

Estados Financieros Consolidados Intermedios

**correspondientes al período terminado al
30 de junio de 2014 y al año terminado al
31 de diciembre de 2013**

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

En miles de pesos – M\$

INFORME DE REVISION DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los señores Accionistas y Directores de
Sociedad Austral de Electricidad S.A.

Hemos revisado el estado consolidado de situación financiera intermedio de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y afiliadas al 30 de junio de 2014 adjunto y los estados consolidados integrales de resultados intermedios por los períodos de seis y tres meses terminados el 30 de junio de 2014 y 2013 y los correspondientes estados consolidados de flujos de efectivo y de cambios en el patrimonio por los períodos de seis meses terminados en esas fechas.

Responsabilidad de la Administración

La Administración de Sociedad Austral de Electricidad S.A. es responsable por la preparación y presentación razonable de la información financiera intermedia de acuerdo con NIC 34 "Información Financiera Intermedia" incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) emitidas por el International Accounting Standard Board (IASB). Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y el mantenimiento de un control interno suficiente para proporcionar una base razonable para la preparación y presentación razonable de la información financiera intermedia, de acuerdo con el marco de preparación y presentación de información financiera aplicable.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad es realizar nuestra revisión de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile aplicables a revisiones de la información financiera intermedia. Una revisión de la información financiera intermedia consiste principalmente en aplicar procedimientos analíticos y efectuar indagaciones a las personas responsables de los asuntos contables y financieros. Es substancialmente menor en alcance que una auditoría efectuada de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile, cuyo objetivo es la expresión de una opinión sobre la información financiera. Por lo tanto, no expresamos tal tipo de opinión.

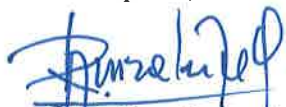
Conclusión

Basados en nuestra revisión, no tenemos conocimiento de cualquier modificación significativa que debiera hacerse a la información financiera intermedia para que esté de acuerdo con NIC 34 "Información Financiera Intermedia" incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera.

Otra materia

Anteriormente hemos efectuado una auditoría, de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile, sobre los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2013 y 2012 de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y afiliadas preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y emitimos una opinión sin modificaciones con fecha 18 de marzo de 2014, en los cuales se incluye el estado consolidado de situación financiera al 31 de diciembre de 2013 que se presenta en los estados financieros consolidados adjuntos, además de sus correspondientes notas.

Septiembre 10, 2014
Concepción, Chile



René González L.
Rut: 12.380.681-6

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Situación Financiera
 Al 30 de junio de 2014 (no auditado) y 31 de diciembre de 2013
 (En miles de pesos – M\$)

ACTIVOS	Nota	30/06/2014 M\$	31/12/2013 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	4	8.168.065	19.787.016
Otros activos no financieros corrientes		260.316	587.435
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	5	82.497.699	60.538.449
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	6	3.061.650	1.608.507
Inventarios corrientes	7	9.208.256	8.908.658
Activos por impuestos corrientes, corriente	8	2.222.148	3.331.735
Total de Activos Corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.		105.418.134	94.761.800
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		105.418.134	94.761.800
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros activos financieros no corrientes	9	7.598.526	8.138.324
Otros activos no financieros no corrientes		134.631	130.885
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	5	10.187.492	10.745.283
Activos Intangibles distintos de la plusvalía	10	24.458.775	23.746.860
Plusvalía	11	174.416.006	174.416.006
Propiedades, planta y equipo	12	341.487.287	335.865.747
Activos por impuestos diferidos	13	6.634.667	6.771.563
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		564.917.384	559.814.668
TOTAL ACTIVOS		670.335.518	654.576.468

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Situación Financiera
 Al 30 de junio de 2014 (no auditado) y 31 de diciembre de 2013
 (En miles de pesos – M\$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30/06/2014 M\$	31/12/2013 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	14	8.808.829	8.286.789
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	16	36.735.748	31.180.568
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	6	58.912.598	56.251.961
Otras provisiones corrientes	17	330.851	539.108
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	8	3.146.839	4.166.526
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	17	2.109.877	4.078.865
Otros pasivos no financieros corrientes	18	16.882.036	18.365.887
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		126.926.778	122.869.704
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		126.926.778	122.869.704
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	14	113.715.429	112.127.873
Pasivo por impuestos diferidos	13	12.579.499	13.116.767
Otros pasivos no financieros no corrientes	19	14.122.390	13.496.679
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	17	4.081.094	3.869.715
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		144.498.412	142.611.034
PATRIMONIO			
Capital emitido	20	304.501.634	304.501.634
Ganancias acumuladas	20	66.390.282	56.947.561
Otras reservas	20	22.786.108	22.548.690
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		393.678.024	383.997.885
Participaciones no controladoras	20	5.232.304	5.097.845
TOTAL PATRIMONIO		398.910.328	389.095.730
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		670.335.518	654.576.468

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Resultados Integrales

Por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2014 y 2013 (no auditados)
 (En miles de pesos – M\$)

Estado de Resultados Integrales		01/01/2014 al	01/01/2013 al	01/04/2014	01/04/2013
Ganancia	Nota	30/06/2014	30/06/2013	30/06/2014	30/06/2013
		M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias	21	142.173.128	123.091.868	76.755.740	66.968.214
Otros ingresos	21	10.301.242	10.057.300	5.975.517	5.805.629
Materias primas y consumibles utilizados	22	(102.147.405)	(84.999.003)	(55.127.966)	(45.854.582)
Gastos por beneficios a los empleados	23	(6.573.295)	(5.906.915)	(3.626.466)	(3.219.295)
Gasto por depreciación y amortización	24	(6.724.013)	(6.139.428)	(3.456.286)	(3.118.427)
Otros gastos, por naturaleza	25	(14.214.020)	(14.453.560)	(7.720.006)	(7.733.551)
Otras ganancias (pérdidas)		(25.121)	(39.522)	19.173	(117.752)
Ingresos financieros	26	768.771	841.916	386.589	399.831
Costos financieros	26	(2.833.523)	(3.043.417)	(1.444.817)	(1.403.894)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación		(1.054.232)	(87.736)	(197.126)	(135.827)
Diferencias de cambio	26	(433.643)	(391.883)	(43.602)	(548.508)
Resultados por unidades de reajuste	26	(3.001.021)	54.014	(1.761.534)	70.669
Ganancia, antes de impuestos		16.236.868	18.983.634	9.759.216	11.112.507
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	13	(2.579.371)	(3.756.095)	(1.534.495)	(2.345.341)
Ganancia procedente de operaciones continuadas		13.657.497	15.227.539	8.224.721	8.767.166
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas					
Ganancia		13.657.497	15.227.539	8.224.721	8.767.166
Ganancia, atribuible a					
Ganancia, atribuible a los propietarios de la controladora		13.489.602	15.062.660	8.121.876	8.666.583
Ganancia, atribuible a participaciones no controladoras	20	167.895	164.879	102.845	100.583
Ganancia		13.657.497	15.227.539	8.224.721	8.767.166
Ganancia por acción básica					
Ganancia por acción básica de operaciones continuadas	\$/acción	0,0014979	0,0016726	0,0009019	0,0009624
Ganancia por acción básica de operaciones discontinuadas	\$/acción	-	-	-	-
Ganancia por acción básica	\$/acción	0,0014979	0,0016726	0,0009019	0,0009624

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Otros Resultados Integrales
 Por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2014 y 2013 (no auditados)
 (En miles de pesos – M\$)

Estado del Resultado Integral	NOTA	01/01/2014 al 30/06/2014 M\$	01/01/2013 al 30/06/2013 M\$	01/04/2014 30/06/2014 M\$	01/04/2013 30/06/2013 M\$
Ganancia		13.657.497	15.227.539	8.224.721	8.767.166
Otro resultado integral					
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos					
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos		(183.914)	(35.914)	(140.538)	(14.282)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		(183.914)	(35.914)	(140.538)	(14.282)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos					
Diferencias de cambio por conversión					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de Impuestos		424.463	437.333	38.054	552.044
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencias de cambio por conversión		424.463	437.333	38.054	552.044
Coberturas del flujo de efectivo					
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		-	33.212	-	8.066
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		-	33.212	-	8.066
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos		(41.066)	(1.497.873)	185.544	(1.160.826)
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos		(41.066)	(1.497.873)	185.544	(1.160.826)
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período					
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	13	36.783	7.182	28.108	2.856
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		36.783	7.182	28.108	2.856
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período					
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	13	-	(6.642)	-	(1.613)
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período		-	(6.642)	-	(1.613)
Otro Resultado Integral		236.266	(1.062.702)	111.168	(613.755)
Resultado Integral Total		13.893.763	14.164.837	8.335.889	8.153.411
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral Atribuible a los propietarios de la Controladora		13.727.020	13.999.748	8.234.669	8.052.488
Resultado integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		166.743	165.089	101.220	100.923
Resultado Integral Total		13.893.763	14.164.837	8.335.889	8.153.411

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados de cambios en el patrimonio neto
 Por los períodos terminados al 30 de junio de 2014 y 2013 (no auditados)
 (En miles de pesos – M\$)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Cambio en otras reservas						Ganancias acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$	
				Superavit de Revaluación M\$	Reserva de diferencias de cambio en conversiones M\$	Reserva de coberturas de flujo de efectivo M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta M\$	Otras reservas varias M\$					Otras reservas M\$
Saldo Inicial al 01/01/2014	304.501.634	-	-	-	(595.718)	(1.679.794)	(133.693)	-	24.957.895	22.548.690	56.947.561	383.997.885	5.097.845	389.095.730
Ajustes de Períodos Anteriores														
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Períodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	304.501.634	-	-	-	(595.718)	(1.679.794)	(133.693)	-	24.957.895	22.548.690	56.947.561	383.997.885	5.097.845	389.095.730
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia											13.489.602	13.489.602	167.895	13.657.497
Otro resultado integral					396.445	(13.473)	(145.554)			237.418		237.418	(1.152)	236.266
Resultado integral												13.727.020	166.743	13.893.763
Dividendos											(4.046.881)	(4.046.881)		(4.046.881)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios														
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios													(32.284)	(32.284)
Otro incremento (decremento) en Patrimonio Neto														
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	396.445	(13.473)	(145.554)	-	-	237.418	9.442.721	9.680.139	134.459	9.814.598
Saldo Final al 30/06/2014	304.501.634	-	-	-	(199.273)	(1.693.267)	(279.247)	-	24.957.895	22.786.108	66.390.282	393.678.024	5.232.304	398.910.328

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Cambio en otras reservas						Ganancias acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$	
				Superavit de Revaluación M\$	Reserva de diferencias de cambio en conversiones M\$	Reserva de coberturas de flujo de efectivo M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta M\$	Otras reservas varias M\$					Otras reservas M\$
Saldo Inicial al 01/01/2013	304.501.634	-	-	-	(1.295.733)	(52.542)	(34.635)	-	24.957.895	23.574.985	46.799.271	374.875.890	4.804.365	379.680.255
Ajustes de Períodos Anteriores														
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Períodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	304.501.634	-	-	-	(1.295.733)	(52.542)	(34.635)	-	24.957.895	23.574.985	46.799.271	374.875.890	4.804.365	379.680.255
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia											15.062.660	15.062.660	164.879	15.227.539
Otro resultado integral					446.117	(1.480.666)	(28.363)			(1.062.912)		(1.062.912)	210	(1.062.702)
Resultado integral												13.999.748	165.089	14.164.837
Dividendos											(13.248.554)	(13.248.554)		(13.248.554)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios														
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios													(36.441)	(36.441)
Otro incremento (decremento) en Patrimonio Neto														
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	446.117	(1.480.666)	(28.363)	-	-	(1.062.912)	1.814.106	751.194	128.648	879.842
Saldo Final al 30/06/2013	304.501.634	-	-	-	(849.616)	(1.533.208)	(62.998)	-	24.957.895	22.512.073	48.613.377	375.627.084	4.933.013	380.560.097

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Flujo de Efectivo Directo

Por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2014 y 2013 (no auditados)
 (En miles de pesos – M\$)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01/01/2014 al 30/06/2014 M\$	01/01/2013 al 30/06/2013 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		160.466.420	149.654.479
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		160.377.364	149.567.394
Otros cobros por actividades de operación		59.054	-
		30.002	87.085
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(149.776.829)	(124.126.776)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(141.845.039)	(116.150.320)
Otros pagos por actividades de operación		(6.167.531)	(5.469.107)
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(1.764.259)	(2.507.349)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(810.100)	(775.290)
		-	12.666
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		9.879.491	24.765.079
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios, clasificados como actividades de inversión		(273.014)	-
Préstamos a entidades relacionadas		(818.000)	(4.405.000)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		4.510	23.930
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(14.556.592)	(15.732.734)
Cobros a entidades relacionadas		200.000	-
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		262.034	543.068
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(15.181.062)	(19.570.736)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos, clasificados como actividades de financiación		-	15.000.000
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		-	6.000.000
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		-	9.000.000
Préstamos de entidades relacionadas		15.104.795	13.808.365
Reembolsos de préstamos, clasificados como actividades de financiación		(1.963.771)	(69.738.096)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(8.800.474)	(6.059.062)
Importes procedentes de subvenciones del gobierno, clasificados como actividades de financiación		834.775	1.098.618
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación		(8.191.698)	(15.067.870)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación		(3.293.447)	(3.506.177)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(6.309.820)	(64.464.222)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(11.611.391)	(59.269.879)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(7.560)	(3.599)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(7.560)	(3.599)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(11.618.951)	(59.273.478)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período		19.787.016	66.279.419
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	4	8.168.065	7.005.941

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

ÍNDICE

1	Información General y Descripción del Negocio	10
2	Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas	11
2.1	Principios contables	11
2.2	Nuevos pronunciamientos contables	11
2.3	Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas	12
2.4	Período cubierto	13
2.5	Bases de preparación	13
2.6	Principios de consolidación y combinación de negocios	13
2.7	Moneda funcional	15
2.8	Bases de conversión	15
2.9	Compensación de saldos y transacciones	15
2.10	Propiedades, planta y equipo	15
2.11	Activos intangibles	17
2.11.1	Plusvalía comprada	17
2.11.2	Servidumbres	17
2.11.3	Programas informáticos	17
2.11.4	Costos de investigación y desarrollo	17
2.12	Deterioro de los activos	17
2.13	Arrendamientos	18
2.14	Instrumentos financieros	19
2.14.1	Activos Financieros no derivados	19
2.14.2	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	19
2.14.3	Pasivos financieros no derivados	20
2.14.4	Derivados y operaciones de cobertura	20
2.14.5	Instrumentos de patrimonio	21
2.15	Inventarios	21
2.16	Participación en asociadas o negocios conjuntos contabilizados por el método de la participación	21
2.17	Otros pasivos no financieros	21
2.17.1	Ingresos diferidos	21
2.17.2	Subvenciones estatales	22
2.17.3	Obras en construcción para terceros	22
2.18	Provisiones	22
2.19	Beneficios a los empleados	22
2.20	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	23
2.21	Impuesto a las ganancias	23
2.22	Reconocimiento de ingresos y gastos	24
2.23	Ganancias por acción	24
2.24	Dividendos	24
2.25	Estado de flujos de efectivo	24
3	Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	25
3.1	Generación eléctrica	25
3.2	Transmisión y subtransmisión	26
3.3	Distribución	26
3.4	Marco regulatorio	28
3.4.1	Aspectos generales	28
3.4.2	Ley Corta I	28
3.4.3	Ley Corta II	28
3.4.4	Ley Tokman	28
3.4.5	Ley ERNC	29
3.4.6	Ley que crea el Ministerio de Energía	29
3.4.7	Ley Net Metering	29
3.4.8	Ley de Concesiones	29
3.4.9	Ley de Licitación de ERNC	29
3.4.10	Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos	29
3.4.11	Otras modificaciones en curso	29
3.4.12	Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	30
4	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	31
5	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar	32
6	Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas	36
7	Inventarios	39
8	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	40
9	Otros Activos Financieros no Corriente	40
10	Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	41
11	Plusvalía Comprada	42

12	Propiedades, planta y equipo	43
13	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos.....	45
13.1	Impuesto a la renta.....	45
13.2	Impuestos diferidos	46
14	Otros Pasivos Financieros	47
15	Política de Gestión de Riesgos.....	53
15.1	Riesgo de negocio.....	53
15.1.1	Riesgo Regulatorio	53
15.2	Riesgo financiero.....	57
15.2.1	Tipo de cambio	57
15.2.2	Variación UF	57
15.2.3	Tasa de interés.....	58
15.2.4	Riesgo de liquidez.....	58
15.2.5	Riesgo de crédito.....	58
15.2.6	Instrumentos financieros por categoría	60
15.2.7	Valor Justo de instrumentos financieros.....	60
16	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	62
17	Provisiones.....	63
17.1	Provisiones corrientes	63
17.1.1	Otras Provisiones.....	63
17.1.2	Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados.....	64
17.2	Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados	64
17.3	Juicios y multas.....	67
17.3.1	Juicios.....	67
17.3.2	Multas	68
18	Otros Pasivos no Financieros Corrientes	68
19	Otros Pasivos no Financieros No Corrientes	68
20	Patrimonio	69
20.1	Patrimonio neto de la Sociedad.....	69
20.1.1	Capital suscrito y pagado	69
20.1.2	Dividendos	69
20.1.3	Otras reservas	69
20.1.4	Diferencias de conversión.....	70
20.1.5	Ganancias Acumuladas	71
20.2	Gestión de capital.....	71
20.3	Restricciones a la disposición de fondos	71
20.4	Participaciones no controladoras.....	71
21	Ingresos	72
22	Materias Primas y Consumibles Utilizados	72
23	Gastos por Beneficios a los Empleados.....	72
24	Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro	73
25	Otros Gastos por Naturaleza	73
26	Resultado Financiero.....	73
27	Información por Segmento	74
28	Hechos Posteriores	78
29	Medio Ambiente	78
30	Garantías Comprometidas con Terceros	79
31	Cauciones Obtenidas de Terceros.....	80
32	Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo	80
33	Información Financiera Resumida de Negocios Conjuntos	81
34	Información Adicional sobre Deuda Financiera.....	83
35	Moneda Extranjera	84

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Notas a los estados financieros consolidados intermedios

Al 30 de junio de 2014 (no auditado)
(En miles de pesos – M\$)

1 Información General y Descripción del Negocio

Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Ex Inversiones Los Lagos II S.A.), en adelante la “Sociedad” o “Saesa” se constituyó bajo el nombre “Inversiones Los Lagos II Limitada” (“**Los Lagos II**”) producto de la división de la sociedad Inversiones Los Lagos Limitada en cuatro sociedades de responsabilidad limitada, una de las cuales subsistió con el mismo nombre y tres nuevas sociedades que nacieron a raíz de dicha división, que se denominaron Inversiones Los Lagos II Limitada, Inversiones Los Lagos III Limitada e Inversiones Los Lagos IV Limitada. A Los Lagos II se le asignaron en dicha división las acciones que Inversiones Los Lagos Limitada mantenía en Sociedad Austral de Electricidad S.A. (ver párrafo 3). Dicha división se efectuó mediante escritura pública de fecha 5 de agosto de 2009.

