución) de pasivo	2.012.892	(1.749.776)

Sensibilización de tasa esperada de incremento salarial:

Al 31 de marzo de 2025, 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	(1.706.919)	1.927.594

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 marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31/03/2025	31/12/2024	31/03/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Gastos anticipados	4.236.929	3.669.536	91.186	88.949
Remesas de importaciones	3.517.994	3.886.693	-	-
Otros activos no financieros	222.548	220.841	31.526	31.525
Total Otros activos no financieros	7.977.471	7.777.070	122.712	120.474

b) El detalle de los pasivos no financieros al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31/03/2025	31/12/2024	31/03/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Subvenciones gubernamentales (obras FNDR)	19.062.637	19.849.801	-	-
Otras obras de terceros	17.377.753	15.640.277	-	-
Ingresos anticipados por venta de peajes	386.445	386.445	6.956.195	7.070.039
Otros pasivos no financieros	-	-	3.384.701	3.698.484
Total Otros pasivos no financieros	36.826.835	35.876.523	10.340.896	10.768.523

(*) 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 2.15.2.

El detalle de los ingresos anticipados por venta de peajes al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

Clientes	Fecha liquidación	Corrientes		No corrientes	
		31/03/2025	31/12/2024	31/03/2025	31/12/2024
		M\$	M\$	M\$	M\$
Hidroensur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	01/06/2042	91.929	91.929	1.493.854	1.516.837
Hidroensur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	01/06/2042	83.571	83.571	1.358.020	1.378.912
Hidroensur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	01/06/2042	23.102	23.102	788.073	800.067
Hidroensur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	01/12/2043	27.537	27.537	495.439	502.323
Hidroensur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	01/08/2042	47.223	47.223	363.121	368.707
Hidroensur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	01/06/2045	16.371	16.371	331.274	335.366
Hidroensur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	01/11/2046	14.852	14.852	332.612	336.325
Hidroensur, Hidronalcas e Hidropalmar (*)	01/08/2042	17.397	17.397	286.147	290.496
Hidroensur, Hidronalcas, Hidropalmar, Hidro Ensenada e Hidrobonito (*)	-	48.796	48.796	1.049.183	1.061.384
Parque Eólico Cabo Leones I S.A. (*)	31/12/2047	-	-	150.903	159.519
Ibereólica Cabo Leones II S.A. (*)	31/12/2047	-	-	150.903	159.519
Eólica La Esperanza S.A. (**)	31/03/2036	15.667	15.667	156.667	160.584
Total Clientes		386.445	386.445	6.956.195	7.070.039

(*) 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 marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024, 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.

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, Edelayesen y STA.

22.1.3 Otras reservas

El detalle al 31 de marzo de 2025 de otras reservas es el siguiente:

Movimientos Otras reservas	Saldo inicial al 01/01/2025	Reserva de diferencias de cambio en conversiones	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Saldo final al 31/03/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$
Reserva de diferencias de cambio en conversiones, neta de impuestos diferidos	39.616.976	(5.796.835)	-	33.820.141
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	(633.182)	-	(183.738)	(816.920)
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	80.716.953	(5.796.835)	(183.738)	74.736.380

El detalle al 31 de marzo 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 31/03/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Reserva de diferencias de cambio en conversiones, neta de impuestos diferidos	24.122.357	12.061.295	-	36.183.652
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)	-	(86.636)	(883.129)
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	12.061.295	(86.636)	77.033.682

(*) 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 marzo de 2025 y 2024, es el siguiente:

Reservas de diferencias de cambio en conversiones		31/03/2025	31/03/2024
		M\$	M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	5.041.626	4.827.231
Sagesa Generación S.A.	SAGESA GX	8.083.890	8.424.465
STA II S.A.	STA II	(241.225)	74.020
Sagesa S.A.	SAGESA TX	(15.570)	(15.570)
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	STC	7.528.006	8.775.521
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	STN	9.938.690	10.746.967
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	SATT	7.553.131	8.603.588
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	CABO LEONES	1.726.573	1.924.171
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	(6.242.240)	(7.885.943)
Tolchén Transmisión SpA	TOLCHÉN	447.260	709.202
Total Reservas de diferencias de cambio en conversiones		33.820.141	36.183.652

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 marzo de 2025 es el siguiente:

Movimientos Ganancias (pérdidas) acumuladas	Utilidad líquida distributable acumulada	Ajustes de primera adopción no realizados	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2025	145.100.737	373.036	145.473.773
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	17.216.478	-	17.216.478
Provisión dividendo mínimo del ejercicio	(5.164.944)	-	(5.164.944)
Total movimientos	12.051.534	-	12.051.534
Saldo final al 31/03/2025	157.152.271	373.036	157.525.307

La utilidad distributable del período 2025, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2025, esto es M\$17.216.478.

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

Movimientos Ganancias (pérdidas) acumuladas	Utilidad líquida distribuible 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	4.994.691	-	4.994.691
Provisión dividendo mínimo del ejercicio	(1.498.407)	-	(1.498.407)
Total movimientos	3.496.284	-	3.496.284
Saldo final al 31/03/2024	106.955.765	373.036	107.328.801

La utilidad distribuible 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\$4.994.691.