Mediante escritura pública de fecha 15 de diciembre de 2009, los Socios de Los Lagos II acordaron su transformación en sociedad anónima, pasando a denominarse “Inversiones Los Lagos II S.A.”

Mediante escritura pública de fecha 31 de mayo de 2011 y de conformidad a lo acordado en la Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 30 de marzo de 2011, se produjo la fusión por absorción de Sociedad Austral de Electricidad S.A. RUT N°96.956.660-5 (en adelante, la “**Antigua Saesa**”) en Los Lagos II, adquiriendo esta última, como continuadora, todos los activos y pasivos de Antigua Saesa, sucediéndola en todos sus derechos y obligaciones. Inversiones Los Lagos II S.A. pasó a denominarse, a partir de la fecha de materialización de la fusión, “**Sociedad Austral de Electricidad S.A.**”

El domicilio legal de la Sociedad es Isidora Goyenechea 3621, piso 20, Santiago, y el domicilio comercial principal es Bulnes 441, Osorno.

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

La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores con el número 1072 y está sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros.

Las sociedades filiales inscritas en el Registro de Entidades Informantes son Compañía Eléctrica Osorno S.A., Luz Osorno, inscrita con el número 116, Empresa Eléctrica de Aisén S.A., Edelaysen, inscrita con el número 28 y Sistema de Transmisión del Sur S.A., STS, inscrita con el número 269.

La sociedad filial no inscrita es Sociedad Generadora Austral S.A., SGA.

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

La filial SGA (Sociedad Generadora Austral S.A.) comercializa energía eléctrica en el mercado spot del CDEC-SIC y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado.

La filial STS desarrolla la actividad de transmisión, que corresponde principalmente al servicio de transporte de energía a las generadoras con contrato de suministro con empresas distribuidoras de las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos; además, 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.

2 Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

Los presentes estados financieros consolidados intermedios, se presentan en miles de pesos 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, han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF ó IFRS por sus siglas en inglés), y aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 10 de septiembre de 2014. Para estos fines, las IFRS comprenden las normas emitidas por el Consejo Internacional de Normas de Contabilidad (International Accounting Standard Board "IASB" en inglés) y las interpretaciones emitidas por el Comité Internacional de Interpretaciones sobre Informes Financieros ("IFRIC" en inglés).

2.2 Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2014:

Enmiendas a NIIF o Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
NIC 32, Instrumentos Financieros: Presentación – Aclaración de requerimientos para el neteo de activos y pasivos financieros.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
Entidades de Inversión – Modificaciones a NIIF 10, Estados Financieros Consolidados; NIIF 12 Revelaciones de Participaciones en Otras Entidades y NIC 27 Estados Financieros Separados	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
NIC 36, Deterioro de Activos- Revelaciones del importe recuperable para activos no financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
NIC 39, Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición – Novación de derivados y continuación de contabilidad de cobertura	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
CINIIF 21, Gravámenes	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014

Las aplicaciones de estos pronunciamientos contables no han tenido efectos significativos para la Sociedad y sus filiales en los montos reportados en estos estados financieros consolidados, sin embargo, podrían afectar la contabilización de futuras transacciones o acuerdos.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva aún no vigente:

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 9, Instrumentos Financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
NIIF 14, Diferimiento de Cuentas Regulatorias	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
NIIF 15, Ingresos procedentes de contratos con clientes	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIC 19, Beneficios a los empleados – Planes de beneficio definido: Contribuciones de Empleados	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014
Mejoras Anuales Ciclo 2010 – 2012 mejoras a seis NIIF	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014
Mejoras Anuales Ciclo 2011 – 2013 mejoras a cuatro NIIF	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Contabilización de las adquisiciones por participaciones en operaciones conjuntas (enmiendas a NIIF 11)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Aclaración de los métodos aceptables de Depreciación y Amortización (enmiendas a la NIC 16 y NIC 38)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Agricultura: Plantas productivas (enmiendas a la NIC 16 y NIC 41)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016

La compañía no ha aplicado estos pronunciamientos en forma anticipada y se encuentra evaluando los impactos que podrían generar las mencionadas normas y modificaciones en sus estados financieros en el momento de su adopción.

2.3 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros consolidados intermedios es responsabilidad de la Administración de la Sociedad.

En la preparación de los estados financieros consolidados intermedios se requiere el uso de estimaciones y supuestos que afectarán los montos a reportar de activos y pasivos a la fecha de los estados financieros y los montos de ingresos y gastos durante el período de reporte. La Administración de la Sociedad, necesariamente efectuará juicios y estimaciones que tendrán un efecto significativo sobre las cifras presentadas en los estados financieros bajo NIIF.

Los supuestos y estimaciones usados en la preparación de los estados financieros consolidados son los siguientes:

- **Vida útil económica de activos:** La vida útil de los bienes de propiedades, planta y equipo que son utilizadas para propósitos del cálculo de la depreciación, es determinada en base a estudios técnicos preparados por especialistas externos e internos. Adicionalmente, se utilizan estos estudios para nuevas adquisiciones de bienes de propiedades, planta y equipo, o cuando existen indicadores que las vidas útiles de estos bienes deben ser cambiadas.
- **Deterioro de activos:** La Sociedad y sus filiales revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no pueda ser recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro. En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo efectivo independiente son agrupados en una unidad generadora de efectivo ("UGE") a la cual pertenece el activo. El monto recuperable de estos activos o UGE, es medido como el mayor valor entre su valor razonable y su valor libro.
- **Estimación de deudores incobrables 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 ha establecido porcentajes de provisión por tramos de vencimiento y la tasa de rotación de sus inventarios, respectivamente.
- **Indemnización por años de servicio:** Las obligaciones reconocidas por concepto de indemnizaciones por años de servicio nacen del convenio colectivo suscrito con los trabajadores de la Sociedad y sus filiales, en los que se establece el compromiso por parte de ellas. 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 reconocida dentro de otro resultado integral del período.

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

- **Ingresos y costos de explotación:** La Sociedad y sus filiales consideran como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el ejercicio, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al cierre del período. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación. También se consideran como parte de los ingresos y costos de explotación determinados

montos del sistema eléctrico, entre otros compra y venta de energía y cobro de peajes, que permite estimar la liquidación global del Sistema Eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros, y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.

- **Litigios y contingencias:** La Sociedad y sus filiales evalúa periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad y sus filiales han opinado que se obtendrán resultados favorables o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

2.4 Período cubierto

Los presentes Estados Financieros Consolidados Intermedios comprenden lo siguiente:

- Estados de Situación Financiera Clasificados Consolidados intermedios y anual de Saesa y filiales al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013.
- Los Estados de Resultados Integrales Consolidados por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2014 y 2013 y tres meses entre el 1 de abril al 30 de junio de 2014 y 2013.
- Estados de Cambios en el Patrimonio por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2014 y 2013.
- Estados de Flujos de Efectivo Consolidados por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2014 y 2013.

2.5 Bases de preparación

Los Estados Financieros Consolidados Intermedios de la Compañía han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB"), siguiendo los requerimientos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad N°34 "Información Financiera Intermedia" (NIC 34) y opciones informadas por la Superintendencia de Valores y Seguros y representan la adopción integral, explícita y sin reserva de las referidas normas internacionales.

2.6 Principios de consolidación y combinación de negocios

Los estados financieros consolidados intermedios incorporan los estados financieros de la Sociedad y entidades controladas por la Sociedad (sus filiales). El control se logra cuando la Sociedad tiene:

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

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

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

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

La consolidación de una filial comenzará desde la fecha en que el inversor obtenga el control de la participada y cesará cuando pierda el control sobre ésta. Específicamente, los ingresos y gastos de una filial adquirida o vendida durante el año se incluyen en los estados financieros consolidados de resultados integrales desde la fecha en que la Sociedad obtiene el control hasta la fecha en que la Sociedad deja de controlar la filial.

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

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

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

La conversión de los estados financieros de la filial Sociedad Generadora Austral S.A. con moneda funcional distinta del peso chileno se realiza del siguiente modo:

- o Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.
- o 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 cambios existentes en las fechas de la transacción, en cuyo caso los ingresos y gastos se convierten en la fecha de las transacciones).
- o Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Reservas por conversión" dentro del Patrimonio Neto.

El detalle del grupo consolidado se presenta a continuación:

PAIS	RUT	NOMBRE SOCIEDAD	MONEDA FUNCIONAL	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN			31/12/2013
				30/06/2014			
				DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL	
CHILE	77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	\$ Chilenos	99,4560%	0,0000%	99,4560%	99,4560%
CHILE	88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	\$ Chilenos	93,2067%	0,0000%	93,2067%	93,2067%
CHILE	96.531.500-4	COMPANIA ELECTRICA OSORNO S.A.	\$ Chilenos	99,8954%	0,0000%	99,8954%	99,8954%
CHILE	99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	USD	99,9000%	0,0000%	99,9000%	99,9000%

Participaciones no controladoras - Una controladora presentará las participaciones no controladoras en el estado de situación financiera consolidado, dentro del patrimonio, de forma separada del patrimonio de los propietarios de la controladora.

2.7 Moneda funcional

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

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno. La moneda funcional de las filiales es como sigue:

Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Peso Chileno
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Peso Chileno
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Peso Chileno
Sociedad Generadora Austral S.A.	Dólar Estadounidense

2.8 Bases de conversión

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional se consideran transacciones en moneda extranjera. Las operaciones que realizan la Sociedad y sus filiales 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 de resultados integral.

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 de resultados.

Los activos y pasivos en moneda extranjera, son traducidos a los tipos de cambio o valores vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros, según el siguiente detalle:

	30.06.2014	31.12.2013	30.06.2013
Dólar Estadounidense	552,72	524,61	507,16
Unidad de Fomento	24.023,61	23.309,56	22.852,67

2.9 Compensación de saldos y transacciones

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

2.10 Propiedades, planta y equipo

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

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

- Los costos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo: instalaciones de distribución, transmisión o generación eléctrica. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad y sus filiales. El monto activado por este concepto ascendió a M\$580.955, por el período terminado al 30 de junio de 2014 y a M\$603.927, por el período terminado al 30 de junio de 2013, con una tasa media de financiamiento de 3,76% y 3,65% real anual respectivamente.
- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$816.489 por el período terminado al 30 de junio de 2014 y a M\$737.241 por el período terminado al 30 de junio de 2013.
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad y 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 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.

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

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

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

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

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

La depreciación será 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.

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

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

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

	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificio	40-80
Plantas y Equipos:	
Lineas y redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	20-40
Subestaciones	20-60
Sistema de Generación	25-50
Equipos de tecnología de la información:	
Computación	5
Instalaciones fijas y accesorios:	
Muebles y equipos de Oficina	10
Vehículos	7
Otros equipos y herramientas:	10

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

2.11 Activos intangibles

2.11.1 Plusvalía comprada

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

2.11.2 Servidumbres

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

2.11.3 Programas informáticos

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

2.11.4 Costos de investigación y desarrollo

Durante los períodos presentados, la Sociedad y sus filiales no han registrado costos de investigación, de haberlos se contabilizan con cargo a resultados en el período en que ocurren. Tampoco han presentado costos de desarrollo, que de haberlos se contabilizan como un activo en la medida que cumplan los criterios de reconocimiento, de lo contrario son gastos en el período en que ocurren o dejen de cumplir los criterios por cambio en las circunstancias.

2.12 Deterioro de los activos

La Sociedad y sus filiales revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si hay cualquier indicio de que el valor libro no puede ser recuperable. Si existe dicho indicio, se estima el valor recuperable del activo para determinar el alcance del deterioro.

En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo efectivo independiente son agrupados en una unidad generadora de efectivo (UGE) a la cual pertenece el activo.

La Administración necesariamente aplica su juicio en la agrupación de activos que no generan flujos de efectivo independientes y también en la estimación, la periodicidad y los valores del flujo de efectivo subyacente en los valores del cálculo.

Cambios posteriores en la agrupación de la UGE o la periodicidad de los flujos de efectivo podrían impactar el valor libro de los respectivos activos.

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

Si el valor recuperable de un activo o unidad generadora de efectivo se estima que es menor que su valor libro, este último disminuye al valor recuperable. Se reconoce el deterioro como otra depreciación. En caso que se reverse un deterioro posteriormente, el valor libro aumenta a la estimación revisada del valor recuperable, pero hasta el punto que no supere el valor libro que se hubiese determinado, si no se hubiera reconocido un deterioro anteriormente. Se reconoce un reverso como una disminución del cargo por depreciación de inmediato.

La plusvalía comprada es revisada anualmente o cuando existan indicios de deterioro. El deterioro es determinado, para la plusvalía, evaluando el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo al cual está relacionada esa plusvalía.

Cuando el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo es menor a su valor de libro de las unidades generadoras de efectivo a las que se le ha asignado la plusvalía, se reconoce una pérdida por deterioro.

Para el cálculo del valor de recuperación de las propiedades, plantas y equipos, plusvalía y del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por la Sociedad y sus filiales en la mayoría de los casos.

Para estimar el valor en uso, la Sociedad y sus filiales preparan 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.

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

Para determinar la necesidad de deterioro de activos financieros relacionados con cuentas por cobrar, la Sociedad y sus filiales tienen políticas de registro de provisiones en función de su estado y antigüedad, que se aplican en forma general, con excepción de casos específicos, que demanden un análisis más detallado sobre riesgo de incobrabilidad.

Respecto de otros activos financieros, principalmente inversiones, la Sociedad y sus filiales tienen políticas para administrar el riesgo de deterioro, que exigen un riesgo mínimo a los instrumentos colocados y una jerarquía para aprobaciones.

2.13 Arrendamientos

Los arrendamientos en los que se transfiere sustancialmente todos los riesgos y beneficios a la propiedad se clasifican como financieros. El resto de arrendamientos se clasifican como operativos.

La Sociedad y sus filiales no presenta arrendamientos financieros, de haberlos, en aquellos en que actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo y un pasivo por el mismo monto, igual al valor razonable del bien arrendado, o bien, si éste fuera menor, al valor actual de los pagos mínimos por el arrendamiento. Posteriormente, los pagos mínimos por arrendamiento se asignan entre gasto financiero y reducción de la obligación. El

cargo financiero se asigna a cada período pendiente durante el plazo del arrendamiento, de modo que se obtenga una tasa de interés constante sobre el saldo de la obligación.

El monto a amortizar del activo arrendado se asignará en cada período contable durante los períodos de uso esperado, de acuerdo con las políticas de amortización que adopte la Sociedad y sus filiales. En caso que exista certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento, el período de uso estimado será la vida útil del activo, de lo contrario el activo se amortiza en el plazo menor entre su vida útil o el plazo del arrendamiento.

Las cuotas de arrendamiento operativo se reconocen como gasto de forma uniforme durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto.

2.14 Instrumentos financieros

Un instrumento financiero corresponde a cualquier contrato que origina un activo financiero en una entidad y un pasivo financiero o un instrumento de patrimonio en otra entidad.

2.14.1 Activos Financieros no derivados

De acuerdo a lo definido por la Sociedad y sus filiales, los activos financieros no derivados son clasificados en las siguientes categorías:

a) Instrumentos mantenidos al vencimiento

Los instrumentos mantenidos hasta el vencimiento son aquellos activos financieros no derivados, con una fecha de vencimiento fija, con pagos en montos fijos o determinables, y para los que la entidad ha definido su intención y posee la capacidad de mantenerlos al vencimiento. Los activos de esta categoría se contabilizan al costo amortizado.

b) Préstamos y cuentas por cobrar

Son aquellos activos financieros no derivados, con pagos fijos o determinables, que no se negocian en un mercado activo. Los activos de esta categoría se contabilizan al costo amortizado, correspondiendo éste básicamente al efectivo entregado, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados en el caso de los préstamos, y al valor actual de la contraprestación realizada en el caso de las cuentas por cobrar. Estos se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha del balance que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas a cobrar se incluyen en cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar en el balance. Los superiores a 12 meses se clasifican en cuentas por cobrar no corrientes.

El método de tasa de interés efectiva corresponde al método de cálculo del costo amortizado de un activo financiero y de la asignación de los ingresos por intereses durante todo el período correspondiente. La tasa de interés efectiva corresponde a la tasa que descuenta exactamente los flujos futuros de efectivo estimados por cobrar (incluyendo todos los cargos sobre puntos pagados o recibidos que forman parte integral de la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y otros premios o descuentos), durante la vida esperada del activo financiero.

Las adquisiciones y enajenaciones de activos financieros, se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha que se compromete a adquirir o vender el activo.

2.14.2 Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación consolidado se registra el efectivo en caja, depósitos a plazo y otras inversiones a corto plazo de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que tienen un bajo riesgo de cambios de su valor.

2.14.3 Pasivos financieros no derivados

Los pasivos financieros se registran generalmente por el efectivo recibido, neto de los costos incurridos en la transacción. En períodos posteriores estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de tasa de interés efectiva.

El método de tasa de interés efectiva corresponde al método de cálculo del costo amortizado de un pasivo financiero y de la asignación de los costos por intereses durante todo el período correspondiente. La tasa de interés efectiva corresponde a la tasa que descuenta exactamente los flujos futuros de efectivo estimados por pagar (incluyendo todos los cargos sobre puntos pagados o recibidos que forman parte integral de la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y otros premios o descuentos), durante la vida esperada del pasivo financiero.

2.14.4 Derivados y operaciones de cobertura

La contratación de este tipo de instrumento financiero sólo se realiza con propósitos de cobertura contable. La contratación de productos derivados se realiza para gestionar los riesgos de tipo de cambio, tasas de interés, inflación, etc., a los que pudiera estar expuesta la Sociedad y sus filiales.

La realización de este tipo de operaciones se efectúa con estricto apego a la normativa internacional vigente que las regula y a los principios definidos por la Administración de la Sociedad y sus filiales. Las operaciones con instrumentos derivados deben cumplir con todos los criterios establecidos en la norma internacional NIC 39.