22.2. Gestión de capital

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

22.3. Restricciones a la disposición de fondos

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

Al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024, 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 marzo de 2025 y 2024 y los efectos en ganancia de los no controladores al 31 de marzo de 2025 y 2024, son los siguientes:

RUT	Razón social	Nombre abreviado	% Participación		Patrimonio filiales		Participaciones no controladoras	
			31/03/2025	31/12/2024	31/03/2025	31/12/2024	31/03/2025	31/12/2024
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSÉN	6,762675%	6,762675%	103.796.511	102.855.852	7.019.421	6.955.807
77.708.654-5	Sagesa Generación S.A.	SAGESA GX	0,001334%	0,001334%	29.886.704	31.792.189	399	424
76.186.388-6	Sagesa S.A.	SAGESA TX	0,001334%	0,001334%	21.906.347	21.686.488	292	289
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	0,083632%	0,083632%	268.254.485	268.263.619	224.347	224.354
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	0,626256%	0,626256%	212.034.156	206.811.773	1.327.876	1.295.171
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	0,030642%	0,030642%	342.688.418	332.989.793	105.006	102.035
77.729.726-0	STA II S.A.	STA II	0,030642%	0,030642%	36.482.243	39.768.413	11.178	12.186
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	0,141435%	0,141435%	254.838.588	244.562.172	360.431	345.899
Totales							9.048.950	8.936.165

RUT	Razón social	Nombre abreviado	% Participación		Resultado filiales		Participaciones no controladoras		
			01/01/2025 31/03/2025	01/01/2024 31/03/2024	01/01/2025 31/03/2025	01/01/2024 31/03/2024	01/01/2025 31/03/2025	01/01/2024 31/03/2024	
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	6,762675%	6,762675%	1.346.864	68.383	91.084	4.625	
77.708.654-5	Sagesa Generación S.A.	SAGESA GX	0,001334%	0,001334%	(619.305)	987.141	(8)	13	
76.186.388-6	Sagesa S.A.	SAGESA TX	0,001334%	0,001334%	962.691	793.445	13	11	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	0,083632%	0,083632%	224.980	(1.336.271)	187	(1.118)	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	0,626256%	0,626256%	7.495.743	8.756.363	46.942	54.837	
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	0,030642%	0,030642%	17.863.199	(6.567.622)	5.473	(2.013)	
77.729.726-0	STA II S.A.	STA II	0,030642%	0,030642%	(1.090.597)	1.086.854	(335)	332	
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	0,141435%	0,141435%	14.980.361	(8.375.118)	21.187	(11.845)	
Totales							164.543	44.842	

23. Ingresos

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado Intermedio de Resultados Integrales al 31 de marzo de 2025 y 2024, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2025 31/03/2025	01/01/2024 31/03/2024
	M\$	M\$
Venta de Energía	242.208.303	222.136.026
Distribución	182.209.748	169.391.488
Residencial	87.259.095	81.373.234
Comercial	46.630.832	44.519.480
Industrial	16.151.195	15.439.434
Otros (*)	32.168.626	28.059.340
Transmisión	32.178.611	27.622.796
Generación y Comercialización	27.819.944	25.121.742
Otros ingresos	9.691.932	9.417.954
Apoyos	201.380	172.431
Arriendo medidores	302.016	285.553
Cargo por pago fuera de plazo	2.307.945	2.808.836
Mantenimiento de líneas de transmisión	6.573.598	5.700.834
Otros	306.993	450.300
Total Ingresos de actividades ordinarias	251.900.235	231.553.980

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

Otros Ingresos de actividades ordinarias de Distribución	01/01/2025 31/03/2025	01/01/2024 31/03/2024
	M\$	M\$
Agrícola	13.508.600	12.008.415
Transporte	16.905	12.641
Municipal	7.557.885	6.484.009
Alumbrado público	5.587.998	5.098.114
Otros	5.497.238	4.456.161
Total Otros Ingresos de actividades ordinarias de Distribución	32.168.626	28.059.340

Otros ingresos

Otros ingresos	01/01/2025	01/01/2024
	31/03/2025	31/03/2024
	M\$	M\$
Prestación de servicios	967.747	702.709
Construcción de obras y trabajos a terceros	9.521.273	5.428.868
Venta de materiales, equipos y servicios	241.961	4.675.845
Arrendamientos	751.135	794.434
Intereses créditos y préstamos	118.088	61.705
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	208.678	639.018
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	6.501	8.591
Otros ingresos	863.037	1.148.004
Total Otros ingresos	12.678.420	13.459.174

A continuación, se presenta la clasificación de ingresos ordinarios y otros ingresos al 31 de marzo de 2025 y 2024 según la clasificación establecida por NIIF 15:

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2025	01/01/2024
	31/03/2025	31/03/2024
	M\$	M\$
Reconocimientos de ingresos a lo largo del tiempo		
Venta de energía distribución	182.209.748	169.391.488
Transmisión	32.178.611	27.622.796
Generación y comercialización	27.819.944	25.121.742
Otros ingresos	9.691.932	9.417.954
Total Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo	251.900.235	231.553.980
Total Ingresos de actividades ordinarias	251.900.235	231.553.980
Otros ingresos	01/01/2025	01/01/2024
	31/03/2025	31/03/2024
	M\$	M\$
Reconocimientos de ingresos a lo largo del tiempo		
Prestación de servicios	967.747	702.709
Construcción de obras y trabajos a terceros	9.521.273	5.428.868
Intereses créditos y préstamos	118.088	61.705
Arrendamientos	751.135	794.434
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	6.501	8.591
Otros Ingresos	863.037	1.148.004
Total Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo	12.227.781	8.144.311
Reconocimientos de ingresos en un punto del tiempo		
Venta de materiales y equipos	241.961	4.675.845
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	208.678	639.018
Total Ingresos reconocidos en un punto del tiempo	450.639	5.314.863
Total Otros ingresos	12.678.420	13.459.174

24. Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado Intermedio de Resultados Integrales al 31 de marzo de 2025 y 2024 es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	01/01/2025 31/03/2025	01/01/2024 31/03/2024
	M\$	M\$
Compras de energías y peajes	133.739.567	126.003.768
Combustibles para generación, materiales y servicios consumidos	15.807.798	14.338.836
Total Materias primas y consumibles utilizados	149.547.365	140.342.604

25. Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado Intermedio de Resultados Integrales al 31 de marzo de 2025 y 2024 es el siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	01/01/2025 31/03/2025	01/01/2024 31/03/2024
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	22.732.743	21.263.456
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	705.194	747.626
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	1.446.652	1.120.014
Activación costo de personal	(2.278.669)	(2.080.049)
Total Gastos por beneficios a los empleados	22.605.920	21.051.047

26. Gasto por Depreciación y Amortización

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado Intermedio de Resultados Integrales al 31 de marzo de 2025 y 2024 es el siguiente:

Gasto por depreciación y amortización	01/01/2025 31/03/2025	01/01/2024 31/03/2024
	M\$	M\$
Depreciaciones de Propiedades, Planta y Equipo	14.736.690	12.739.387
Amortizaciones de Intangibles	2.042.708	1.842.710
Amortizaciones de Activos por derecho de uso	410.818	284.305
Total Gasto por depreciación y amortización	17.190.216	14.866.402

27. Pérdida por deterioro

El detalle de los rubros referidos a deterioros al 31 de marzo de 2025 y 2024 es el siguiente:

Ganancia (pérdida) por deterioro	01/01/2025 31/03/2025	01/01/2024 31/03/2024
	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	839.953	866.674
Total Ganancia (pérdida) por deterioro	839.953	866.674

28. Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado Intermedio de Resultados Integrales al 31 de marzo de 2025 y 2024 es el siguiente:

Otros gastos, por naturaleza	01/01/2025 31/03/2025	01/01/2024 31/03/2024
	M\$	M\$
Operación y mantención sistema eléctrico	12.355.947	9.546.936
Sistema generación	1.647.989	1.529.801
Mantención medidores, ciclo comercial	5.823.023	5.241.775
Operación vehículos, viajes y viáticos	1.241.603	1.200.846
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	76.316	171.420
Provisiones y castigos	212.295	526.644
Gastos de administración y otros servicios prestados	4.895.290	6.236.440
Egresos por construcción de obras a terceros	6.109.408	3.671.541
Otros gastos por naturaleza	582.497	830.976
Total Otros gastos, por naturaleza	32.944.368	28.956.379

29. Resultados Financieros

El detalle de los ingresos y costos financieros al 31 de marzo de 2025 y 2024, es el siguiente:

Resultado financiero	01/01/2025	01/01/2024
	31/03/2025	31/03/2024
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	462.579	430.574
Ingresos financieros	462.579	430.574
Gastos por préstamos bancarios	(3.534.845)	(1.959.150)
Gastos por bonos	(10.718.645)	(10.024.616)
Otros gastos financieros	(1.431.328)	(1.360.189)
Activación gastos financieros	2.080.047	1.880.855
Costos financieros	(13.604.771)	(11.463.100)
Resultados por unidades de reajuste	(11.394.474)	(6.962.026)
Positivas	11.664.576	9.936.420
Negativas	(6.245.246)	(24.468.723)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	5.419.330	(14.532.303)
Total Resultado financiero	(19.117.336)	(32.526.855)

30. Otras ganancias (pérdidas)

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado Intermedio de Resultados Integrales al 31 marzo de 2025 y 2024, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	01/01/2025	01/01/2024
	31/03/2025	31/03/2024
	M\$	M\$
Ingresos por enajenación de Activo Fijo	76.031	1.203.387
Egresos por enajenación de Activo Fijo	(21.172)	(1.296.412)
Total Otras ganancias (pérdidas)	54.859	(93.025)