El desempeño de las operaciones en instrumentos derivados es monitoreado en forma frecuente y regular durante la vigencia del contrato, para asegurarse que no existan desviaciones significativas en los objetivos definidos, de manera de cumplir satisfactoriamente con los lineamientos establecidos en la política y la estrategia adoptada por la Administración. De igual manera, en virtud de dar cumplimiento a las exigencias establecidas en la norma, la medición de la efectividad o desviaciones que puedan generarse durante la relación de cobertura, se realizará con una periodicidad trimestral. Cada vez que se autorice a operar con instrumentos derivados, deberá cuantificarse la efectividad de aquellos derivados contratados como instrumentos de cobertura. Esta efectividad deberá estar dentro de los límites definidos por la norma para ello (80% - 125%). Aquella parte del valor razonable de los derivados de cobertura que, de acuerdo a la respectiva metodología, resulte inefectiva, deberá ser considerada para efectos de límites de riesgo.

a) Clasificación de los instrumentos de cobertura

Al momento de contratar un instrumento derivado, la Sociedad y sus filiales clasifican el instrumento de cobertura sólo en cualquiera de las siguientes categorías:

a.1) Coberturas de valor razonable

Consisten en la designación de instrumentos de cobertura destinados a cubrir la exposición a cambios en el valor razonable de un activo, pasivo o compromiso en firme no reconocido en el balance, o una proporción de ellos, en la medida que dichos cambios: i) sean atribuibles a un riesgo en particular; y, ii) puedan afectar las pérdidas y ganancias futuras.

a.2) Coberturas de flujo de caja

Consisten en la designación de instrumentos de coberturas destinados a compensar la exposición a la variabilidad en los flujos de caja de un activo, un pasivo (como un swap simple para fijar los intereses a pagar sobre una deuda a tasa fluctuante), una transacción futura prevista altamente probable de ejecutar o una proporción de los mismos, en la medida que dicha variabilidad: i) sea atribuible a un riesgo en particular; y, ii) pueda afectar las pérdidas y ganancias futuras.

a.3) Cobertura de inversión neta en un negocio en el extranjero

Este tipo de cobertura se define cuando la partida cubierta es una inversión neta en un negocio y cuya moneda funcional es diferente a la utilizada por la Sociedad y sus filiales.

Por cada instrumento de cobertura se confecciona un expediente en el que se identifica explícita y claramente el instrumento cubierto, el instrumento de cobertura, la naturaleza del riesgo y el objetivo de gestión de riesgos y la estrategia de cobertura.

La Sociedad y sus filiales en forma habitual realizan un análisis de sus contratos, con el objeto de reflejar de manera precisa y oportuna el valor de estos, así como también, para identificar posibles derivados implícitos. En caso de existencia de algún derivado implícito, la Sociedad y sus filiales proceden a su valorización y registro contable, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente.

2.14.5 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 y sus filiales se registran al monto de la contraprestación recibida, netos los costos directos de emisión. Actualmente la Sociedad y sus filiales sólo tienen emitidas acciones ordinarias serie A y serie B.

2.15 Inventarios

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

2.16 Participación en asociadas o negocios conjuntos contabilizados por el método de la participación

La Sociedad contabiliza sus participaciones en asociadas o negocios conjuntos por el método de la participación. Asociadas son sociedades en que tiene una influencia significativa y negocios conjuntos son aquellos acuerdos que se someten a control conjunto.

El método de la participación consiste en registrar la participación en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio neto, que representa la participación de la Sociedad en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con la Sociedad, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la sociedad (plusvalía comprada). Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación a cero en el estado de situación financiera, a no ser que exista el compromiso por parte de la Sociedad de reponer la situación patrimonial de la sociedad asociada, en cuyo caso, se registra el pasivo correspondiente.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la participación y los resultados obtenidos por las mismas, que corresponden a la Sociedad conforme a su participación, se registran en el rubro "Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de participación".

2.17 Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.17.1 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 financiero y se imputan a resultados en el rubro "Ingresos de actividades ordinarias" del estado de resultados en la medida que se devenga el servicio.

En "Otros pasivos No financieros No corrientes", la Sociedad ha incluido el pago anticipado de peajes por contratos de largo plazo relacionados al uso de activos de subtransmisión, que debe construir la Sociedad. Una vez finalizada la construcción del activo e iniciado el servicio de peajes por el uso del activo de subtransmisión, se da comienzo al reconocimiento en los resultados de la

Sociedad, en la proporción que corresponda, con cargo al pasivo registrado como ingreso diferido en el mismo plazo de duración del contrato.

2.17.2 Subvenciones estatales

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

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

2.17.3 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, generando un abono al pasivo y un cargo a cuentas por cobrar. La construcción de la obra genera cargos a este pasivo hasta el término del contrato. La utilidad es reconocida en proporción al grado de avance.

2.18 Provisiones

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de sucesos pasados, en cuya liquidación la Sociedad y sus filiales esperan desprenderse de recursos que implican beneficios económicos y en el que existe incertidumbre del monto y momento de cancelación, se registran en el estado financiero 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, que rodea a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma.

2.19 Beneficios a los empleados

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

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

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

- Beneficios post-empleo: Indemnizaciones por años de servicio

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

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

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 de 3,46% anual real, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

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

2.20 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

2.21 Impuesto a las ganancias

El resultado por impuesto a las ganancias del período, se define como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades de la Sociedad y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del período, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones o agregados.

Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigencia cuando los activos se recuperen y los pasivos se liquiden.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo que no provengan de combinaciones de negocio, se registran en resultados o en rubros de patrimonio neto en el estado de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Aquellas variaciones que provienen de combinaciones de negocio y que no se reconocen en la toma de control por no estar asegurada su recuperación se imputan, dentro del período de medición, reduciendo, en su caso, el valor de la plusvalía comprada que haya sido contabilizada en la combinación de negocios.

Los activos por impuestos diferidos y créditos tributarios se reconocen únicamente cuando se considera probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías compradas o intangibles de carácter perpetuo y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en filiales, en las cuales la Sociedad pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no reviertan en un futuro previsible.

Las rebajas que se puedan aplicar al monto determinado como pasivo por impuesto corriente, se imputan en resultados como un abono al rubro impuestos a las ganancias, salvo que existan dudas sobre su realización tributaria, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva.

2.22 Reconocimiento de ingresos y gastos

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

2.23 Ganancias por acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del período atribuible a la Sociedad y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante el mismo período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad en poder de alguna sociedad filial si en alguna ocasión fuera el caso. La Sociedad no ha realizado ningún tipo de operación de potencial efecto dilusivo que suponga una ganancia por acción diluida diferente a la ganancia básica por acción.

2.24 Dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como una pasivo en base devengada al cierre de cada período en los estados financieros de la Sociedad en función de la política de dividendos acordada por la Junta o los estatutos, que a la fecha corresponde a lo menos al mínimo obligatorio establecido en el artículo N°79 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas.

La Junta de Accionistas es soberana de cambiar el valor indicado, lo que no necesariamente aplica para los próximos períodos.

Para el cálculo de la utilidad líquida distribuible la Sociedad no aplicará ajustes al ítem “Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora” del Estado de Resultados Integrales.

Dado lo anterior se tomarán como base los valores de dicho ítem, menos las pérdidas acumuladas, si existieran, y sobre este resultado se deducirán los dividendos distribuidos y que se distribuyan con cargo al resultado del año. Los ajustes de primera adopción a IFRS, no formarán parte de este cálculo en la medida que no se realicen.

2.25 Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de efectivo y efectivo equivalente realizados durante el ejercicio, determinados por el método directo. En estos estados de flujos de efectivo se utilizan las siguientes expresiones:

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

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 de un Centro de Despacho Económico de Carga (“CDEC”), el que 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).

En Chile existen 2 grandes sistemas eléctricos independientes: el Sistema Interconectado del Norte Grande (“SING”), que cubre la zona entre Arica y Antofagasta; el Sistema Interconectado Central (“SIC”), que se extiende desde Tal-Tal a Chiloé; ambos con capacidades instaladas de generación superiores a los 200 MW. Por otro lado, existen varios sistemas medianos operados por empresas integradas verticalmente, entre ellas la filial Edelayen, cuya capacidad instalada de generación es inferior a los 200 MW, pero superior a los 1.500 KW, y que atienden principalmente el consumo de las regiones XI y XII, respectivamente. El SIC y el SING son los principales sistemas eléctricos del país y en conjunto representan más del 99% de la generación eléctrica de este último.

3.1 Generación eléctrica

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

En los Sistemas Interconectados como el SIC o el SING existen tres mercados principales que se diferencian, tanto en el tipo de clientes como en el tipo de tarifa aplicable a cada uno.

- Mercado de los grandes clientes:** A este grupo pertenecen aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Además, aquellos clientes con potencia entre 0,5 MW y 2 MW pueden optar por ser tratados como clientes libres. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos cuatro años.
- 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.
- 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 tarifas (en adelante los “clientes regulados”). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

El precio al que se realizan estas últimas transacciones se obtiene de licitaciones abiertas, transparentes y no discriminatorias, agregando el peaje por el uso de los sistemas de subtransmisión. Por lo tanto, el precio incorpora componentes de costos de generación, transmisión y de subtransmisión.

El precio obtenido de las licitaciones de suministro al que las generadoras venden energía a las distribuidoras está establecido por contratos de largo plazo entre las partes. Estos contratos comenzaron a entrar en vigencia a partir del 1 de enero del año 2010.

Independiente del mercado final al que abastezca un generador, las transferencias que se hacen entre generadores (excedentario a deficitario) participantes del sistema, se realizan al valor de

costo marginal horario de éste. El organismo encargado de realizar estos cálculos es la dirección de Peajes del CDEC- SIC respectivo.

En los Sistemas Medianos como Aysén, Palena y Carrera, cuya operación y explotación está en manos de Edelayesen, existe una serie de condiciones que los diferencia de los anteriores. Como por ejemplo, que son operados por empresas que administran tanto las instalaciones de generación como las de transmisión y distribución (integradas verticalmente), quienes tienen la función de coordinar la operación del sistema de la forma más eficiente y segura posible. En estos sistemas eléctricos los costos de generación y transmisión son determinados en base a un estudio específico realizado cada cuatro años.

3.2 Transmisión y subtransmisión

Los sistemas de transmisión se clasifican en tres grupos: Transmisión Troncal, Subtransmisión y Transmisión Adicional, siendo los dos primeros de acceso abierto y con tarifas reguladas.

En el caso de la transmisión adicional, existen instalaciones con acceso abierto e instalaciones que no tienen esta característica, y los cargos por transporte se rigen por contratos privados entre las partes.

La información para definir los peajes es pública en todos los casos. El sistema de cobro de las empresas transmisoras constituye un peaje cargado a las empresas de generación y a los usuarios finales. Este peaje permite a las compañías propietarias de las instalaciones de transmisión recuperar y remunerar sus inversiones en activos de transmisión y recaudar los costos asociados a la operación de dichos activos.

Sistema	Cobro de Peaje
Transmisión Troncal	<p><u>Área de Influencia Común (entre Lo Nogales y Charrúa)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 80% pagado por generadoras en base a inyección esperada. ▪ 20% cobrado a usuarios finales en base a retiros esperados. <p><u>Área No Común</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Pagado por generadores y usuarios finales, de acuerdo a su participación esperada en los flujos de potencia de cada tramo.
Subtransmisión	Peajes fijados por la Comisión Nacional de Energía (“CNE”) cada 4 años en base a costos eficientes de inversión, operación, mantención y administración de las instalaciones, más las pérdidas eficientes.
Transmisión Adicional	Peajes negociados libremente entre el propietario de las instalaciones de transmisión y usuarios.

El Área de Influencia Común (“AIC”) es el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos del sistema y en donde se cumplen ciertas condiciones mínimas de utilización, según el artículo 102 del DFL N°4, principalmente que se totalicen el 75% de las inyecciones y retiros de energía del sistema.

3.3 Distribución

De acuerdo a la legislación, se considera distribución a toda la oferta de electricidad con un voltaje máximo de 23 kV, mientras que la oferta a voltajes mayores se entiende como transmisión.

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 en el mercado de los clientes regulados. Si bien la autoridad puede otorgar concesiones superpuestas, en la práctica no se incentiva que coexistan en un mismo territorio instalaciones pertenecientes a distintas distribuidoras, ya que las señales tarifarias impuestas por la autoridad regulatoria apuntan a un óptimo técnico-económico, vale decir, no financian instalaciones de distribución que ésta considere redundantes o innecesarias para cumplir con las exigencias impuestas a este servicio.

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

a) Clientes Regulados

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

- Precio de Nudo Promedio: Este componente refleja el costo medio de compra de energía y potencia a las generadoras, el cual es traspasado a los clientes finales por medio de las empresas distribuidoras. Este precio es definido semestralmente, mediante la publicación en el Diario Oficial del Decreto de Precio de Nudo Promedio que se fija en mayo y noviembre de cada año y con ocasión de la entrada en vigencia de un nuevo contrato de suministro licitado, o bien, cuando el valor indexado de los precios licitados experimenten una variación superior al 10%.
- Cargo Único de Transmisión Troncal: A los clientes con una potencia inferior a 2 MW se les aplicará un cargo único por transmisión troncal, en proporción a sus consumos de energía.
- Valor Agregado de Distribución ("VAD"): Componente del precio que incluye el costo de capital de los activos de distribución determinados por el Valor Nuevo de Reemplazo, o VNR, además de los costos de administración, el mantenimiento y la operación de los sistemas, los costos por facturación y atención de clientes y las pérdidas medias en las que se ha incurrido por concepto de distribución. Los valores por los conceptos mencionados corresponden a los de un modelo de empresa eficiente.

La tarifa que corresponde a cada empresa de distribución es fijada por la CNE, en base a un proceso de clasificación de cada una de ellas en áreas típicas, para lo cual se toman en cuenta criterios económicos, tales como densidad de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simulan varias empresas modelo, una en cada área típica, considerando fundamentalmente estándares operacionales y que se asimilan a las empresas reales que correspondan, según sus características. La tarifa es fijada finalmente buscando una tasa interna de retorno de 10% para cada empresa modelo, sobre sus activos modelados. Para validar las tarifas determinadas, se debe comprobar que la rentabilidad del conjunto de todas las distribuidoras operando, consideradas como una sola entidad, se encuentra dentro de la banda del 4% en torno al 10% teórico (entre 6% y 14%).

El VAD, constituido por los cargos de potencia (kW) y energía (kWh), cargos fijos y nivel de pérdidas eficientes, se fijan cada 4 años, al igual que sus respectivas fórmulas de indexación.

b) Clientes Libres

Pertencen actualmente a este grupo todos aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW. Sin embargo, también se incluyen aquellos clientes que posean entre 0,5 MW y 2 MW quienes hayan optado por un régimen de tarifas libres por 4 años. La tarifa cobrada a este tipo de clientes es fijada entre su correspondiente suministrador y el mismo cliente, de acuerdo a condiciones de mercado.

Estos clientes, siendo o no de la distribuidora, deben pagar por el uso de las redes de distribución a las que se conecten, a través del pago de un peaje de distribución, que corresponde al VAD de cada empresa más un ajuste por precio de compra de energía y potencia.

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

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

3.4 Marco regulatorio

3.4.1 Aspectos generales

La industria eléctrica nacional se encuentra regulada desde 1982, principalmente por el Decreto con Fuerza de Ley N°1/82, que contiene la Ley General Sobre Servicios Eléctricos (LGSE), y la reglamentación orgánica de dicha ley, contenida en el Decreto Supremo N°327/97. A las modificaciones a la Ley, y que tuvieron un positivo impacto en el sector, introducidas por la Ley N°19.940 de marzo de 2004 ("Ley Corta I") y por la Ley N°20.018 de mayo de 2005 ("Ley Corta II"), se han agregado otras modificaciones en diversas materias.

Los aspectos principales de la legislación establecen que el costo de la energía para el consumidor final es una combinación del precio de generación y transporte, más un cargo único por el uso del sistema de transmisión, más los peajes de subtransmisión y el VAD.

3.4.2 Ley Corta I

La Ley Corta I se introdujo para generar los incentivos necesarios para que se realicen las inversiones necesarias en los sistemas de generación (nuevo régimen tarifario en Sistemas Medianos, introduce el concepto de servicio complementario como aquellos servicios requeridos para coordinar la operación en forma confiable, segura y a mínimo costo de los sistemas eléctricos tales como la regulación de tensión, frecuencia, aporte de reactivos, etc. y la modificación a la banda entre precios de nudo clientes libres) y en el transporte de electricidad (transmisión troncal, subtransmisión, transmisión adicional y peajes de distribución). Adicionalmente, reduce el límite de tamaño de potencia conectada para que los clientes finales puedan optar por un régimen libre de precios y adicionalmente introduce la figura del Panel de Expertos como órgano permanente para la resolución de conflictos, que resolverá las discrepancias entre las empresas que forman parte del sistema eléctrico y entre éstas y la autoridad respecto de un conjunto acotado de materias y cuyos dictámenes tienen la característica de ser definitivos e inapelables.

3.4.3 Ley Corta II

La Ley Corta II se originó para hacer frente a la crisis del gas natural argentino, sumada a la falta de inversiones en el sector de generación y a la inexistencia de las empresas generadoras en participar en las licitaciones de suministro de las empresas distribuidoras. En ese sentido, los principales cambios introducidos dicen relación con que las distribuidoras deberán disponer permanentemente del suministro de energía que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para, a lo menos, los próximos tres años. Para ello deberán realizar licitaciones públicas, abiertas y no discriminatorias de largo plazo para el suministro de energía de sus clientes regulados, de acuerdo a bases aprobadas por la CNE. Adicionalmente, las distribuidoras no podrán traspasar a sus clientes regulados precios a nivel de generación-transporte que sobrepase en más de un 5% el precio promedio de compra del sistema. Asimismo, los niveles de precios se actualizarán cada vez que algún precio de compra experimente una variación superior al 10%. Por otra parte, los generadores tendrán la posibilidad de pactar reducciones o aumentos temporales en el consumo de energía con cualquier consumidor a cambio de compensaciones.

3.4.4 Ley Tokman

En septiembre de 2007, se publica la Ley N° 20.220 que perfecciona el marco legal vigente con el objeto de resguardar la seguridad del suministro a los clientes regulados y la suficiencia de los

sistemas eléctricos, ante el término anticipado de contrato de suministro o la quiebra de una empresa generadora, transmisora o distribuidora.

3.4.5 Ley ERNC

En abril de 2008, se publica la Ley N° 20.257 que introduce modificaciones a la LGSE respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de Energías Renovables No Convencionales.

3.4.6 Ley que crea el Ministerio de Energía

En diciembre de 2009, se publica la Ley N° 20.402 que crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al DL N° 2.224, de 1978 y a otros cuerpos legales.

3.4.7 Ley Net Metering

En marzo de 2012, se publica la Ley N° 20.571 que fomenta la generación distribuida residencial, lo que de acuerdo a la opinión de la Sociedad no tiene mayores implicancias en el negocio de la distribución.

3.4.8 Ley de Concesiones

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

3.4.9 Ley de Licitación de ERNC

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

3.4.10 Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos

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

3.4.11 Otras modificaciones en curso

Hasta mediados del 2014, en el Congreso permanecía sin tramitación por casi un año el proyecto de ley conocido como la “Ley de Carretera Eléctrica”, que establece zonas de interés nacional para el desarrollo de líneas de transmisión para la evacuación de centrales eléctricas entre otros.