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		Otros		Consolidado	
	01/01/2025	01/01/2024	01/01/2025	01/01/2024	01/01/2025	01/01/2024	01/01/2025	01/01/2024	01/01/2025	01/01/2024
	31/03/2025	31/03/2024	31/03/2025	31/03/2024	31/03/2025	31/03/2024	31/03/2025	31/03/2024	31/03/2025	31/03/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)										
Ingresos de actividades ordinarias	181.493.759	163.303.638	32.220.625	27.622.796	14.093.334	11.765.397	(5.490.132)	5.700.834	251.900.235	231.553.980
Otros ingresos	2.108.788	3.138.444	2.886.846	1.562.290	49.829	70.494	7.624.842	8.660.656	12.678.420	13.459.174
Materias primas y consumibles utilizados	(118.052.018)	(102.668.773)	(3.334.881)	(304.155)	(8.018.377)	(8.489.109)	10.531.125	(5.883.466)	(149.547.365)	(140.342.604)
Gastos por beneficios a los empleados	(10.447.465)	(9.862.447)	(4.170.921)	(6.254.204)	(1.018.138)	(1.002.037)	(6.940.002)	(3.817.394)	(22.605.920)	(21.051.047)
Gasto por depreciación y amortización	(10.953.395)	(8.889.212)	(5.670.534)	(5.450.805)	(406.400)	(417.845)	(159.887)	(108.540)	(17.190.216)	(14.866.402)
Otros gastos, por naturaleza	(23.644.585)	(22.270.368)	(3.348.827)	(1.183.214)	(2.624.564)	(2.668.490)	(3.187.410)	(2.702.162)	(32.944.368)	(28.956.379)
Otras ganancias (pérdidas)	54.859	(93.025)	-	-	-	-	-	-	54.859	(93.025)
Ingresos financieros	271.311	237.628	37.420	29.341	20.939	158	101.913	104.977	462.579	430.574
Costos financieros	(6.841.554)	(4.687.129)	(4.253.925)	(4.369.274)	(162.827)	(139.299)	(2.333.875)	(2.331.927)	(13.604.771)	(11.463.100)
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	(764.543)	(698.868)	(19.684)	(15.907)	(451)	(634)	33.835	(145.886)	(839.953)	(866.674)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	664.332	3.744	9.508.316	(22.892.908)	(881.416)	348.689	(3.482.901)	8.007.297	5.419.330	(14.532.303)
Resultados por unidades de reajuste	(8.308.477)	(4.728.324)	(1.219.928)	(861.603)	129.004	8.434	(1.999.620)	(1.391.220)	(11.394.474)	(6.962.026)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	5.581.012	12.785.308	22.634.507	(12.117.643)	1.180.933	(524.242)	(5.302.112)	6.093.169	22.388.356	6.310.168
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	(1.039.181)	(4.947.639)	(6.243.894)	5.020.646	(144.142)	167.545	2.034.719	(1.524.500)	(5.007.335)	(1.270.635)
Ganancia (pérdida)	4.541.831	7.837.669	16.390.613	(7.096.997)	1.036.791	(356.697)	(3.267.393)	4.568.669	17.381.021	5.039.533
Ganancia (pérdida), atribuible a										
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	4.541.831	7.837.669	16.390.613	(7.096.997)	1.036.791	(356.697)	(3.267.393)	4.568.669	17.216.478	4.994.691
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	164.543	44.842
Ganancia (pérdida)	4.541.831	7.837.669	16.390.613	(7.096.997)	1.036.791	(356.697)	(3.267.393)	4.568.669	17.381.021	5.039.533

Estado de Situación Financiera	Distribución		Transmisión		Generación		Comercialización		Otros		Consolidado	
	31/03/2025	31/12/2024	31/03/2025	31/12/2024	31/03/2025	31/12/2024	31/03/2025	31/12/2024	31/03/2025	31/12/2024	31/03/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS												
Activos corrientes	367.682.492	379.663.497	69.712.106	74.595.875	12.196.403	11.907.790	20.312.566	20.487.281	15.149.734	1.097.020	485.053.301	487.751.463
Activos no corrientes	1.298.423.234	1.267.279.369	1.006.294.964	1.017.522.478	105.050.327	108.074.379	11.613.123	10.701.214	750.400	(901.263)	2.422.132.048	2.402.676.177
TOTAL ACTIVOS	1.666.105.726	1.646.942.866	1.076.007.070	1.092.118.353	117.246.730	119.982.169	31.925.689	31.188.495	15.900.134	195.757	2.907.185.349	2.890.427.640
PASIVOS												
Pasivos corrientes	323.779.566	411.023.333	66.444.305	77.801.056	5.473.589	5.630.920	24.424.960	22.257.555	152.495.600	118.061.505	572.618.020	634.774.369
Pasivos no corrientes	907.362.622	806.862.335	666.273.606	680.750.289	28.552.931	28.099.473	1.484.118	1.551.638	5.836.399	19.515.629	1.609.509.676	1.536.779.364
TOTAL PASIVOS	1.231.142.188	1.217.885.668	732.717.911	758.551.345	34.026.520	33.730.393	25.909.078	23.809.193	158.331.999	137.577.134	2.182.127.696	2.171.553.733
PATRIMONIO												
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	273.214.036	289.953.463	339.058.662	312.566.393	29.886.704	31.792.189	6.016.610	7.379.302	67.832.691	68.246.395	716.008.703	709.937.742
Participaciones no controladoras	8.571.644	8.475.332	465.729	448.223	399	424	-	-	11.178	12.186	9.048.950	8.936.165
PATRIMONIO TOTAL	281.785.680	298.428.795	339.524.391	313.014.616	29.887.103	31.792.613	6.016.610	7.379.302	67.843.869	68.258.581	725.057.653	718.873.907
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	1.512.927.868	1.516.314.463	1.072.242.302	1.071.565.961	63.913.623	65.523.006	31.925.688	31.188.495	226.175.868	205.835.715	2.907.185.349	2.890.427.640

32. Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales incurridos al 31 de marzo de 2025 y 2024 es el siguiente:

Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/03/2025	31/03/2024
		M\$	M\$
Proyectos de inversión	Inversión	1.120.217	251.391
Reforestaciones	Inversión	358.419	119.640
Evaluación plan de manejo	Inversión	37.954	2.057
Evaluación plan de manejo	Costo	1.885	-
Gestión de residuos	Costo	195.053	12.715
Otros gastos medioambientales	Costo	12.417	181
Reforestaciones	Costo	116.952	-
Otros gastos medioambientales	Inversión	448	2.061
Permisos sectoriales y otros	Inversión	80	-
Asesorías medioambientales	Costo	43.199	-
Asesorías medioambientales	Inversión	1.204	-
Totales		1.887.828	388.045

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 marzo de 2025 son las siguientes:

Relación	Activos comprometidos			2025	2026	2027	2028	2029
	Tipo de garantía	Moneda	Total	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	CLP	38.655.799	27.435.758	6.392.332	4.827.709	-	-
Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	8.350.696	5.949.930	1.936.448	188.092	276.226	-
Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	22.817.973	11.977.396	4.984.507	-	207.725	5.648.345
			69.824.468	45.363.084	13.313.287	5.015.801	483.951	5.648.345

34. Caucciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de marzo de 2025, 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\$30.881.700 (M\$47.437.933 al 31 de marzo de 2024).

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 marzo de 2025 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 notaria. 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 marzo de 2025 este indicador es de 6,31.

- 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 marzo de 2025 este indicador es de 3,87

- 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 abril 2024 – marzo 2025 la Sociedad distribuyó 4.454 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad distribuyó 4.393 GWh por los anteriores 12 meses móviles (Abril 2023 – Marzo 2024), a marzo de 2025 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferidos activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción

Al 31 de marzo de 2025 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 prepagó 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 Marzo de 2025 este indicador es de 6,17.

- 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 marzo de 2025 este indicador es de 3,96.

Al 31 de marzo de 2025, 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 marzo de 2025 este indicador es de 6,17.

- 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 marzo de 2025 este indicador es de 3,96.

Al 31 de marzo de 2025, 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 marzo de 2025 este indicador es de 6,31.
- 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 marzo de 2025 este indicador es de 3,87.
- 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 abril 2024 - marzo 2025 la Sociedad distribuyó 4.454 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad distribuyó 4.393 GWh por los anteriores 12 meses móviles (abril 2023 - marzo 2024) Adicionalmente, hasta el cierre de marzo de 2025 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferidos activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de marzo de 2025, 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 marzo de 2025 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 marzo de 2025 este indicador es de 3,02.

- 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 marzo de 2025 este indicador es de 3,57

Al 31 de marzo de 2025, 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 marzo de 2025 este indicador es de 3,02.

- 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 marzo de 2025 este indicador es de 3,57.

Al 31 de marzo de 2025 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 marzo de 2025 este indicador es de 2,95.

- 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 Marzo de 2025 este indicador es de 3,57.

Al 31 de marzo de 2025, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

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

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de marzo de 2025 este indicador es de 3,02.
- 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 abril 2024 - marzo 2025, la Sociedad junto a sus filiales, distribuyó 3.222 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad distribuyó 3.178 GWh por los anteriores 12 meses móviles (abril 2023 - marzo 2024). Adicionalmente, hasta el cierre de marzo de 2025 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferidos activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de marzo de 2025, 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 marzo de 2025 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 marzo de 2025 este indicador es de 2,55.

- 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 marzo de 2025 este indicador es de 4,77.

Al 31 de marzo de 2025, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie M

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 Francisco Javier Leiva Carvajal con fecha 9 de enero de 2025. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie M fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 1201.

Con fecha 28 de enero de 2025, la Sociedad colocó un total de 4.000 bonos de la serie M, 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 7,0 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

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. En caso que alguna de las partidas señaladas precedentemente no aparezca en los Estados Financieros del Emisor, significará que no existe para el periodo correspondiente y el cálculo se efectuará omitiendo la misma. Para efectos de este número y el número Tres siguiente se entenderá como “EBITDA Ajustado” 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, más o menos el valor de 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, 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 marzo de 2025 este indicador es de 2,55.

- 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. Al 31 de marzo de 2025 este indicador es de 4,77.

Al 31 de Marzo de 2025, 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 marzo 2025 este indicador es de 2,55.

- 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 abril 2024 - marzo 2025, la Sociedad distribuyó 1.232 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad distribuyó 1.214 GWh por los anteriores 12 meses móviles (abril 2023 – marzo 2024). Adicionalmente, a cierre de marzo de 2025 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferidos activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de Marzo de 2025, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

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 marzo de 2025 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 marzo de 2025 este indicador es de 1,75.

- 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 Marzo de 2025 este indicador es de 7,83.
- 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 Marzo de 2025, la capacidad instalada de transmisión fue de 3.231 MVA, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de Marzo de 2025 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 marzo de 2025 este indicador es de 1,75.
- 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 marzo de 2025 este indicador es de 7,83.
- 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 marzo de 2025, la capacidad instalada de transmisión fue de 3.231 MVA, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de marzo de 2025, 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 2025, 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 marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024, es la siguiente:

RUT	Razón Social	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	31/03/2025							
					Activos corrientes	Activos no corrientes	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Ingresos ordinarios	Ganancia (pérdida) neta	Resultado integral	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Filial	CLP	35.519.750	589.702.052	46.911.938	323.471.276	23.246.695	14.980.361	14.770.524	
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	Filial	CLP	76.472.902	160.871.131	31.113.056	102.434.466	14.055.178	1.346.864	1.344.718	
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Filial	CLP	17.440.013	65.678.980	13.416.135	35.711.400	12.995.201	2.059.830	2.054.747	
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Filial	USD	20.312.566	11.613.123	24.424.961	1.484.118	25.614.984	(1.401.403)	(1.362.691)	
77.729.726-0	STA II S.A.	Chile	Filial	USD	23.079.983	63.746.153	20.819.636	29.487.956	25.594.176	(1.092.626)	(3.288.177)	
77.708.654-5	Sagesa Generación S.A.	Chile	Filial	USD	9.827.478	52.131.294	3.519.138	28.552.930	1.802.600	(619.305)	(1.905.484)	
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	Filial	USD	14.000.531	49.557.185	7.290.270	14.208.373	9.312.108	1.533.029	(469.332)	
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Chile	Filial	USD	2.466.647	70.176.970	572.246	37.354.721	326.917	(232.899)	(1.827.884)	
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Filial	USD	13.768.463	210.619.303	12.644.703	170.836.092	3.041.434	1.684.208	(81.803)	
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Filial	CLP	3.897.861	52.984.980	3.104.472	31.871.054	1.867.681	962.766	508.696	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Filial	CLP	233.704.745	850.840.148	161.720.782	647.514.651	124.951.930	318.218	151.448	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Filial	CLP	148.207.060	500.426.768	173.372.032	262.867.640	72.800.227	7.495.743	7.471.106	
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	Filial	USD	69.712.107	1.006.294.961	66.444.305	666.273.606	38.794.224	17.898.200	14.295.415	
77.227.557-9	Saesa Gestión y Logística SpA	Chile	Filial	CLP	1.917	-	-	-	-	-	-	
77.227.565-K	Saesa Innova Soluciones SpA	Chile	Filial	CLP	20.198.990	12.447.688	8.467.529	22.406.172	7.399.267	(242.588)	(233.273)	
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	Filial	USD	1.801.025	41.477.429	1.717.445	31.871.054	1.627.599	755.654	301.583	
76.389.448-7	Toichén Transmisión SpA	Chile	Filial	USD	911.505	28.957.699	767.263	23.323.384	999.401	472.867	204.603	

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\$	
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	73.663.369	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	Toichén Transmisión SpA	Chile	Filial	USD	860.166	30.463.368	696.186	24.933.078	3.846.916	1.721.497	2.230.011	

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			31/03/2025								
RUT	Razón social	País de origen	Acreedor	País de origen	Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	Corrientes			No corrientes			
								Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Total No corrientes	
								MS	MS	MS	MS	MS	MS	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Estado	Chile	CLP	0,48%	0,48%	-	15.880.363	15.880.363	-	-	-	-
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 Scotiabank	Chile	CLP	0,48%	0,48%	131.417	10.291.313	10.422.730	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	0,51%	0,51%	262.833	20.582.667	20.845.500	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	0,47%	0,47%	25.352.500	-	25.352.500	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	0,45%	0,45%	15.204.000	-	15.204.000	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Estado	Chile	CLP	0,48%	0,48%	20.272.000	-	20.272.000	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	0,47%	0,47%	10.158.570	-	10.158.570	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	0,50%	0,50%	20.279.460	-	20.279.460	-	-	-	-
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	0,47%	0,47%	20.292.000	-	20.292.000	-	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	0,47%	0,47%	23.248.854	-	23.248.854	-	-	-	-
Totales								151.592.007	73.222.167	224.814.224				

Entidad deudora			Entidad acreedora			31/12/2024								
RUT	Razón social	País de origen	Acreedor	País de origen	Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	Corrientes			No corrientes			
								Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Total No corrientes	
								MS	MS	MS	MS	MS	MS	
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 Itaú	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%	10.137.363	-	10.137.363	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	0,49%	0,49%	13.220.875	-	13.220.875	-	-	-	-
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 Scotiabank	Chile	CLP	0,48%	0,48%	20.296.560	-	20.296.560	-	-	-	-
Totales								188.022.339	91.400.715	279.432.204				

b) Bonos

Resumen de Bonos por moneda y vencimientos:

Entidad deudora			Entidad acreedora			31/03/2025													
RUT	Razón social	País de origen	Acreedor	País de origen	Constato de Bonos / N° de Registro	Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	Corrientes			No corrientes							
									Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes		
									MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS		
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie I / N°765	UF	3,67%	3,60%	-	4.405.536	4.405.536	4.324.364	4.208.101	4.072.029	3.965.840	3.912.489	25.853.209		
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie I / N°797	UF	3,94%	3,75%	5.897.712	5.815.607	11.713.319	11.384.889	11.056.464	10.728.034	10.399.608	98.314.556	81.883.151		
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie O / N°742	UF	3,26%	3,20%	-	2.469.620	2.469.620	2.469.620	2.469.620	2.469.620	3.939.031	85.620.514	99.397.406		
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie A / N°713	UF	3,26%	2,80%	1.622.234	1.622.234	3.244.468	3.244.468	3.244.468	3.244.468	3.244.468	162.916.011	175.893.907		
76.073.162-5	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie G / N° 663	UF	3,89%	3,29%	-	4.086.468	4.086.468	4.574.195	4.461.940	4.349.684	4.217.428	21.299.243	38.922.491		
76.073.162-5	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie M / N°305	UF	3,85%	3,85%	-	2.866.807	2.866.807	2.966.570	2.966.570	2.966.570	2.966.570	92.621.033	104.487.333		
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Bice	Chile	BONO SERIE N°N792	UF	3,86%	3,90%	-	4.550.611	4.550.611	4.550.611	4.550.611	4.550.611	4.550.611	134.884.773	151.097.217		
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	BONO SERIE E/N°646	UF	4,05%	4,00%	-	6.223.058	6.223.058	6.223.058	6.223.058	58.083.858	109.940.697	186.693.728			
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	BONO SERIE E/N°945	UF	3,70%	3,50%	-	3.694.940	3.694.940	3.694.940	3.694.940	3.694.940	249.894.657	264.674.419			
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	UMB BANK, NATIONAL ASSOCIATION	EEUU	BONO STA	USD	4,26%	4,00%	-	14.867.892	14.867.892	14.867.892	14.867.892	14.867.892	401.433.084	460.904.652			
Totales									7.518.946	51.281.773	58.797.719	58.908.610	57.733.765	57.166.817	113.348.354	1.806.246.897	1.991.795.183		

Entidad deudora			Entidad acreedora			31/12/2024													
RUT	Razón social	País de origen	Acreedor	País de origen	Constato de Bonos / N° de Registro	Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	Corrientes			No corrientes							
									Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes		
									MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS		
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie I / N°765	UF	3,67%	3,60%	2.244.687	2.213.531	4.458.218	4.333.955	4.208.971	4.084.347	3.959.723	11.135.505	27.718.141		
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie I / N°797	UF	3,94%	3,75%	-	11.569.540	11.569.540	11.245.141	10.920.747	10.596.349	10.271.954	97.843.885	80.878.046		
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie O / N°742	UF	3,26%	3,20%	1.218.653	1.218.653	2.439.306	2.439.306	2.439.306	2.439.306	2.439.306	89.639.745	99.396.569		
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie A / N°713	UF	2,74%	2,80%	-	3.204.643	3.204.643	3.204.643	3.204.643	3.204.643	3.204.643	160.916.201	174.734.832		
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie G / N°663	UF	3,24%	3,20%	2.356.058	2.328.320	4.684.378	4.573.488	4.462.409	4.351.751	4.240.853	23.116.644	40.745.325		
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Bice	Chile	BONO SERIE N°N792	UF	3,86%	3,90%	-	6.146.670	6.146.670	6.146.670	6.146.670	57.368.911	108.591.101	184.400.111			
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie E / N°646	UF	4,05%	4,00%	-	4.494.753	4.494.753	4.494.753	4.494.753	4.494.753	133.229.081	151.208.093			
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie I / N°945	UF	3,75%	3,75%	-	3.649.586	3.649.586	3.649.586	3.649.586	3.649.586	246.827.235	261.425.577			
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	UMB BANK, NATIONAL ASSOCIATION	EEUU	BONO STA	USD	4,26%	4,26%	7.772.388	7.772.388	15.544.776	15.544.776	15.544.776	15.544.776	15.544.776	427.483.340	489.660.644		
Totales									11.552.786	42.491.084	54.013.470	55.634.598	55.072.021	54.512.215	105.134.505	1.238.776.481	1.509.167.518		

38. Moneda Extranjera

ACTIVOS CORRIENTES	Moneda de origen	31/03/2025	31/12/2024
		M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	CLP	71.587.783	68.054.574
Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	2.206.567	2.788.607
Otros activos no financieros corrientes	CLP	7.977.471	7.777.070
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	CLP	315.898.145	323.818.201
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	UF	822.889	883.886
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	CLP	6.439.732	5.773.984
Inventarios corrientes	CLP	63.138.096	60.486.443
Inventarios corrientes	USD	-	3.401.299
Activos por impuestos corrientes, corriente	CLP	16.780.124	4.102.851
Activos por impuestos corrientes, corriente	USD	202.494	10.664.548
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		485.053.301	487.751.463
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	CLP	481.821.351	470.013.123
	USD	2.409.061	16.854.454
	UF	822.889	883.886
		485.053.301	487.751.463
ACTIVOS NO CORRIENTES	Moneda de origen	31/03/2025	31/12/2024
		M\$	M\$
Otros activos financieros no corrientes	CLP	5.151.725	5.025.260
Otros activos no financieros no corrientes	CLP	122.712	120.474
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	CLP	250.759.716	251.582.018
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	USD	3.228.253	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	UF	2.412.602	2.320.774
Activos intangibles distintos de la plusvalía	CLP	111.044.079	113.976.079
Plusvalía	CLP	232.727.276	232.785.633
Propiedades, planta y equipo	CLP	1.398.891.808	1.332.403.282
Propiedades, planta y equipo	USD	381.594.356	436.383.902
Activos por derecho de uso	CLP	5.900.771	2.769.632
Activos por impuestos diferidos	CLP	30.298.750	21.650.414
Activos por impuestos diferidos	USD	-	3.658.709
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		2.422.132.048	2.402.676.177
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	CLP	2.034.896.837	1.960.312.792
	USD	384.822.609	440.042.611
	UF	2.412.602	2.320.774
		2.422.132.048	2.402.676.177
TOTAL ACTIVOS	CLP	2.516.718.188	2.430.325.915
	USD	387.231.670	456.897.065
	UF	3.235.491	3.204.660
		2.907.185.349	2.890.427.640