A mediados de mayo del 2014, el Gobierno dio a conocer la “Agenda Energética” mediante la cual establece los pilares en que se sustentará su política energética, que incluye además las metas, objetivos establecidos y una agenda legislativa para modificaciones a la normativa vigente y puesta al día de varios Reglamentos. Dentro de los aspectos de mayor relevancia legislativa en materia de electricidad se encuentran los siguientes:

- Modificaciones al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad para clientes regulados;
- Creación de nueve SEREMIS de Energía en las regiones del país donde hoy no existen;
- Modificaciones al marco legal de los sistemas de transmisión eléctrica;
- Ley de Eficiencia Energética;
- Ley de Impulso a la Geotermia;
- Modernización y Fortalecimiento de la SEC;
- Cambio al marco regulatorio de los Sistemas Medianos de Magallanes y Aysén.

A la fecha, no se han ingresado al Congreso iniciativas legales relacionadas con la normativa eléctrica.

3.4.12 Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

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

- a) **Comisión Nacional de Energía (“CNE”)**: Se encarga fundamentalmente del buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional. Específicamente, la CNE es responsable de diseñar las normas del sector y del cálculo de las tarifas. Adicionalmente, actúa como ente técnico e informa al Panel de Expertos cuando se presentan divergencias entre los miembros del CDEC o cuando se presentan diferencias en los procesos de fijación de precios, entre otras materias.
- b) **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (“SEC”)**: Organismo descentralizado, encargado de fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas relativas a generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. Adicionalmente, es quien otorga concesiones provisionales y verifica la calidad de los servicios prestados.
- c) **Ministerio de Energía**: Institución creada a partir del año 2010 a cargo de fijar los precios nudo, peajes de transmisión y subtransmisión 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) **Centros de Despacho Económico de Carga (“CDEC”)**: Organismos integrados por la Dirección de Operación, Peajes y Administración que tiene por objeto coordinar la operación segura y económica de las instalaciones que conforman cada uno de los sistemas interconectados.
- e) **Panel de Expertos**: Órgano permanente creado para la resolución de conflictos (discrepancias) entre las empresas que forman parte del sistema eléctrico y entre éstas y la autoridad respecto de un conjunto acotado de materias y cuyos dictámenes tienen la característica de ser definitivos e inapelables.

4 Efectivo y Equivalentes al Efectivo

a) El detalle del rubro al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	30/06/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Efectivo en Caja	1.027.165	1.531.396
Saldo en Bancos	1.027.716	685.179
Otros instrumentos de renta fija	6.113.184	17.570.441
Totales	8.168.065	19.787.016

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

Todos estos instrumentos se tienen para cumplir los compromisos de pago a corto plazo y son fácilmente convertibles en una cantidad determinada de efectivo y están sujetos a un bajo nivel de riesgo de cambios en su valor. Estos tipos de instrumentos devengan el interés de mercado para ese tipo de operaciones.

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

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	30/06/2014	31/12/2013
		M\$	M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	8.147.832	19.786.146
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	20.233	870
Totales		8.168.065	19.787.016

5 Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	30/06/2014		31/12/2013	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	70.889.703	-	50.035.781	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	18.642.096	10.711.931	17.204.874	11.269.722
Totales	89.531.799	10.711.931	67.240.655	11.269.722

Provisión de deterioro cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	30/06/2014		31/12/2013	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales	2.540.311	-	2.384.218	-
Otras cuentas por cobrar	4.493.789	524.439	4.317.988	524.439
Totales	7.034.100	524.439	6.702.206	524.439

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	30/06/2014		31/12/2013	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	68.349.392	-	47.651.563	-
Otras cuentas por cobrar, neto	14.148.307	10.187.492	12.886.886	10.745.283
Totales	82.497.699	10.187.492	60.538.449	10.745.283

El detalle de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar facturados y no facturados o provisionados al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	30/06/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Facturados	41.683.430	35.494.810
Energía y peajes	25.352.342	21.347.014
Anticipos para importaciones y proveedores	1.070.804	281.903
Cuenta por cobrar proyectos en curso	1.283.950	1.579.460
Otros	13.976.334	12.286.433
No Facturados o provisionados	46.767.811	29.767.641
Peajes uso de líneas eléctricas	3.093.832	2.862.607
Diferencias tarifarias por nuevos decretos	27.363.049	11.847.511
Energía en medidores (*)	15.080.480	13.978.649
Provisión ingresos por obras	1.111.883	957.354
Otros	118.567	121.520
Otros (Cuenta corriente empleados)	1.080.558	1.978.204
Totales, Bruto	89.531.799	67.240.655
Provisión deterioro	(7.034.100)	(6.702.206)
Totales, Neto	82.497.699	60.538.449

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

Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	30/06/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Convenios de pagos y créditos	2.687.523	2.734.851
Anticipos para importaciones y proveedores	1.070.804	281.903
Cuenta por cobrar proyectos en curso	2.395.833	2.536.815
Deudores materiales y servicios	5.148.938	3.832.368
Cuenta corriente al personal	1.080.558	1.978.204
Otros deudores	6.258.440	5.840.733
Totales	18.642.096	17.204.874
Provisión deterioro	(4.493.789)	(4.317.988)
Totales, Neto	14.148.307	12.886.886

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 30 de junio de 2014 es de M\$92.685.191 y al 31 de diciembre de 2013 es de M\$71.283.732.

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos significativos y adicionalmente, de acuerdo a lo que establece la normativa vigente, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago, esto sin lugar a dudas es una herramienta importante en la gestión de cobranza. Otro aspecto importante que establece el DFL 4/2006 artículo 225 letra a) es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que representa otra herramienta de cobro.

- b) La Sociedad y sus filiales de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con lo que establece el DFL 4/2006 artículo 136 y 125, están obligadas a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A junio de 2014 la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a más de 442 mil clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo Cliente	Cantidad	Participación ventas ejercicio %
Residencial	386.196	35%
Comercial	34.596	30%
Industrial	2.800	22%
Otros	18.913	13%
Total	442.505	100%

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

- c) Al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013 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	30/06/2014	31/12/2013
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	15.538.650	14.078.544
Con vencimiento entre tres y seis meses	442.613	503.871
Con vencimiento entre seis y doce meses	359.707	403.947
Con vencimiento mayor a doce meses	318.174	147.286
Totales	16.659.144	15.133.648

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

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	3%	33%
181 a 270	34%	66%
271 a 360	67%	66%
361 o más	100%	100%

Para algunos clientes gubernamentales o importantes, la Sociedad evalúa el riesgo de incobrabilidad en base a su comportamiento histórico y estacionalidad de flujos o condiciones puntuales del mercado.

- d) Al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013 la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad y sus filiales no tienen cartera securitizada):

Tramos de morosidad	Saldo al 30-06-2014						Saldo al 31-12-2013					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$
Al día	227.855	72.310.061	3.148	1.316.268	231.003	73.626.329	218.695	52.218.736	3.427	2.770.406	222.122	54.989.142
Entre 1 y 30 días	157.158	9.339.636	1.995	330.072	159.153	9.669.708	147.522	8.714.244	2.021	289.389	149.543	9.003.633
Entre 31 y 60 días	34.028	5.147.171	533	361.602	34.561	5.508.773	37.759	4.175.260	579	502.947	38.338	4.678.207
Entre 61 y 90 días	3.365	367.779	127	29.181	3.492	396.960	3.845	422.881	107	12.973	3.952	435.854
Entre 91 y 120 días	1.730	268.385	60	24.451	1.790	292.836	1.718	202.982	62	6.679	1.780	209.661
Entre 121 y 150 días	1.542	132.202	65	11.380	1.607	143.582	1.541	293.911	86	18.420	1.627	312.331
Entre 151 y 180 días	975	136.249	38	9.736	1.013	145.985	1.254	140.100	59	9.777	1.313	149.877
Entre 181 y 210 días	911	420.608	24	2.636	935	423.244	1.112	160.527	69	8.377	1.181	168.904
Entre 211 y 250 días	781	175.120	28	2.972	809	178.092	1.106	301.287	55	7.425	1.161	308.712
Más de 250 días	13.981	5.037.802	999	1.698.996	14.980	6.736.798	13.551	4.750.574	1.013	287.340	14.564	5.037.914
Totales	442.326	93.335.013	7.017	3.787.294	449.343	97.122.307	428.103	71.380.502	7.478	3.913.733	435.581	75.294.235

- e) Al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013, la cartera en cobranza judicial y protestada, es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al		Saldo al	
	30/06/2014		31/12/2013	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	88	208.661	180	211.582
Documentos por cobrar en cobranza judicial	489	4.076.406	422	2.453.269
Totales	577	4.285.067	602	2.664.851

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

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 01 de enero de 2013	6.111.618
Aumentos (disminuciones) del período	2.054.947
Montos castigados	(939.920)
Saldo al 31 de diciembre 2013	7.226.645
Aumentos (disminuciones) del período	563.010
Montos castigados	(231.116)
Saldo al 30 de junio de 2014	7.558.539

g) El detalle de las provisiones y castigos durante los períodos 2014 y 2013, es el siguiente:

Provisiones y castigos	Saldo al	
	30/06/2014 M\$	30/06/2013 M\$
Provisión cartera no repactada	566.729	782.225
Provisión cartera repactada	(3.719)	154.767
Castigos del período	(231.116)	(12.653)
Recuperos del período	-	-
Totales	331.894	924.339

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

6 Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

6.1 Accionistas

El detalle de los accionistas mayoritarios de la Sociedad al 30 de junio de 2014, es el siguiente:

Accionistas	Número de Acciones		Total	Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Los Ríos Limitada	371.661.603	8.997.443.992.100	8.997.815.653.703	99,9160%
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	375.450	6.761.257.700	6.761.633.150	0,0751%
Cóndor Holding SpA	248.037.779	-	248.037.779	0,0028%
Sociedad Inmobiliaria Rahue Ltda.	4.122	123.662.933	123.667.055	0,0014%
Manicke Ferré, Marola Jesús	1.962	58.849.343	58.851.305	0,0007%
Finkelstein Veliz, Clara Lea	1.418	42.542.841	42.544.259	0,0005%
Inversiones Correntoso Ltda.	1.307	39.211.746	39.213.053	0,0004%
Inversiones Eléctricas del Sur S.A	1.066	31.978.511	31.979.577	0,0004%
Bravo Michell, Clodomiro	884	26.521.860	26.522.744	0,0003%
Conca Hnos. Ltda.	791	23.730.085	23.730.876	0,0003%
Radiodifusoras Australes Soc. Ltda.	686	20.589.339	20.590.025	0,0002%
Garrido, Elena Trecha V. de	577	17.321.694	17.322.271	0,0002%
Minoritarios	5.673	170.298.267	170.303.940	0,0019%
Totales	620.093.318	9.004.759.956.419	9.005.380.049.737	100%

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

La compra y venta de materiales se realiza a valores de precio medio de bodega.

Los préstamos entre compañías se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos préstamos se regulan dentro de un marco de administración consolidada de caja que recae principalmente en la Sociedad, la relacionada Frontel y la matriz Eléctricas, encargadas de definir los flujos óptimos entre relacionadas. Los créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación. Estos créditos tienen límites de monto entre compañías, según lo indicado en los contratos de bonos, que son monitoreados periódicamente y que a la fecha de cierre de los Estados Financieros se han cumplido cabalmente (ver nota 14).

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados no existen garantías otorgadas a los saldos con empresas relacionadas, ni provisiones de deterioro de las mismas.

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	País de Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	30/06/2014		31/12/2013	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76024782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	959.360		609.433	
76186388-6	Sagesa S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	821.336		1.560	
76067075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	407.508		284.163	
76073168-4	Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	17.196		13.878	
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	127		127	
76024762-6	Condor Holding SPA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.243		2.243	
76833170-7	Andescan SPA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.167		2.167	
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-		200.000	
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Materiales - Costo de Personal (Saesa y filiales)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	851.713		494.936	
Totales							3.061.650	-	1.608.507	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	País de Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	30/06/2014		31/12/2013	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76186388-6	Sagesa S.A.	Chile	Compra energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.854.973		1.128.038	
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	48.353.672		41.745.209	
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	25		45	
76067075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	4.043.481		8.083.795	
76024762-6	Condor Holding SPA	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	112		223	
76024782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	3.039		6.075	
76024782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	4.641.453		5.267.073	
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por pagar (filial STS)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.425		3.796	
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por pagar (filial Luz Osorno)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	263		585	
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por pagar (filial SGA)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	160		193	
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (filial Luz Osorno)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	68		-	
76073168-4	Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	10.815		16.929	
6443633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	324		-	
6443633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	1.788		-	
Totales							58.912.598	-	56.251.961	-

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

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	30/06/2014 M\$	30/06/2013 M\$
76186388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz común	Compra energía y potencia	(3.954.769)	(7.374.940)
76186388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	7.057	-
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Servicio costo de personal	782.416	645.870
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Peajes (neto)	(119.962)	(17)
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Mantenimiento sistema	26.597	22.971
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Venta energía y potencia	9.495	(5.684)
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	1.291	5.910
76024782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Matriz	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(46.640)	(111.306)
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Matriz	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(1.074.375)	(135.877)

6.3 Directorio y personal clave de la gerencia

La Sociedad y sus filiales son administradas por un Directorio compuesto por ocho miembros, los que permanecen por un período de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 30 de abril de 2014, se efectuó la renovación del Directorio de la Sociedad, eligiéndose como Directores por un período de dos años, a los señores Iván Díaz-Molina, Ben Hawkins, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Juzar Pirbhai, Waldo Fortín Cabezas, María Morsillo y Christopher Powell.

En sesión celebrada con fecha 7 de mayo de 2014, el Directorio de la Sociedad procedió a elegir como Presidente del Directorio y de la Sociedad al señor Jorge Lesser García-Huidobro y como Vicepresidente al señor Iván Díaz-Molina.

Al 30 de junio de 2014 el Directorio de la Sociedad está compuesto por los señores Jorge Lesser García-Huidobro, Iván Díaz-Molina, Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Juzar Pirbhai, Waldo Fortín Cabezas, María Morsillo y Christopher Powell.

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

Los saldos pendientes por pagar entre la Sociedad y sus respectivos Directores son los siguientes:

Director	30/06/2014 M\$	30/06/2013 M\$
Jorge Lesser Garcia-Huidobro	1.788	1.709
Iván Díaz-Molina	-	1.709
Totales	1.788	3.418

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

b) Remuneración del Directorio

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

El beneficio corresponde al pago de UF 83 a cada Director de la Sociedad, para el período mayo 2014 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2015.

Los Directores señores Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Juzar Pirbhai, Waldo Fortín Cabezas, María Morsillo y Christopher Powell renunciaron a la remuneración que les correspondería por el período 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 30 de junio de 2014 y 2013 son las siguientes:

Director	30/06/2014 M\$	30/06/2013 M\$
Jorge Lesser Garcia-Huidobro	9.772	9.486
Iván Díaz-Molina	11.759	9.486
Totales	21.531	18.972

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

El equipo gerencial de la Sociedad lo componen un Gerente General, ocho Gerentes de Área y 22 Subgerentes.

Las remuneraciones del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados ascienden a M\$1.165.138 al 30 de junio de 2014 y a M\$1.004.984 al 30 de junio de 2013.

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

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

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

7 Inventarios

El detalle de este rubro es el siguiente:

Al 30 de junio de 2014:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	8.481.208	8.200.647	280.561
Materiales en tránsito	72.957	-	72.957
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	692.207	672.234	19.973
Petróleo	335.375	335.375	-
Totales	9.581.747	9.208.256	373.491

Al 31 de diciembre de 2013:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	8.120.907	7.892.929	227.978
Materiales en tránsito	76.414	3.457	72.957
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	740.025	717.758	22.267
Petróleo	294.514	294.514	-
Totales	9.231.860	8.908.658	323.202

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\$77.887 para el período 2014 y un cargo de M\$56.197 para el período 2013.

Movimiento Provisión	30/06/2014 M\$	30/06/2013 M\$
Provisión Período	77.887	56.197
Aplicaciones a provisión	(27.598)	
Totales	50.289	56.197

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

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

Inventarios utilizados durante el período según gasto	30/06/2014 M\$	30/06/2013 M\$
Materias primas y consumibles utilizados	7.653.912	7.134.905
Otros gastos por naturaleza (*)	793.026	651.047
Totales	8.446.938	7.785.952

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

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 30 de junio de 2014 ascienden a M\$4.438.417 (M\$4.433.265 en 2013) y los materiales utilizados en FNDR al 30 de junio de 2014 ascienden a M\$986.217 (M\$199.869 en 2013).

8 Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013, es el siguiente:

	30/06/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Impuesto renta por recuperar	1.807.298	2.892.522
IVA Crédito fiscal por recuperar	414.850	351.804
Crédito Sence	-	67.023
Crédito Activo Fijo	-	20.386
Totales	2.222.148	3.331.735

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013, es el siguiente:

	30/06/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Impuesto a la renta	1.033.960	2.795.032
Iva Débito fiscal	2.035.116	1.310.311
Otros	77.763	61.183
Totales	3.146.839	4.166.526

9 Otros Activos Financieros no Corriente

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013, es el siguiente:

	30/06/2014	31/12/2013
Otros activos financieros no corriente	No Corriente M\$	No Corriente M\$
Crédito por Impuesto Ley Austral	495.803	520.085
Remanente crédito fiscal	7.102.723	7.618.239
Totales	7.598.526	8.138.324

Estos activos corresponden a crédito por impuestos Ley Austral y a remanente crédito fiscal (Impuesto específico por petróleo diesel), que se recuperarán en periodos futuros a base de la generación de flujos de la sociedad que los generó. La valorización inicial de estos activos se hace con los flujos proyectados de la Sociedad 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 flujos proyectados actualizados.

10 Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013, es el siguiente:

Activos intangibles neto	30/06/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Activos intangibles identificables, neto	24.458.775	23.746.860
Servidumbres	22.870.265	22.435.625
Software	1.588.510	1.311.235

Activos intangibles bruto	30/06/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Activos intangibles identificables, bruto	30.255.027	29.150.355
Servidumbres	22.870.265	22.435.625
Software	7.384.762	6.714.730

Amortización activos intangibles	30/06/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Activos intangibles identificables	(5.796.252)	(5.403.495)
Servidumbres	-	-
Software	(5.796.252)	(5.403.495)

La composición y movimientos del activo intangible durante el período 2014 y año 2013 son los siguientes:

Movimiento período 2014		Software neto	Servidumbres neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 01 de enero de 2014		1.311.235	22.435.625	23.746.860
Movimientos	Adiciones	675.711	326.097	1.001.808
	Retiros Valor Bruto	(5.679)	-	(5.679)
	Retiros Amortización Acumulada	5.679	-	5.679
	Traspaso Ley Austral	-	108.543	108.543
	Gastos por amortización	(398.436)	-	(398.436)
	Total movimientos	277.275	434.640	711.915
Saldo final al 30 de junio de 2014		1.588.510	22.870.265	24.458.775

Movimiento año 2013		Software neto	Servidumbres neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 01 de enero de 2013		1.651.733	22.431.178	24.082.911
Movimientos	Adiciones	41.737	-	41.737
	Retiros	-	-	-
	Otros (Activación Obras en Curso)	544.183	4.447	548.630
	Gastos por amortización	(926.418)	-	(926.418)
	Total movimientos	(340.498)	4.447	(336.051)
Saldo final al 31 de diciembre de 2013		1.311.235	22.435.625	23.746.860

Los derechos de servidumbre se presentan al costo y los adquiridos a partir de la fecha de transición al costo 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" de los Estados financieros integrales.

11 Plusvalía Comprada

A continuación se presenta el detalle de la plusvalía por las unidades generadoras de efectivo o grupos de éstas a las que está asignada y los saldos al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013:

Rut	Compañía	30/06/2014 M\$	31/12/2013 M\$
90021000-0	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	124.944.061	124.944.061
96956660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	49.471.945	49.471.945
	Totales	174.416.006	174.416.006

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

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

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

12 Propiedades, planta y equipo

A continuación se presentan los saldos del rubro al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	30/06/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	341.487.287	335.865.747
Terrenos	13.853.745	13.577.884
Edificios	6.769.987	6.897.828
Planta y Equipo	277.449.776	247.559.479
Equipamiento de Tecnologías de la Información	1.049.613	702.463
Instalaciones Fijas y Accesorios	274.454	301.179
Vehículos de Motor	1.506.571	1.608.706
Construcciones en Curso	38.778.658	63.363.154
Otras Propiedades, Planta y Equipo	1.804.483	1.855.054

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	30/06/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	440.665.445	429.246.028
Terrenos	13.853.745	13.577.884
Edificios	11.610.490	11.610.490
Planta y Equipo	364.769.453	329.465.951
Equipamiento de Tecnologías de la Información	3.215.926	2.719.475
Instalaciones Fijas y Accesorios	900.496	901.156
Vehículos de Motor	3.115.840	3.303.528
Construcciones en Curso	38.778.658	63.363.154
Otras Propiedades, Planta y Equipo	4.420.837	4.304.390

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	30/06/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(99.178.158)	(93.380.281)
Edificios	(4.840.503)	(4.712.662)
Planta y Equipo	(87.319.677)	(81.906.472)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(2.166.313)	(2.017.012)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(626.042)	(599.977)
Vehículos de Motor	(1.609.269)	(1.694.822)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(2.616.354)	(2.449.336)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante el período 2014 y el año 2013 es el siguiente:

Movimiento período 2014	Terrenos	Edificios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Construcciones en curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Totales
Saldo Inicial al 01 de enero de 2014	13.577.884	6.897.828	247.559.479	702.463	301.179	1.608.706	63.363.154	1.855.054	335.865.747
Movimientos									
Adiciones	-	-	592.027	-	-	197.205	11.701.780	82.935	12.573.947
Retiros Valor Bruto	-	-	(473.500)	(12.672)	(660)	(384.893)	-	(1.719)	(873.444)
Retiros Depreciación Acumulada	-	-	242.739	12.375	560	270.307	-	1.719	527.700
Otros (Activación Obras en Curso)	-	-	35.544.717	509.123	-	-	(36.286.276)	35.231	(197.205)
Traspaso por Ley Austral	275.861	-	(359.742)	-	-	-	-	-	(83.881)
Gastos por depreciación	-	(127.841)	(5.655.944)	(161.676)	(26.625)	(184.754)	-	(168.737)	(6.325.577)
Total movimientos	275.861	(127.841)	29.890.297	347.150	(26.725)	(102.135)	(24.584.496)	(50.571)	5.621.540
Saldo final al 30 de junio de 2014	13.853.745	6.769.987	277.449.776	1.049.613	274.454	1.506.571	38.778.658	1.804.483	341.487.287

Movimiento año 2013	Terrenos	Edificios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Construcciones en curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Totales
Saldo Inicial al 01 de enero de 2013	13.566.747	7.155.583	246.042.990	953.154	363.322	1.385.255	45.197.083	2.122.608	316.786.742
Movimientos									
Adiciones	-	-	3.068.418	230.030	-	4.220	35.493.073	85.632	38.881.373
Retiros	(10.593)	(2.137)	(7.525.300)	(160)	(6.391)	(93.497)	-	(78.590)	(7.716.668)
Otros (Activación Obras en Curso)	21.730	-	16.045.950	201.115	-	661.149	(17.025.240)	95.296	-
Gastos por depreciación	-	(255.618)	(10.072.579)	(681.676)	(55.752)	(348.421)	-	(369.892)	(11.783.938)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	-	-	-	-	(301.762)	-	(301.762)
Total movimientos	11.137	(257.755)	1.516.489	(250.691)	(62.143)	223.451	18.166.071	(267.554)	19.079.005
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	13.577.884	6.897.828	247.559.479	702.463	301.179	1.608.706	63.363.154	1.855.054	335.865.747

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 los 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 Propiedad, Planta y Equipo se presenta en la cuenta "Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación".
- La Sociedad y sus filiales cuentan con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (centrales, subestaciones, construcciones, contenido y existencias) con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.
- Los activos en construcción según se explica en Nota 2.10 incluyen activación de costos financieros por M\$580.955 al 30 de junio de 2014 y a M\$603.927 por el período terminado al 30 de junio de 2013, con una tasa media de financiamiento de 3,76% y 3,65% real anual respectivamente, y los costos de personal relacionados directamente con obras en curso por M\$816.489 al 30 de junio de 2014 y a M\$737.241 por el período terminado al 30 de junio de 2013.
- El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013 no es significativo. La Sociedad no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.

13 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

13.1 Impuesto a la renta

- a) El detalle del gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados Consolidado correspondiente a los períodos enero-junio 2014 y enero-junio 2013, y por el trimestre abril-junio 2014 y abril-junio 2013, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	30/06/2014	30/06/2013	01/04/2014	01/04/2013
	M\$	M\$	30/06/2014 M\$	30/06/2013 M\$
Gasto por impuesto corriente	2.777.383	2.251.078	1.881.222	1.455.480
Beneficio de carácter fiscal, procedente de pérdidas fiscales, créditos fiscales o diferencias temporarias no reconocidos en períodos anteriores utilizadas para reducir el gasto por impuestos del período corriente	45.617	(213.470)	99.189	530.295
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	119.960	-	119.960	-
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	2.942.960	2.037.608	2.100.371	1.985.775
Gasto por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(363.589)	1.718.487	(565.876)	359.566
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	(363.589)	1.718.487	(565.876)	359.566
Gasto por impuesto a las ganancias, operaciones continuadas	2.579.371	3.756.095	1.534.495	2.345.341

Impuestos a las ganancias relacionado con otro resultado integral	30/06/2014	30/06/2013	01/04/2014	01/04/2013
	M\$	M\$	30/06/2014 M\$	30/06/2013 M\$
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de efectivo de otro resultado integral	-	6.642	-	1.613
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(36.783)	(7.182)	(28.108)	(2.856)
Impuestos a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral	(36.783)	(540)	(28.108)	(1.243)

- b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a la ganancia (pérdida) antes de impuesto al 30 de junio de 2014 y 2013 es la siguiente:

Conciliación de la ganancia contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	30/06/2014	30/06/2013	01/04/2014	01/04/2013
	M\$	M\$	30/06/2014 M\$	30/06/2013 M\$
Ganancia Contable antes de Impuesto	16.236.868	18.983.634	9.759.216	11.112.507
Total de (gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (20%)	(3.247.374)	(3.796.727)	(1.951.844)	(2.222.502)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	(29.125)	66.193	8.491	(24.941)
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(263.317)	(75.476)	(147.223)	(24.805)
Efecto fiscal de pérdidas fiscales	-	(15.907)	-	(10.878)
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	960.445	65.822	556.081	(62.215)
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	668.003	40.632	417.349	(122.839)
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(2.579.371)	(3.756.095)	(1.534.495)	(2.345.341)
Tasa impositiva efectiva	15,89%	19,79%	15,72%	21,11%

13.2 Impuestos diferidos

- a) El detalle de los saldos de impuestos diferidos registrados al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013, es el siguiente:

Diferencias temporarias	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	30/06/2014 M\$	31/12/2013 M\$	30/06/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Impuestos diferidos relativos a propiedades, plantas y equipos	1.698.950	1.455.399	12.421.972	12.936.098
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	1.604	48.548	31.874	23.280
Impuestos diferidos relativos a provisión cuentas incobrables	1.511.706	1.445.329	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	115.354	144.750	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión obsolescencia	74.698	64.641	-	-
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	2.558.564	2.550.959	-	-
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	9.328	10.983	123.474	153.863
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	189.463	462.687	-	-
Impuestos diferidos otras provisiones	51.972	79.397	2.179	3.526
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	423.028	508.870	-	-
Total Impuestos Diferidos	6.634.667	6.771.563	12.579.499	13.116.767

- b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación Financiera Consolidado Intermedio en el período 2014 y año 2013, son los siguientes:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2013	7.893.424	13.198.224
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(1.108.689)	(56.714)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	(13.172)	(24.743)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	6.771.563	13.116.767
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(136.896)	(500.485)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	(36.783)
Saldo al 30 de junio de 2014	6.634.667	12.579.499

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

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

14 Otros Pasivos Financieros

- a) El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de este rubro al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013, es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	30/06/2014		31/12/2013	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Bonos	8.808.829	113.715.429	8.286.789	112.127.873
Totales	8.808.829	113.715.429	8.286.789	112.127.873

- b) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público, Bonos al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013, es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa nominal	Garantía	30 de junio 2014								
					Corriente			No Corriente					Total No Corriente
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	
								Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años		
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
Chile	UF	Anual	3,30%	Sin Garantía	-	4.022.707	4.022.707	3.568.186	3.568.186	3.568.185	3.568.185	-	14.272.742
Chile	UF	Semestral	3,00%	Sin Garantía	2.183.528	2.001.969	4.185.497	3.804.883	3.935.940	3.957.991	3.980.854	1.999.192	17.678.860
Chile	UF	Semestral	3,60%	Sin Garantía	237.176	-	237.176	-	-	-	-	-	23.142.812
Chile	UF	Semestral	3,75%	Sin Garantía	-	363.449	363.449	-	-	-	-	-	58.621.015
Totales					2.420.704	6.388.125	8.808.829	7.373.069	7.504.126	7.526.176	7.549.039	83.763.019	113.715.429

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa nominal	Garantía	31 de diciembre 2013								
					Corriente			No Corriente					Total No Corriente
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	
								Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años		
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
Chile	UF	Anual	3,30%	Sin Garantía	-	3.616.672	3.616.672	3.398.393	3.473.864	3.473.864	3.473.864	-	13.819.985
Chile	UF	Semestral	3,00%	Sin Garantía	4.079.037	-	4.079.037	3.670.389	3.807.953	3.829.149	3.851.120	3.873.830	19.032.441
Chile	UF	Semestral	3,60%	Sin Garantía	232.439	-	232.439	-	-	-	-	-	22.440.802
Chile	UF	Semestral	3,75%	Sin Garantía	-	358.641	358.641	-	-	-	-	-	56.834.645
Totales					4.311.476	3.975.313	8.286.789	7.068.782	7.281.817	7.303.013	7.324.984	83.149.277	112.127.873

- c) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público, Bonos al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013, es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	30 de junio 2014								
					Corriente			No Corriente					Total No Corriente
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	
								Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años		
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	3,30%	Sin Garantía	-	4.022.707	4.022.707	3.568.186	3.568.186	3.568.185	3.568.185	-	14.272.742
SAESA	BONO SERIE I/N°664	UF	3,00%	Sin Garantía	2.183.528	2.001.969	4.185.497	3.804.883	3.935.940	3.957.991	3.980.854	1.999.192	17.678.860
SAESA	BONO SERIE J/N°665	UF	3,60%	Sin Garantía	237.176	-	237.176	-	-	-	-	-	23.142.812
SAESA	BONO SERIE L/N°397	UF	3,75%	Sin Garantía	-	363.449	363.449	-	-	-	-	-	58.621.015
Totales					2.420.704	6.388.125	8.808.829	7.373.069	7.504.126	7.526.176	7.549.039	83.763.019	113.715.429

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2013								
					Corriente			No Corriente					
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	3,30%	Sin Garantía	-	3.616.672	3.616.672	3.398.393	3.473.864	3.473.864	3.473.864	-	13.819.985
SAESA	BONO SERIE IN°664	UF	3,00%	Sin Garantía	4.079.037	-	4.079.037	3.670.389	3.807.953	3.829.149	3.851.120	3.873.830	19.032.441
SAESA	BONO SERIE J/N°665	UF	3,60%	Sin Garantía	232.439	-	232.439	-	-	-	-	22.440.802	22.440.802
SAESA	BONO SERIE L/N°397	UF	3,75%	Sin Garantía	-	358.641	358.641	-	-	-	-	56.834.645	56.834.645
Totales					4.311.476	3.975.313	8.286.789	7.068.782	7.281.817	7.303.013	7.324.984	83.149.277	112.127.873

d) 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 G

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 6 de septiembre de 2002, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escrituras públicas de fechas 16 de septiembre de 2002, 28 de noviembre de 2002, 26 de diciembre de, 8 de enero de 2003, 4 de enero de 2006, 8 de febrero de 2006, 13 de noviembre de 2007, 9 de octubre de 2008 y 28 de octubre de 2010, todas otorgadas en esa 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 Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 301. Con fecha 19 de diciembre de 2007, con cargo al Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie G, se colocaron un total de 300 bonos en una serie única denominada "Serie G", por un monto total de 300.000 Unidades de Fomento. En octubre de 2008, se colocaron un total de 300.000 Unidades de Fomento con cargo al Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie G. Adicionalmente, en octubre del año 2009 se colocaron bonos por un monto de 300.000 Unidades de Fomentos adicionales en esta serie. Los fondos fueron utilizados para refinanciar las amortizaciones del año de la Serie E, con las siguientes restricciones principales:

- Razón de endeudamiento consolidado máximo: 1,25. Se entenderá como "Endeudamiento" la razón entre Pasivo Exigible sobre Patrimonio. Asimismo, se entenderá por "Pasivo Exigible" la suma de la partidas Total Pasivos Corrientes más Total Pasivos No Corrientes más boletas de garantía exceptuando las boletas del Fondo Nacional de Desarrollo Regional que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad menos los "Activos de Cobertura", que corresponde a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Activos Financieros que se encuentran en la Notas de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos Patrimonio será equivalente a la cuenta Total Patrimonio de los Estados Financieros de la Sociedad.
- 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 1000 GWh por año calendario. En el año calendario 2013, la Sociedad y sus filiales distribuyeron 2.235 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad ha distribuido 2.283 GWh por los anteriores 12 meses móviles (julio 2013 - junio 2014), en 2013 había distribuido 2.184 GWh por el período julio 2012 y junio 2013. Adicionalmente, en 2014 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.
- Los préstamos en dinero están restringidos a personas relacionadas y de acuerdo con montos máximos determinados. Además, sin restricción se pueden otorgar a clientes o entidades públicas (municipalidades u otras) en el giro ordinario de sus negocios.
- Adicionalmente, durante el año 2008 se incorporó una nueva restricción asociada a mantener una relación de Deuda Financiera Neta a EBITDA menor a 3,5.

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 30 de junio de 2014 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie I

Consta del contrato de emisión de línea de bonos celebrado entre Saesa y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, por escritura pública de fecha 11 de febrero de 2011, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 8 de abril de 2011 y complementado por escritura pública de fecha 22 de septiembre de 2011, ambas otorgadas en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie I, fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 664.

Con fecha 5 de octubre de 2011, la Sociedad efectuó la colocación del Bono Serie I 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 3,5, 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 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.

- 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.

- Los préstamos en dinero están restringidos a personas relacionadas y de acuerdo con montos máximos determinados. Además, sin restricción se pueden otorgar a clientes o entidades públicas (municipalidades u otras) en el giro ordinario de sus negocios.

Al 30 de junio de 2014 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie J

Consta del contrato de emisión de línea de bonos celebrado entre Saesa y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, por escritura pública de fecha 11 de febrero de 2011, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 8 de abril de 2011 y complementado por escritura pública de fecha 22 de septiembre de 2011, ambas otorgadas en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie J, fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 665.

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

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA no superior a 3,50, el que se medirá sobre los Estados Financieros del Emisor.

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

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea

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

- 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.

- Los préstamos en dinero están restringidos a personas relacionadas y de acuerdo con montos máximos determinados. Además, sin restricción se pueden otorgar a clientes o entidades públicas (municipalidades u otras) en el giro ordinario de sus negocios.

Al 30 de junio de 2014 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie L

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

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

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA no superior a 3,50, el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

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

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

- 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.

- La Sociedad y sus Filiales no podrán otorgar préstamos de dinero a terceros, salvo por aquellos: (i) vigentes a la fecha del Contrato de Emisión otorgados por la Sociedad o sus Filiales, según sea el caso; o (ii) aquellos que se efectúen a personas o sociedades Relacionadas, sociedades Coligadas o empleados de la Sociedad o de sus Filiales o Coligadas; o (iii) préstamos a clientes o entidades públicas, tales como municipalidades u otras, en el giro ordinario de sus negocios.

Al 30 de junio de 2014 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

En diciembre de 2009, la Sociedad en conjunto con sus filiales y relacionada Frontel celebró un contrato de línea de capital de trabajo con los bancos Corpbanca y BCI. Del contrato vigente se impusieron las siguientes condiciones principales:

- Razón de endeudamiento individual y consolidado máximo: 1,25. Se entenderá como “Endeudamiento” la razón entre Pasivo Exigible sobre Patrimonio. Asimismo, se entenderá por “Pasivo Exigible” la suma de la partidas Total Pasivos Corrientes más Total Pasivos No Corrientes más boletas de garantía exceptuando las boletas del Fondo Nacional de Desarrollo Regional que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Activos Financieros que se encuentran en la Notas de los Estados Financieros del Emisor. Para estos efectos Patrimonio será equivalente a la cuenta Total Patrimonio de los Estados Financieros de la Sociedad.
- 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 1000 GWh por año. En el año calendario 2013, la Sociedad y sus filiales distribuyeron 2.235 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad ha distribuido 2.283 GWh por los anteriores 12 meses móviles (julio 2013 - junio 2014), en 2013 había distribuido 2.184 GWh por el período julio 2012 - junio 2013. Adicionalmente, en 2014 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 30 de junio de 2014, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

15 Política de Gestión de Riesgos

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

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

15.1 Riesgo de negocio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria para la distribución, transmisión y transformación de energía, así como la generación en los sistemas medianos como los atendidos por la filial Edelaysen. La Autoridad, además de fijar tarifas, dicta las normas de calidad de producto y operación, derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios. Los riesgos de este negocio están ligados al marco regulatorio actual, donde la Autoridad fija las tarifas luego de un proceso que busca el óptimo de operación e inversión en cada sistema, fijando tarifas que permitan la recuperación de la inversión inicial y los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente, considerando instalaciones y una organización de tamaño eficiente para la prestación de los servicios tarifados.

Adicionalmente existe riesgo financiero, relacionado con el financiamiento de las inversiones, los plazos de recuperación de éstas, así como el costo de fondos.