PASIVOS CORRIENTES	Moneda de origen	31/03/2025	31/12/2024
		M\$	M\$
Otros pasivos financieros corrientes	CLP	220.283.174	274.427.001
Otros pasivos financieros corrientes	USD	926.400	6.575.163
Otros pasivos financieros corrientes	UF	32.459.376	25.029.801
Pasivos por arrendamientos corrientes	CLP	61.141	63.586
Pasivos por arrendamientos corrientes	USD	506.194	504.687
Pasivos por arrendamientos corrientes	UF	1.643.391	1.156.925
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	CLP	244.870.841	250.525.894
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	CLP	16.853.760	11.684.595
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	UF	276.829	324.338
Otras provisiones corrientes	CLP	7.134.422	7.414.919
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	CLP	4.865.130	2.133.076
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	USD	-	470
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	CLP	5.910.527	19.057.391
Otros pasivos no financieros corrientes	CLP	23.193.040	35.876.523
Otros pasivos no financieros corrientes	UF	13.633.795	-
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		572.618.020	634.774.369
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	CLP	523.172.035	601.182.985
	USD	1.432.594	7.080.320
	UF	48.013.391	26.511.064
		572.618.020	634.774.369

PASIVOS NO CORRIENTES	Moneda de origen	31/03/2025	31/12/2024
		M\$	M\$
Otros pasivos financieros no corrientes	USD	-	384.160.570
Otros pasivos financieros no corrientes	UF	1.240.967.127	786.973.274
Pasivos por arrendamientos no corrientes	CLP	33.686	40.958
Pasivos por arrendamientos no corrientes	USD	1.157.632	1.222.316
Pasivos por arrendamientos no corrientes	UF	3.789.036	1.098.100
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	CLP	126.511.179	121.889.018
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	UF	127.549.695	136.615.777
Pasivo por impuestos diferidos	CLP	75.466.514	71.552.378
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	CLP	23.693.911	22.458.450
Otros pasivos no financieros no corrientes	CLP	10.340.896	10.768.523
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		1.609.509.676	1.536.779.364
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	CLP	236.046.186	226.709.327
	USD	1.157.632	385.382.886
	UF	1.372.305.858	924.687.151
		1.609.509.676	1.536.779.364

TOTAL PASIVOS	CLP	759.218.221	827.892.312
	USD	2.590.226	392.463.206
	UF	1.420.319.249	951.198.215
		2.182.127.696	2.171.553.733

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 envió 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 períodos terminados al 31 de marzo de 2025 y 31 de diciembre de 2024, 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

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 29 de abril de 2025, se acordó no repartir dividendos, en atención a que la Sociedad no presentó utilidades en el ejercicio 2024.

En esta misma sesión se acordó la renovación del Directorio de la Sociedad, el que pasó a estar integrado por los señores Iván Díaz-Molina, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Luz Granier Bulnes, Shama Naqushbandi, Ashley Munroe, Jonathan Reay e Igor Romitelli.

Respecto al proceso noviembre 2020 – noviembre 2024, con fecha 07 de junio de 2024 el Ministerio de Energía (MEN) publicó el Decreto Exento N° 5T de 2024, el cual establece las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros regulados por las empresas concesionarias de distribución. Este decreto se encuentra actualmente en aplicación. El 21 de abril de 2025 fue publicado nuevamente el decreto, esta vez tomado de razón por la Contraloría General de la República (CGR). Se está a la espera de las instrucciones que defina la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) para la aplicación retroactiva de precios correspondientes al período noviembre de 2020 a mayo de 2024.

Adicionalmente, el 25 de abril de 2025, se publicó una modificación al decreto de peajes vigente, implementando las modificaciones introducidas por la Ley N° 21.472 de estabilización tarifaria. Esta ley busca mitigar el alza en las cuentas de electricidad e implementa un subsidio transitorio para el consumo eléctrico de clientes residenciales vulnerables durante 2024-2026.

El proceso de tarificación de sistemas medianos para el período noviembre 2022 – octubre 2026 se encuentra en curso. En abril de 2025 CNE publicó su Informe Técnico Definitivo, en base al cual el Ministerio de Energía elaborará el correspondiente decreto tarifario.

Entre el 1 de abril de 2025 y hasta la fecha de emisión de estos Estados Financieros Consolidados Intermedios, no se tiene conocimiento de otros hechos de carácter financiero o de otra índole, que afecten en forma significativa la situación financiera y/o los resultados presentados.