15.1.1 Riesgo Regulatorio

a) Cambio de la regulación

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

A fines de 1998 se publicó el Decreto Supremo N° 327, Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos que permitió perfeccionar y aclarar algunos aspectos complementarios, especialmente los relacionados con calidad de servicio y funcionamiento independiente de los CDEC's.

Durante el año 1999 se introdujeron dos importantes modificaciones a la regulación eléctrica. En primer lugar, se establecieron ciertas obligaciones para los generadores respecto al suministro eléctrico en situaciones de desabastecimiento originadas por fallas prolongadas en centrales térmicas o en sequías (Art. 99 bis del DFL N° 1). En segundo lugar, se modificó la Ley Orgánica Constitucional N°18.410 que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles ("SEC"), modificación que implicó establecer facultades fiscalizadoras adicionales para este organismo y configurar un sistema de multas asociadas al incumplimiento de las normas y reglamentos por parte de las empresas eléctricas.

Asimismo, desde marzo de 2004 y hasta mediados del 2014, se han publicado en el Diario Oficial diversas modificaciones a la Ley General Sobre Servicios Eléctricos (ver Nota N°3 punto 3.4 Marco Regulatorio).

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

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

b) Fijación de tarifas de generación

Actualmente, un generador puede cumplir distintos roles, en forma exclusiva o de manera simultánea, para comercializar la producción de una central. Por una parte, puede actuar como un generador puro, vale decir comercializar la producción completa de la central al mercado spot y por otra, establecer contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación o participando de licitaciones impulsadas por las empresas distribuidoras de energía. No obstante lo anterior, es posible establecer una combinación de ambas formas de venta de su producción. Actualmente la relacionada SAGESA está enfocada en la venta de su energía a la filial SGA quien en definitiva comercializa la energía en el mercado spot. La energía que comercializa SGA por su parte viene principalmente de la relacionada SAGESA y otra parte de otros generadores del sistema.

Al entregar su energía al mercado spot, ésta será valorizada al costo marginal horario que para estos efectos es calculado por la Dirección de Peajes del CDEC –SIC en función de los costos variables de las unidades que fueron despachadas en el sistema para satisfacer la demanda horaria de éste en forma económica y segura. Por otra parte, si el generador cuenta además con contratos de suministro, este debe comprar al mercado marginal la energía necesaria para poder satisfacer sus contratos de suministro quien a su vez recaudará de sus clientes al precio establecido en dichos contratos bilaterales de suministro. Esta misma situación se repite para la potencia con la salvedad que actualmente el precio de la potencia es fijado por la Comisión Nacional de Energía mediante las respectivas fijaciones tarifarias.

Para evitar tener una exposición al riesgo financiero producto a un eventual desacople entre los ingresos asociados al contrato con la obligación de los retiros al precio spot en el mercado mayorista, la filial SGA vende toda su energía a precios spot y establece contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación de precios indexados al precio spot principalmente.

c) Fijación de tarifas de distribución

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 2 de abril de 2013 se publicó el nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016. Estas tarifas son fijas, y se ajustan anualmente por un factor de economía de escala (reconociendo las eficiencias que se producen en cada Sociedad producto del aumento de ventas), y por una fórmula de indexación que considera variaciones mensuales de la inflación local, del tipo de cambio y el precio del cobre. Las nuevas tarifas de la Sociedad y sus filiales de distribución implicaron un aumento de sus Ingresos de actividades ordinarias de aproximadamente un 1,0% (base 2013).

Adicionalmente, las tarifas finales a clientes incorporan el costo de la energía contratada por la Sociedad, y que es traspasada al cliente final.

Para la filial Edelayen, las tarifas de venta incorporan en su fórmula precios regulados, que también son fijados cada cuatro años, reflejando en este caso los costos medios de generación en esa zona.

En cuanto a los Servicios Asociados a la Distribución Eléctrica (SSAA), viene al caso mencionar que a fines del 2011 y producto de una investigación realizada por la Fiscalía Nacional Económica, ante una presentación no contenciosa del 2008, ha solicitado a la H. Comisión Resolutiva calificar un nuevo conjunto de servicios como parte de los SSAA, precisiones y mayores exigencias para la prestación de servicios asociados no tarifados y proponer al Ejecutivo modificaciones legales en el caso de prestarse SSAA que utilicen infraestructura concebida para el servicio de suministro de electricidad. La Sociedad está monitoreando lo anteriormente comentado, de modo de anticipar cambios en los actuales procesos o en las formas de tarificación en la industria. En ese mismo sentido, la Sociedad ha implementado procesos de modelación y detalle de los distintos servicios hoy ofrecidos o los nuevos, considerando el detalles de las actividades incluidas, condiciones de aplicación y sus costos, cuyos precios se publican en nuestras oficinas comerciales y son informados oportunamente a la Autoridad.

Respecto de la fijación de tarifa de SSAA, que se realiza cada cuatro años con ocasión del Proceso de fijación de VAD, este proceso finalizó el 14 de marzo de 2014 con la publicación del Decreto respectivo. Las nuevas tarifas implicaron una disminución de los Ingresos ordinarios de la Sociedad y sus filiales en un 0,7% anual (en base 2013).

d) Fijación de tarifas de subtransmisión

De acuerdo a la legislación vigente corresponde determinar cada cuatro años el valor anual de los sistemas de subtransmisión, con dos años de diferencia respecto del cálculo del VAD.

Un nuevo proceso tarifario comenzó durante el 2009 (fija las tarifas para el período 2011-2014) y culminó con la publicación del respectivo Decreto Supremo N°14, el 9 de abril de 2013. Con ello, se aplicaron de manera retroactiva (desde el 1° de enero del 2011) los recargos fijados. Con posterioridad a la publicación del decreto tarifario de Subtransmisión, la CNE comenzó la elaboración de los respectivos Informes Técnicos que permitan traspasar los nuevos recargos a las tarifas de clientes regulados para todo el período de aplicación (desde enero de 2011 en adelante) y que se espera sean publicados durante el segundo semestre del 2014. Asimismo, la Dirección de Peajes del CDEC-SIC inició los cálculos y ha enviado los cuadros de pagos para reliquidar desde enero de 2014 en adelante, el pago por el uso de subtransmisión de parte de los retiros (distribuidoras) e inyecciones (generadoras) con los niveles tarifarios establecidos en el DS N°14. Las nuevas tarifas de Subtransmisión implicaron un aumento en los Ingresos de actividades ordinarias de la Sociedad y filiales de aproximadamente un 0,7% (base 2013).

Mediante Resolución Exenta N°754 de noviembre de 2013 la CNE envió las bases preliminares para el nuevo Estudio de Subtransmisión (período 2015-2018), el que fue observado por las Empresas, y usuarios interesados. Conforme a la Reglamentación vigente en función de las respuestas de la Autoridad, las empresas recurrieron al Honorable Panel de Experto para dirimir las diferencias que se mantuvieron. En virtud de los Dictámenes publicados por el Panel en febrero de 2014, la CNE publicó las bases definitivas mediante RE N°93 del 24 de marzo de 2014 a partir de las cuales las empresas subtransmisoras licitaron el Estudio que se inició con fecha 24 de abril y que tendrá una duración aproximada de cuatro meses.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de Subtransmisión son monitoreados continuamente, en función de los cambios que la Autoridad introduzca con ocasión de cada nuevo proceso tarifario, con el objeto de proteger los activos de la Sociedad y rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la Reglamentación vigente, esto es, en el Honorable Panel de Expertos o Contraloría General de la República, según sea el caso.

e) Contratos de suministro

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

Por otra parte, el suministro a partir del año 2010 quedó respaldado con contratos, después de que se adjudicó a Endesa, Colbún y Campanario todos los paquetes de energía licitados, equivalente al 100% de su demanda estimada a 2010. Los contratos de suministro están vigentes a partir de 2010 y consideran una duración de 10 años.

Sin embargo, en virtud del complejo escenario financiero del año 2011 que afectó a la empresa Campanario S.A. y que finalmente terminó en su incumplimiento del contrato de suministro, que representaba aproximadamente el 20% de los consumos de los clientes regulados de las empresas distribuidoras Saesa, Frontel y Luz Osorno, la SEC emitió su Resolución Exenta N° 2288 (RE2288), de fecha 26 de agosto de 2011, en la que se dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por Campanario, debía ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por la Dirección de Peajes del CDEC – SIC a prorrata de su energía firme, a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos por Campanario.

Así, la declaratoria de quiebra posterior de Campanario en Septiembre de 2011, o de cualquier otra empresa generadora adjudicataria de contratos licitados de suministro de potencia y energía no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados, debiéndose pagar los mismos precios establecidos en el respectivo contrato de suministro, por lo que sólo en caso de producirse el término anticipado del contrato de suministro por resolución judicial, nacería para la concesionaria la obligación de licitar nuevamente por sus consumos que no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso término anticipadamente.

Paralelamente, a fines del 2011 se inició el proceso de elaboración de unas nuevas bases de licitación para los montos comprometidos por Campanario y cuyo suministro se realizara mediante la aplicación de la RE2288. A fines de 2011 dichas bases fueron enviadas a la CNE para su respectiva revisión y aprobación, de manera previa a su ejecución. Posteriormente, durante el primer trimestre de 2012, la Sociedad, su filial Luz Osorno y la relacionada Frontel, junto a otras empresas cooperativas, llamaron a licitación pública para satisfacer los consumos de energía y potencia que abastecía originalmente la Generadora Campanario S.A., en quiebra. Las sociedades indicadas, adjudicaron a Endesa el bloque de suministro licitado, para el período mayo 2012 - diciembre 2014.

Por otro lado, a la luz de los futuros requerimientos de nuevos suministros regulados, la misma quiebra de Campanario, los crecimientos reales versus los proyectados, el término de los primeros contratos de suministro licitados, la CNE ha impulsado procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC, con el objeto de atender los requerimientos del período 2013-2019 y 2019-2032, denominadas "LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/01" y "LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/02", respectivamente.

Luego de una revisión de los bloques de suministro, finalmente se redefinieron los períodos considerados en los procesos 2013/01 y 2013/02, de tal forma que el primer proceso considera requerimientos entre los años 2013 y 2024, y el segundo proceso entre los años 2016 y 2018. Tanto el proceso 2013/01 como 2013/02 se iniciaron el 20 de junio de 2013 y a solicitud de la CNE, se solicitó extender los plazos de recepción de ofertas.

Respecto al proceso 2013/01, se adjudicó un 78% de las energías licitadas (70% a ENDESA y 8% a Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.). Producto de lo anterior, la Comisión solicitó realizar nuevamente modificaciones al proceso 2013/02 en términos de plazo de suministro (2017-2018), energía licitada, y plazo de adjudicación (Octubre de 2014). En paralelo, la misma CNE impulsó un tercer proceso de licitación 2013/03, el cual cubriría la energía no adjudicada del proceso 2013/01 y requerimientos de energía de los distribuidores desde el 2018 hasta el 2025 y cuya adjudicación se fijó para Agosto de 2014.

La Sociedad permanentemente actualiza sus proyecciones de demanda para suministro de clientes regulados, considerando la información de demanda mensual real. En función de lo anterior, se establecen los requerimientos para ser licitados en los distintos procesos instruidos por la Comisión. Adicionalmente, monitorea las condiciones de las demás empresas distribuidoras que eventualmente puedan requerir de los excedentes generados por otros contratos de suministro, o bien de los excedentes que otras empresas puedan poner a disposición de las empresas que presentan un déficit de abastecimiento.

f) Abastecimiento de energía

La seguridad de abastecimiento de energía para todo el SIC se podría ver afectada en años futuros, si se presentaran fallas prolongadas en centrales térmicas y/o problemas con el suministro de gas y/o problemas de sequía.

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

- Las Leyes Cortas mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.
- Las acciones que actualmente se encuentra desarrollando el regulador, tendientes por un lado a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento de gas argentino y por otro al reconocer que un año muy seco podría generar situaciones que pueden ser

complicadas y que requieren de una revisión oportuna de la forma en que se puedan resolver la disponibilidad y los recursos de energía necesarios, dado por el nivel actual de los embalses y las líneas de transmisión. Se reconoce que el problema no es de falta de energía, porque hay muchas turbinas diesel disponibles, pero sí existe preocupación por costos debido al precio que pueda alcanzar el petróleo.

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

15.2 Riesgo financiero

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

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

15.2.1 Tipo de cambio

La Sociedad y sus principales filiales que operan en moneda funcional peso, realizan limitadas 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. Estas transacciones son específicas y por montos y períodos que no generan impactos relevantes en la Sociedad y sus filiales.

Si bien el costo de energía está indexado a variables como el tipo de cambio y al precio de combustibles como el gas natural, el petróleo y el carbón, éste es traspasado a sus clientes y el impacto en los resultados de la Sociedad y sus filiales es menor.

La filial SGA tiene como moneda funcional el dólar, debido a que sus flujos están vinculados a la evolución de esa moneda. Los flujos que representa esta sociedad como parte de los flujos consolidados de Saesa son de un 1,7%. Las variaciones de patrimonio que pueda tener esta sociedad por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

Al 30 de junio de 2014, las cuentas de balance de SGA presentan un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos. Esta posición implica que por cada \$10 de variación en el tipo de cambio peso dólar se tendrá una variación en el resultado por diferencia de cambio de M\$139.634, de abono o cargo según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

15.2.2 Variación UF

De los ingresos de la Sociedad, más de 75% corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía. Las tarifas de ventas incluyen en sus indicadores factores de actualización, tales como el IPC y el IPP (Índice de Precios al Productor). Es decir, la mayor parte del flujo de Efectivo neto que la Sociedad y sus filiales generan corresponde a pesos indexados.

Es por esto que la Sociedad mantiene deudas en UF y no administra el riesgo de esa variación en su balance.

El 100% de la deuda financiera está estructurada en UF, que según lo indicado es consistente con el perfil de flujos de la Sociedad.

La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corriente y no corrientes) suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir, para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes) la variación positiva de medio punto porcentual de la UF por el periodo de cierre de estos estados financieros, con respecto de la variación real de la UF. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la

condición anterior, se produce un aumento en los pasivos de la Sociedad de M\$155.152 a junio de 2014.

15.2.3 Tasa de interés

En la actualidad el 85% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija. La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de las tasas variables con respecto a la TAB (Tasa Activa Bancaria), suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes, esta metodología consiste en medir la variación positiva de un punto porcentual de la TAB a la fecha de cierre de estos estados financieros, con respecto a la tasa de la última fijación de los préstamos que posee la Sociedad. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se generaría un mayor gasto financiero por concepto de intereses de M\$ 88.424 durante el periodo. La Sociedad no ha cambiado la metodología aplicada para determinar el análisis de sensibilización de tasas.

La composición de las tasas de la deuda financiera según tasa de interés fija y variable, es la siguiente:

	30/06/2014	30/06/2013
Tasa Interés Variable	15%	14%
Tasa Interés Fija	85%	86%

15.2.4 Riesgo de liquidez

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

Debido a lo anterior, la deuda financiera se encuentra en un 100% estructurada a largo plazo, mediante bonos.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de la administración de caja conjunta con las matrices (Eléctricas y Grupo Saesa) y la relacionada (Frontel). Como política, los excedentes de caja diarios son invertidos en instrumentos financieros con el objeto de optimizarlos y poder asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago en las fechas de vencimiento establecidas; las inversiones se realizan en instituciones financieras nacionales, con límites establecidos por institución y en instrumentos financieros de riesgo acotado, de acuerdo con las políticas internas del Grupo.

Saesa y sus filiales, en la actualidad cuentan con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.750.000 en conjunto con la sociedad Frontel, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta diciembre del año 2015, 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.

15.2.5 Riesgo de crédito

La Sociedad y sus filiales tienen como objetivo disminuir el incumplimiento de pago de las contrapartes y adicionalmente mejorar la posición de capital de trabajo. Para lo anterior, existe una política de crédito, que establece las condiciones y formas de pago, así como también condiciones a pactar con los clientes morosos.

La Sociedad está expuesta al riesgo de crédito debido a sus actividades operacionales y a sus actividades financieras.

Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad operacional, se distingue dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otro relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa

menor, pero que tienen como finalidad entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como venta al detalle de productos y servicios y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos significativos y adicionalmente, de acuerdo a lo que establece la normativa vigente, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago; esto sin lugar a dudas es una herramienta importante en la gestión cobranza, ya que el plazo de cobro a los clientes es reducido (45 días).

Otro aspecto importante que establece la ley, es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que entrega otra herramienta de cobro.

Respecto de las otras ventas tales como venta al detalle de productos y servicios, instalaciones eléctricas y construcciones de obras, la Política de la Sociedad y sus filiales 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.

El riesgo de incobrabilidad en base a la madurez de la cartera de acuerdo con los siguientes tramos de antigüedad (en días):

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	3%	33%
181 a 270	34%	66%
271 a 360	67%	66%
361 o más	100%	100%

Las provisiones de deuda de energía se realizan sobre deudores que se encuentran sin suministro.

En algunos casos especiales (clientes importantes o gubernamentales), la Sociedad evalúa el riesgo de incobrabilidad en base a su comportamiento histórico (estacionalidad de flujos) o condiciones puntuales del mercado.

Activos de carácter financiero:

De acuerdo con lo definido por la Sociedad y sus filiales, las inversiones sólo se realizarán en instrumentos financieros permitidos que maximicen los retornos del excedente de caja, sin exceder el nivel de riesgo y de máxima exposición, todo bajo el margen de riesgo establecido y con la finalidad de cumplir obligaciones de corto plazo. Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales con calificación de riesgo no inferior al de la Sociedad, con límites establecidos para cada entidad y sólo en instrumentos de renta fija. En ningún caso se considera o contempla la posibilidad de realizar una inversión con objeto de especular en el mercado de capitales nacional o extranjero.

15.2.6 Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

al 30 de junio de 2014	Mantenidos hasta al vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	-	92.685.191	-	-	92.685.191
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	-	3.061.650	-	-	3.061.650
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	2.054.881	6.113.184	-	8.168.065
Otros activos financieros, no corrientes	-	7.598.526	-	-	7.598.526
Totales	-	105.400.248	6.113.184	-	111.513.432

al 31 de diciembre de 2013	Mantenidos hasta al vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	-	71.283.732	-	-	71.283.732
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	-	1.608.507	-	-	1.608.507
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	2.216.575	17.570.441	-	19.787.016
Otros activos financieros, no corrientes	-	8.138.324	-	-	8.138.324
Totales	-	83.247.138	17.570.441	-	100.817.579

b) Pasivos Financieros

al 30 de junio de 2014	Mantenidos al vencimiento	Préstamos y cuentas por pagar	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	-	122.524.258	-	-	122.524.258
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	36.735.748	-	-	36.735.748
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	-	58.912.598	-	-	58.912.598
Totales	-	218.172.604	-	-	218.172.604

al 31 de diciembre de 2013	Mantenidos al vencimiento	Préstamos y cuentas por pagar	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	-	120.414.662	-	-	120.414.662
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	31.180.568	-	-	31.180.568
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	-	56.251.961	-	-	56.251.961
Totales	-	207.847.191	-	-	207.847.191

15.2.7 Valor Justo de instrumentos financieros

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

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

Activos Financieros - al 30.06.2014	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	1.027.165	1.027.165
Saldo en Bancos	1.027.716	1.027.716
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	82.497.699	82.497.699

Pasivos Financieros - al 30.06.2014	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Bonos	122.524.258	129.067.405
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	36.735.748	36.735.748

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

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

- Los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes corresponden a saldos por cobrar asociados a venta de energía, los cuales tienen un horizonte de cobro de corto plazo y por otro lado, no presentan un mercado formal donde se transen. De acuerdo a lo anterior, la valoración a costo o costo amortizado en una buena aproximación del Fair Value.
- El Valor Justo de los Bonos se determinó en base a referencias de precios de mercado, ya que estos instrumentos son transados en el mercado bajo condiciones estándares y con un alto grado de liquidez.
- El Valor Justo de la Deuda Bancaria se determinó a través de metodología de análisis de flujo de caja, aplicando las curvas de descuento correspondiente al plazo remanente a la fecha de extinción de la obligación.

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

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

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

16 Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El desglose de este rubro al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	30/06/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Cuentas por pagar comerciales	33.992.802	28.584.058
Otras cuentas por pagar	2.742.946	2.596.510
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	36.735.748	31.180.568

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	30/06/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Proveedores por compra de energía y peajes	27.587.171	20.055.359
Proveedores por compra de combustible y gas	531.291	637.116
Cuentas por pagar importaciones en Tránsito	348.620	219.065
Cuentas por pagar bienes y servicios	5.525.720	7.672.518
Dividendos por pagar a terceros	42.923	104.134
Cuentas por pagar instituciones fiscales	155.196	155.261
Otras cuentas por pagar	2.544.827	2.337.115
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	36.735.748	31.180.568

El detalle de cuentas por pagar comerciales con pagos al día al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013, es el siguiente:

Proveedores con pago al día	Saldo al				Saldo al			
	30/06/2014				31/12/2013			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	2.018.617	30.697.819	1.276.366	33.992.802	1.694.097	25.795.832	1.094.129	28.584.058
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Mas de 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales	2.018.617	30.697.819	1.276.366	33.992.802	1.694.097	25.795.832	1.094.129	28.584.058

17 Provisiones

17.1 Provisiones corrientes

17.1.1 Otras Provisiones

a) El desglose de este rubro al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013, es el siguiente:

Otras provisiones a corto plazo	Provisiones	
	30/06/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	330.851	539.108
Totales	330.851	539.108

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante el período 2014 y año 2013, es el siguiente:

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2014	539.108
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	7.570
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	53.302
Provisión utilizada	(269.129)
Reversos de provisión no utilizada.	-
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	(208.257)
Saldo final al 30 de junio de 2014	330.851

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2013	715.227
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	61.195
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(81.400)
Provisión utilizada	(128.448)
Reversos de provisión no utilizada	(27.466)
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	(176.119)
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	539.108

17.1.2 Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados

a) El desglose de este rubro al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Provisiones	
	30/06/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	576.768	723.748
Provisión por beneficios anuales	1.533.109	3.355.117
Totales	2.109.877	4.078.865

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante el período 2014 y año 2013, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Por vacaciones del personal	Por beneficios anuales	Total M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2014	723.748	3.355.117	4.078.865
Movimientos en provisiones			-
Provisiones adicionales	-	-	-
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	25.617	934.709	960.326
Provisión utilizada	(172.597)	(2.756.717)	(2.929.314)
Reversos de provisión no utilizada.	-	-	-
Otro incremento (decremento)	-	-	-
Total movimientos en provisiones	(146.980)	(1.822.008)	(1.968.988)
Saldo final al 30 de junio de 2014	576.768	1.533.109	2.109.877

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Por vacaciones del personal	Por beneficios anuales	Total M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2013	803.926	2.579.414	3.383.340
Movimientos en provisiones			-
Provisiones adicionales	1.538	78.707	80.245
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	195.664	2.523.703	2.719.367
Provisión utilizada	(277.380)	(1.826.707)	(2.104.087)
Reversos de provisión no utilizada.	-	-	-
Otro incremento (decremento)	-	-	-
Total movimientos en provisiones	(80.178)	775.703	695.525
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	723.748	3.355.117	4.078.865

17.2 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 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	30/06/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Indemnizaciones por años de servicio	4.081.094	3.869.715
Totales	4.081.094	3.869.715

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante el período 2014 y año 2013, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2014	3.869.715
Costo por intereses	195.305
Costo del servicio del período	78.877
Pagos en el período	(246.717)
Variación actuarial por cambio tasa	158.645
Variación actuarial por experiencia	25.269
Saldo al 30 de junio de 2014	4.081.094

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2013	3.286.489
Costo por intereses	203.290
Costo del servicio del período	307.737
Pagos en el período	(51.517)
Variación actuarial por cambio tasa	37.200
Variación actuarial por experiencia	86.516
Saldo al 31 de diciembre de 2013	3.869.715

c) Los montos registrados en los resultados integrales son los siguientes:

Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	30/06/2014	30/06/2013
	M\$	M\$
Costo por intereses	195.305	67.640
Costo del servicio del período	78.877	131.579
Total Gasto reconocido en el estado de resultados	274.182	199.219
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	183.914	35.914
Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	458.096	235.133

d) Hipótesis actuariales utilizadas al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013.

Tasa de descuento (nominal)	6,56%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	4,5%
Tablas de mortalidad	RV 2009 H / RV 2009 M
Tasa de rotación	2,5%
Edad de retiro	65 H / 60 M

e) Sensibilizaciones

Sensibilización de tasa de descuento:

Al 30 de junio de 2014, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de un 1 punto porcentual en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

Sensibilización de la tasa de descuento	Disminución de 1% M\$	Incremento de 1% M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos aumento (disminución) de pasivo	372.912	(322.118)

Sensibilización de tasa esperada de incremento salarial:

Al 30 de junio de 2014, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de un 1 punto porcentual en la tasa esperada de incremento salarial genera los siguientes efectos:

Sensibilización esperada de incremento salarial	Disminución de 1% M\$	Incremento de 1% M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos (disminución) aumento de pasivo	(330.458)	377.468

17.3 Juicios y multas

A la fecha de preparación de estos estados financieros consolidados intermedios, los juicios y multas más relevantes son los siguientes:

17.3.1 Juicios

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

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapas Procesal	Monto M\$
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	37398	Demanda de indemnización de perjuicios (Sociedad Turística Huaihue Limitada con Saesa)	Confirmada en 2° instancia. Esperando que sentencia quede firme. Rechazada demanda.	121.600
SAESA	7° Juzgado Civil de Santiago	11661-11	Demanda civil por daños (Becerra con SAESA y otros)	Pendiente en primera instancia	24.024
SAESA	16° Juzgado Civil de Santiago	5054-2011	Demanda civil por daños (Medel con SAESA y otros)	Pendiente en primera instancia	24.024
SAESA	2° Juzgado Civil de Osorno	C-3395-2011	Demanda civil de indemnización de perjuicios (Riquelme con SAESA)	Pendiente en primera instancia	24.024
SAESA	1° Juzgado Civil de Osorno	C-2828-11	Demanda civil de indemnización de perjuicios (Constructora América con SAESA)	Pendiente en primera instancia	24.024
SAESA	Juzgado de Policía Local de Río Bueno	1485-2011	Demanda del consumidor (Hott con SAESA)	Pendiente en primera instancia	33.000
SAESA	1° Juzgado Civil de Osorno	3379-2012	Demanda de indemnización de perjuicios (INELCO con SAESA)	Pendiente en primera instancia	1.131.332
SAESA	Juzgado de Letras de Puerto Varas	C-451-13	Demanda de indemnización de perjuicios (Navarro con Sossur, Timberlink y SAESA)	Pendiente en primera instancia	24.000
SAESA	Juzgado del Trabajo de Temuco	O-223-2014	Demanda de cobro de prestaciones, por responsabilidad subsidiaria (Morales y otros con Energía Ingeniería Eléctrica y otra)	Pendiente en primera instancia	(*)
SAESA	Juzgado del Trabajo de Temuco	O-241-2014	Demanda de cobro de prestaciones, por responsabilidad subsidiaria (Calfin y otros con Energía Ingeniería Eléctrica y otra)	Pendiente en primera instancia	(**)
SAESA	Juzgado Tributario y Aduanero de Los Lagos	GR-12-00082-2013	Reclamación de Resolución Tributaria (SAESA con SII)	Proceso pendiente en 1° instancia	196.266
SAESA	Juzgado Tributario y Aduanero de Los Lagos	GR-12-00017-2014	Reclamación de Resolución Tributaria (SAESA con SII)	Proceso pendiente en 1° instancia	75.319
EDELAYSEN	Juzgado de letras de Chaitén	005-2008	Demanda de comodato precario	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de discusión.	Indeterminado
EDELAYSEN	Juzgado de Letras de Chaitén	C-14-2013	Demanda de precario (Hechenleitner con EDELAYSEN)	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
LUZ OSORNO	Juzgado de Policía Local de Río Negro	50,685	Ley del consumidor	Pendiente en primera instancia	24.024
STS	Juzgado de letras de La Unión	315-2011	Demanda de término de servidumbre	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
STS	Juzgado del Trabajo de Temuco	O-223-2014	Demanda de cobro de prestaciones, por responsabilidad subsidiaria (Morales y otros con Energía Ingeniería Eléctrica y otra)	Pendiente en primera instancia	(*)
STS	Juzgado del Trabajo de Temuco	O-241-2014	Demanda de cobro de prestaciones, por responsabilidad subsidiaria (Calfin y otros con Energía Ingeniería Eléctrica y otra)	Pendiente en primera instancia	(**)

(*) Demanda conjunta para (Saesa - Frontel y STS) por un total de \$ 57.958.

(**) Demanda conjunta para (Saesa - Frontel y STS) por un total de M\$ 9.342.

Al 30 de junio de 2014, la Sociedad y sus filiales han realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación para ellas. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los presentes estados financieros, que incluye a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valoración de la misma. Cabe mencionar, que la Sociedad y sus filiales cuentan con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 1.000.

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

17.3.2 Multas

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

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
SAESA	REX 2642 de fecha 12.02.2014	SEC	Exceder índices de continuidad de suministro.	Pendiente Recurso de Reposición	125.651
SAESA	REX 954 de fecha 30.06.2014	VIALIDAD	Falta de permiso.	Judicializado.	16.821
SAESA	REX 955 de fecha 30.06.2014	VIALIDAD	Falta de permiso.	Judicializado.	29.436
SAESA	REX 3178 de fecha 07.05.2014	SEC	Exceder índices de continuidad de suministro.	Pendiente Recurso de Reposición	505
EDELAYSEN	REX 2629 de fecha 12.02.2014	SEC	Exceder índices de continuidad de suministro.	Pendiente Recurso de Reposición	1.009
EDELAYSEN	REX 3180 de fecha 07.05.2014	SEC	Exceder índices de continuidad de suministro.	Pendiente Recurso de Reposición	4.542
LUZ OSORNO	REX 2640 de fecha 12.02.2014	SEC	Exceder índices de continuidad de suministro.	Pendiente Recurso de Reposición	11.606

Multas pendientes de resolución de años anteriores					
STS	Res. Ex. 096 DRX de fecha 08.06.2011	SEC	Mantenimiento	Judicializada	31.539
EDELAYSEN	Res. Ex. 96 DRXI de fecha 20.06.2011	SEC	Infracción comunicación puesta en servicio	Judicializada	1.262
EDELAYSEN	Res. Ex. 830 de fecha 16.05.2012	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	3.028
LUZ OSORNO	Res. Ex. 2035 de fecha 28.08.2013	VIALIDAD	Falta de permiso de Vialidad.	Judicializada	10.513

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

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

18 Otros Pasivos no Financieros Corrientes

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros corrientes	30/06/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	12.239.080	13.712.619
Otras obras de terceros	4.642.956	4.653.268
Totales	16.882.036	18.365.887

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 2.17.2.

19 Otros Pasivos no Financieros No Corrientes

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros no corrientes	30/06/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Ingresos anticipados por venta de peajes	11.380.934	11.580.292
Otros pasivos no financieros no corrientes (*)	2.741.456	1.916.387
Totales	14.122.390	13.496.679

(*) Incluye participación en Eletrans S.A. por M\$2.446.968 al 30 de junio de 2014 y M\$1.621.801 al 31 de diciembre de 2013 y Eletrans II S.A. por M\$164.978 al 30 de junio de 2014 y M\$167.860 al 31 de diciembre de 2013. Ver Nota 33.

20 Patrimonio

20.1 Patrimonio neto de la Sociedad

20.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013 el capital social de SAESA asciende a M\$304.501.634. El capital está representado por 620.093.318 acciones serie A y 9.004.759.956.419 acciones serie B totalmente suscritas y pagadas.

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

20.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 30 de abril de 2014 se aprobó el pago de un dividendo final de \$0,00089842 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013, lo que significó un pago total de M\$8.090.591. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 28 de mayo de 2014.

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 30 de abril de 2013 se aprobó el pago de un dividendo final de \$0,00166567 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, lo que significó un pago total de M\$15.000.000. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 29 de mayo de 2013.

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como un pasivo en base devengada al cierre de cada período en los estados financieros de la Sociedad en función de la política de dividendos acordada por la Junta o los estatutos, que a la fecha corresponde a lo menos al mínimo obligatorio establecido en el artículo N°79 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas.

La Junta de Accionistas es soberana de cambiar el valor indicado, lo que no necesariamente aplica para los próximos años.

20.1.3 Otras reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Otras reservas al 30 de junio de 2014 y 2013 son los siguientes:

Al 30 de junio de 2014

	Cambio en otras reservas				
	Saldo al 01 de enero de 2014 M\$	Reservas por diferencias de conversión M\$	Reservas de cobertura M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales M\$	Saldo al 30 de junio de 2014 M\$
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(595.718)	396.445			(199.273)
Reservas de cobertura negocios conjuntos, neta de impuestos diferidos	(1.679.794)		(13.473)		(1.693.267)
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales	(133.693)			(145.554)	(279.247)
Otras reservas varias	12.616.103				12.616.103
Efecto fusión filial STS y SAGESA	15.996				15.996
Efecto por fusión 31.05.2011	12.325.796				12.325.796
Totales	22.548.690	396.445	(13.473)	(145.554)	22.786.108

Otras reservas varias por M\$12.616.103, está compuesta por M\$1.001.277, que corresponde a revalorización del capital pagado por el periodo 05 de agosto de 2009 a diciembre de 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia

de Valores y Seguros. El valor de M\$11.614.826 corresponde al valor de Otras reservas resultante de la división de Los Lagos Ltda., en cuatro empresas, la continuadora legal Los Lagos, y Lagos II, Los Lagos III y Los Lagos IV. A SAESA (Ex Los Lagos II) se le asignaron las acciones que Los Lagos tenía en Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Antigua SAESA). Una vez determinado el patrimonio de cada compañía, se distribuyeron proporcionalmente a las cuentas de Capital Pagado y Otras reservas según PCGA anteriores, lo que fue aprobado por los socios en la escritura de división respectiva.

El valor de M\$15.996 corresponde al efecto de la fusión materializada el 31 de mayo de 2012 de la filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. con la relacionada Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.

El efecto por fusión 31.05.2011 de M\$12.325.796 se origina en la fusión por absorción de la Sociedad con su filial (Antigua Saesa). Producto de lo anterior y de acuerdo a normas tributarias vigentes, se originaron beneficios tributarios, que implicaron mayores activos por impuestos diferidos por M\$12.319.245 al 31 de mayo de 2011. El monto por M\$6.551, corresponde a la incorporación de la participación no controladora de Antigua Saesa en la Sociedad, como consecuencia de la fusión materializada el 31 de mayo de 2011.

La transacción descrita es una combinación de negocios bajo control común. En ese sentido y ante la ausencia de normas específicas en IFRS, la Sociedad ha aplicado los mismos criterios que en transacciones similares anteriores que en la esencia no involucraban una adquisición.

La forma de contabilización es que los activos y pasivos se contabilizan a su valor contable y cualquier eventual efecto en resultados o mayor/menor valor teórico que se produzca como resultado de la transacción, se registrará con abono o cargo a otras reservas.

Al 30 de junio de 2013

	Saldo al 01 de enero de 2013 M\$	Cambio en otras reservas			Saldo al 30 de junio de 2013 M\$
		Reservas por diferencias de conversión M\$	Reservas de cobertura M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales M\$	
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(1.295.733)	446.117			(849.616)
Reservas de cobertura, neta de impuestos diferidos	(52.542)		(6.607)		(59.149)
Reservas de cobertura negocios conjuntos, neta de impuestos diferidos	-		(1.474.059)		(1.474.059)
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales	(34.635)			(28.363)	(62.998)
Otras reservas varias	12.616.103				12.616.103
Efecto fusión filial STS y SAGESA	15.996				15.996
Efecto por fusión 31.05.2011	12.325.796				12.325.796
Totales	23.574.985	446.117	(1.480.666)	(28.363)	22.512.073

20.1.4 Diferencias de conversión

El detalle de la sociedad filial y de la Sociedad relacionada que presentan diferencias de conversión netas de impuestos al 30 de junio de 2014 y 2013 es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	30/06/2014 M\$	30/06/2013 M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	(181.441)	(859.283)
Eletrans S.A.	(12.956)	9.667
Eletrans II S.A.	(4.876)	-
Totales	(199.273)	(849.616)

La reserva de conversión proviene de las diferencias de cambio que se originan en la conversión de la filial que tiene moneda funcional dólar.

20.1.5 Ganancias Acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias Acumuladas al 30 de junio de 2014 y 2013 son los siguientes:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida acumulada) M\$
Saldo Inicial al 01/01/2014	52.894.472	4.053.089	56.947.561
Ganancia atribuibles a los propietarios de la controladora	13.489.602		13.489.602
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	-		-
Provisión dividendo mínimo del período	(4.046.881)		(4.046.881)
Saldo final al 30/06/2014	62.337.193	4.053.089	66.390.282

La utilidad distributable del período enero - junio 2014, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2014, esto es M\$13.489.602.

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida acumulada) M\$
Saldo Inicial al 01/01/2013	42.746.182	4.053.089	46.799.271
Ganancia atribuibles a los propietarios de la controladora	15.062.660		15.062.660
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(8.729.756)		(8.729.756)
Provisión dividendo mínimo del período	(4.518.798)		(4.518.798)
Saldo final al 30/06/2013	44.560.288	4.053.089	48.613.377

La utilidad distributable del período enero - junio 2013 de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2013, esto es M\$15.062.660.

20.2 Gestión de capital

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

20.3 Restricciones a la disposición de fondos

En virtud de los contratos de deuda que posee la Sociedad y sus filiales, el envío de flujo a sus accionistas está condicionado, al cumplimiento de las restricciones financieras mencionadas en la Nota 14 d).

20.4 Participaciones no controladoras

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de terceros en el patrimonio al 30 de junio de 2014, 31 de diciembre de 2013 y de resultados al 30 de junio de 2014 y 30 de junio de 2013, es el siguiente:

Interés Minoritario	Participación en filiales		Patrimonio de filiales		Resultado de filiales		Participaciones no controladoras (Patrimonio)		Participaciones no controladoras (Ganancia / Pérdida)	
	30/06/2014	31/12/2013	30/06/2014	31/12/2013	30/06/2014	30/06/2013	30/06/2014	31/12/2013	30/06/2014	30/06/2013
	%	%	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	6,7933	6,7933	68.545.064	67.307.169	1.799.858	1.848.677	4.656.471	4.572.377	122.270	125.587
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	0,5440	0,5440	101.519.458	92.037.051	8.120.224	7.013.162	552.218	500.637	44.171	38.148
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	0,1046	0,1046	15.197.780	15.916.010	838.517	871.142	15.897	16.648	877	911
Sociedad Generadora Austral S.A.	0,1000	0,1000	7.717.860	8.182.607	577.353	232.625	7.718	8.183	577	233
TOTALES							5.232.304	5.097.845	167.895	164.879

21 Ingresos

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados Consolidados al 30 de junio de 2014 y 2013, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	30/06/2014	30/06/2013	01/04/2014	01/04/2013
	M\$	M\$	30/06/2014	30/06/2013
Venta de Energía	139.460.007	119.971.421	75.564.977	65.425.913
Ventas de energía	139.460.007	119.971.421	75.564.977	65.425.913
Otras Prestaciones y Servicios	2.713.121	3.120.447	1.190.763	1.542.301
Apoyos	256.706	435.983	68.956	229.563
Arriendo de medidores	469.054	510.623	197.742	254.457
Cortes y reposición	738.564	885.595	286.652	422.250
Pagos fuera de plazo	1.086.481	1.085.472	563.316	537.356
Otros	162.316	202.774	74.097	98.675
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	142.173.128	123.091.868	76.755.740	66.968.214

Otros Ingresos, por naturaleza	30/06/2014	30/06/2013	01/04/2014	01/04/2013
	M\$	M\$	30/06/2014	30/06/2013
Otros Ingresos				
Construcción de obras y trabajos a terceros	3.952.469	4.678.287	2.363.871	2.463.146
Venta de materiales y equipos	2.490.541	1.869.794	1.283.765	1.202.466
Arrendamientos	309.518	290.991	150.395	144.596
Intereses Créditos y Préstamos	401.518	383.630	207.440	190.963
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	1.756.817	1.570.086	971.617	813.789
Otros Ingresos	1.390.379	1.264.512	998.429	990.669
Total Otros ingresos, por naturaleza	10.301.242	10.057.300	5.975.517	5.805.629

22 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	30/06/2014	30/06/2013	01/04/2014	01/04/2013
	M\$	M\$	30/06/2014	30/06/2013
Compras de energía y peajes	94.402.917	77.624.629	51.280.406	42.239.425
Combustibles para generación y materiales	7.744.488	7.374.374	3.847.560	3.615.157
Totales	102.147.405	84.999.003	55.127.966	45.854.582

23 Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	30/06/2014	30/06/2013	01/04/2014	01/04/2013
	M\$	M\$	30/06/2014	30/06/2013
Sueldos y salarios	6.246.038	5.876.768	3.124.870	2.914.588
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	599.049	527.531	564.749	531.480
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	544.697	239.857	343.561	127.609
Activación costo de personal	(816.489)	(737.241)	(406.714)	(354.382)
Totales	6.573.295	5.906.915	3.626.466	3.219.295

24 Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 30 de junio de 2014 y 2013, es el siguiente:

Gasto por Depreciación y Amortización	30/06/2014	30/06/2013	01/04/2014	01/04/2013
	M\$	M\$	30/06/2014	30/06/2013
Depreciaciones	6.325.577	5.694.344	3.255.026	2.878.008
Amortizaciones de Intangibles	398.436	445.084	201.260	240.419
Totales	6.724.013	6.139.428	3.456.286	3.118.427

25 Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 30 de junio de 2014 y 2013, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	30/06/2014	30/06/2013	01/04/2014	01/04/2013
	M\$	M\$	30/06/2014	30/06/2013
Operación y mantenimiento sistema eléctrico	3.283.674	2.848.064	1.839.093	1.581.825
Sistema generación	594.471	561.728	334.646	309.876
Mantenimiento medidores, ciclo comercial	2.596.770	2.678.295	1.298.576	1.356.490
Operación vehículos, viajes y viáticos	552.856	461.234	283.292	254.280
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	10.603	12.762	4.918	7.588
Provisiones y castigos	651.752	888.481	166.306	459.141
Gastos de administración	3.505.629	2.985.336	1.868.107	1.459.342
Otros gastos por naturaleza	3.018.265	4.017.660	1.925.068	2.305.009
Totales	14.214.020	14.453.560	7.720.006	7.733.551

26 Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 30 de junio de 2014 y 2013, es el siguiente:

Ingresos Financieros	30/06/2014	30/06/2013	01/04/2014	01/04/2013
	M\$	M\$	30/06/2014	30/06/2013
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	331.144	543.096	132.475	193.795
Otros ingresos financieros	437.627	298.820	254.114	206.036
Total Ingresos Financieros	768.771	841.916	386.589	399.831

Costos Financieros	30/06/2014	30/06/2013	01/04/2014	01/04/2013
	M\$	M\$	30/06/2014	30/06/2013
Gastos por préstamos bancarios	-	(883.362)	-	(450.642)
Gastos por bonos	(2.279.724)	(2.479.591)	(1.134.032)	(1.140.482)
Otros gastos financieros	(1.134.754)	(284.391)	(557.806)	(115.722)
Activación gastos financieros	580.955	603.927	247.021	302.952
Total Costos Financieros	(2.833.523)	(3.043.417)	(1.444.817)	(1.403.894)
Resultado por unidades de reajuste	(3.001.021)	54.014	(1.761.534)	70.669
Diferencias de cambio	(433.643)	(391.883)	(43.602)	(548.508)
Positivas	12	84.869	12	(71.756)
Negativas	(433.655)	(476.752)	(43.614)	(476.752)
Total Costo Financiero	(6.268.187)	(3.381.286)	(3.249.953)	(1.881.733)
Total Resultado Financiero	(5.499.416)	(2.539.370)	(2.863.364)	(1.481.902)

27 Información por Segmento

El siguiente análisis de negocio y segmento es requerido por la NIIF 8, Información Financiera por Segmentos, para ser presentado por las entidades cuyo capital o títulos de deuda se negocian públicamente o que están en proceso de la emisión de títulos de deuda pública en los mercados de valores.

Los segmentos operativos son definidos como componentes de una entidad para los cuales existe información financiera separada que es regularmente utilizada por la Administración para la toma de decisiones, como asignar recursos y para evaluar el desempeño.

El negocio de la Sociedad y filiales es analizado, desde una perspectiva de asignación de recursos y costos, en términos agregados consolidados, por lo que la Sociedad no presenta separación por segmentos.

El informe de gestión también incluye un detalle según empresa y para efectos de consistencia para consolidación trata las participaciones en filiales en una sola línea a valor patrimonial proporcional.

De acuerdo con lo anterior, la información separada para la gestión de esta Sociedad implica, además de un informe consolidado, un informe por empresa según el siguiente detalle:

ACTIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		ELIMINACIONES		TOTALES	
	30/06/2014	31/12/2013	30/06/2014	31/12/2013	30/06/2014	31/12/2013	30/06/2014	31/12/2013	30/06/2014	31/12/2013	30/06/2014	31/12/2013	30/06/2014	31/12/2013
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES														
Efectivo y equivalentes al efectivo	3.036.184	8.678.622	177.642	1.464.020	74.885	3.389.312	2.284.670	2.052.982	2.594.684	4.202.080	-	-	8.168.065	19.787.016
Otros activos no financieros corrientes	90.664	215.063	3.437	7.837	93.753	207.311	-	-	72.462	157.224	-	-	260.316	587.435
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	59.730.872	40.584.844	3.838.051	2.336.995	11.805.900	12.424.464	3.325.298	1.329.646	3.797.578	3.862.500	-	-	82.497.699	60.538.449
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	20.911.424	27.480.956	35.458	2.149	97.696	3.899	5.037.810	6.548.679	10.770.399	9.035.716	(33.791.137)	(41.462.892)	3.061.650	1.608.507
Inventarios corrientes	6.546.021	6.398.170	214.665	179.836	865.380	847.219	-	-	1.582.190	1.483.433	-	-	9.208.256	8.908.658
Activos por impuestos corrientes, corrientes	1.366.596	1.969.303	113.637	52.990	-	232.540	-	197.485	741.915	879.417	-	-	2.222.148	3.331.735
Total de Activos Corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	91.681.761	85.326.958	4.382.890	4.043.827	12.937.614	17.104.745	10.647.778	10.128.792	19.559.228	19.620.370	(33.791.137)	(41.462.892)	105.418.134	94.761.800
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	91.681.761	85.326.958	4.382.890	4.043.827	12.937.614	17.104.745	10.647.778	10.128.792	19.559.228	19.620.370	(33.791.137)	(41.462.892)	105.418.134	94.761.800
ACTIVOS NO CORRIENTE														
Otros activos financieros no corrientes	-	-	-	-	7.102.723	7.618.239	-	-	495.803	520.085	-	-	7.598.526	8.138.324
Otros activos no financieros no corrientes	507	507	-	-	59.430	59.429	73.635	69.890	1.059	1.059	-	-	134.631	130.885
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	9.940.318	10.485.632	70.873	93.597	60.735	71.033	-	-	115.566	95.021	-	-	10.187.492	10.745.283
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	187.747.858	178.344.992	-	-	-	-	-	-	-	-	(187.747.858)	(178.344.992)	-	-
Activos Intangibles distintos de la plusvalía	4.801.415	4.523.489	24.640	24.857	19.489.583	19.163.703	-	-	143.137	34.811	-	-	24.458.775	23.746.860
Plusvalía	174.416.006	174.416.006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	174.416.006	174.416.006
Propiedades, planta y equipo	139.035.113	137.329.206	15.747.547	15.753.144	130.470.151	126.270.078	-	-	56.234.476	56.513.319	-	-	341.487.287	335.865.747
Activos por impuestos diferidos	3.414.095	3.406.284	88.067	88.693	2.920.015	3.108.238	40.080	39.324	172.410	129.024	-	-	6.634.667	6.771.563
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	519.355.312	508.506.116	15.931.127	15.960.291	160.102.637	156.290.720	113.715	109.214	57.162.451	57.293.319	(187.747.858)	(178.344.992)	564.917.384	559.814.668
TOTAL ACTIVOS	611.037.073	593.833.074	20.314.017	20.004.118	173.040.251	173.395.465	10.761.493	10.238.006	76.721.679	76.913.689	(221.538.995)	(219.807.884)	670.335.518	654.576.468

PATRIMONIO Y PASIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		ELIMINACIONES		TOTALES		
	30/06/2014	31/12/2013	30/06/2014	31/12/2013	30/06/2014	31/12/2013	30/06/2014	31/12/2013	30/06/2014	31/12/2013	30/06/2014	31/12/2013	30/06/2014	31/12/2013	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
PASIVOS CORRIENTES															
Otros pasivos financieros corrientes	8.808.829	8.286.789	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.808.829	8.286.789
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	28.914.756	21.990.796	1.746.951	1.180.782	2.781.993	4.580.489	1.781.173	1.431.200	1.510.875	1.997.301	-	-	-	36.735.748	31.180.568
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	41.404.833	41.179.726	1.741.505	1.020.515	47.820.272	53.396.079	1.083.011	554.354	654.114	1.564.179	(33.791.137)	(41.462.892)	-	58.912.598	56.251.961
Otras provisiones corrientes	231.205	193.089	26.593	24.904	51.298	234.515	-	69.822	21.755	16.778	-	-	-	330.851	539.108
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	1.385.772	1.051.243	184.599	321.269	1.138.220	2.655.373	179.449	23	258.799	138.618	-	-	-	3.146.839	4.166.526
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	1.558.318	3.120.072	56.867	89.329	273.623	490.771	-	-	221.069	378.693	-	-	-	2.109.877	4.078.865
Otros pasivos no financieros corrientes	15.298.774	16.789.064	389.790	459.390	658.317	668.812	-	-	535.155	448.621	-	-	-	16.882.036	18.365.887
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	97.602.487	92.610.779	4.146.305	3.096.189	52.723.723	62.026.039	3.043.633	2.055.399	3.201.767	4.544.190	(33.791.137)	(41.462.892)	-	126.926.778	122.869.704
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	97.602.487	92.610.779	4.146.305	3.096.189	52.723.723	62.026.039	3.043.633	2.055.399	3.201.767	4.544.190	(33.791.137)	(41.462.892)	-	126.926.778	122.869.704
PASIVOS NO CORRIENTES															
Otros pasivos financieros no corrientes	113.715.429	112.127.873	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	113.715.429	112.127.873
Pasivo por impuestos diferidos	125.482	138.397	913.140	941.429	6.902.231	7.291.349	-	-	4.638.646	4.745.592	-	-	-	12.579.499	13.116.767
Otros pasivos no financieros no corrientes	2.628.221	1.805.447	434	364	11.470.986	11.668.624	-	-	22.749	22.244	-	-	-	14.122.390	13.496.679
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	3.287.430	3.152.693	56.358	50.126	423.853	372.402	-	-	313.453	294.494	-	-	-	4.081.094	3.869.715
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	119.756.562	117.224.410	969.932	991.919	18.797.070	19.332.375	-	-	4.974.848	5.062.330	-	-	-	144.498.412	142.611.034
PATRIMONIO															
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora	393.678.024	383.997.885	15.197.780	15.916.010	101.519.458	92.037.051	7.717.860	8.182.607	68.545.064	67.307.169	(192.980.162)	(183.442.837)	-	393.678.024	383.997.885
Participaciones No Controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.232.304	5.097.845	-	5.232.304	5.097.845
TOTAL PATRIMONIO	393.678.024	383.997.885	15.197.780	15.916.010	101.519.458	92.037.051	7.717.860	8.182.607	68.545.064	67.307.169	(187.747.858)	(178.344.992)	-	398.910.328	389.095.730
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	611.037.073	593.833.074	20.314.017	20.004.118	173.040.251	173.395.465	10.761.493	10.238.006	76.721.679	76.913.689	(221.538.995)	(219.807.884)	-	670.335.518	654.576.468

Estado de Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		ELIMINACIONES		TOTALES	
	01/01/2014 al 30/06/2014	01/01/2013 al 30/06/2013	01/01/2014 al 30/06/2014	01/01/2013 al 30/06/2013	01/01/2014 al 30/06/2014	01/01/2013 al 30/06/2013	01/01/2014 al 30/06/2014	01/01/2013 al 30/06/2013	01/01/2014 al 30/06/2014	01/01/2013 al 30/06/2013	01/01/2014 al 30/06/2014	01/01/2013 al 30/06/2013	01/01/2014 al 30/06/2014	01/01/2013 al 30/06/2013
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	101.439.940	78.749.843	7.630.821	5.970.218	13.350.852	12.205.911	10.674.132	17.176.450	9.077.383	8.989.446	-	-	142.173.128	123.091.868
Otros ingresos	9.121.104	8.724.786	320.962	382.885	398.881	438.145	42.191	63.226	418.104	448.258	-	-	10.301.242	10.057.300
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(82.636.896)	(60.026.548)	(5.849.096)	(4.090.647)	(123.466)	(344.396)	(9.689.710)	(16.579.486)	(3.848.237)	(3.957.926)	-	-	(102.147.405)	(84.999.003)
Gastos por Beneficios a los Empleados	(4.852.355)	(4.425.844)	(214.387)	(183.172)	(743.271)	(644.736)	-	-	(763.282)	(653.163)	-	-	(6.573.295)	(5.906.915)
Gasto por Depreciación y Amortización	(3.572.548)	(3.415.682)	(341.641)	(291.452)	(1.629.769)	(1.473.996)	-	-	(1.180.055)	(958.298)	-	-	(6.724.013)	(6.139.428)
Otros Gastos por Naturaleza	(9.848.967)	(10.681.919)	(613.527)	(719.972)	(1.551.698)	(1.156.295)	(57.025)	(37.374)	(2.142.803)	(1.858.000)	-	-	(14.214.020)	(14.453.560)
Otras Ganancias (Pérdidas)	4.037	(29.510)	(9.506)	1.356	1.860	(1.359)	-	-	(21.512)	(10.009)	-	-	(25.121)	(39.522)
Ingresos Financieros	560.696	1.081.750	31.755	12.126	460.910	319.066	202.246	245.581	327.697	294.358	(814.533)	(1.110.965)	768.771	841.916
Costos Financieros	(2.961.741)	(3.459.096)	(2.785)	(57)	(682.680)	(694.540)	-	(1)	(850)	(688)	814.533	1.110.965	(2.833.523)	(3.043.417)
Participación en la ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	10.113.825	9.712.991	-	-	-	-	-	-	-	-	(11.168.057)	(9.800.727)	(1.054.232)	(87.736)
Diferencias de Cambio	(9.945)	66.138	-	599	(2.992)	14.422	(420.718)	(474.672)	12	1.630	-	-	(433.643)	(391.883)
Resultados por Unidades de Reajuste	(3.293.655)	30.999	3.483	1.474	272.786	19.996	6.011	473	10.354	1.072	-	-	(3.001.021)	54.014
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto	14.063.495	16.327.908	956.079	1.083.358	9.751.413	8.682.218	757.127	394.197	1.876.811	2.296.680	(11.168.057)	(9.800.727)	16.236.868	18.983.634
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(573.893)	(1.265.248)	(117.562)	(212.216)	(1.631.189)	(1.669.056)	(179.774)	(161.572)	(76.953)	(448.003)	-	-	(2.579.371)	(3.756.095)
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Continuas	13.489.602	15.062.660	838.517	871.142	8.120.224	7.013.162	577.353	232.625	1.799.858	1.848.677	(11.168.057)	(9.800.727)	13.657.497	15.227.539
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	13.489.602	15.062.660	838.517	871.142	8.120.224	7.013.162	577.353	232.625	1.799.858	1.848.677	(11.168.057)	(9.800.727)	13.657.497	15.227.539

28 Hechos Posteriores

En sesión celebrada con fecha 6 de agosto de 2014, el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director de la Sociedad del señor Juzar Pirbhai.

En el período comprendido entre el 1 de julio de 2014 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, no han ocurrido otros hechos significativos que afecten a los mismos.

29 Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales efectuados al 30 de junio de 2014 y 2013, es el siguiente:

Empresa que efectúa el desembolso	Concepto del desembolso	Concepto del costo	30/06/2014 M\$	30/06/2013 M\$
Saesa	Evaluación plan de manejo	Inversión	556	-
Saesa	Asesorías medioambientales	Costo	1.057	154
Saesa	Gestión de residuos	Costo	1.408	130
Saesa	Reforestaciones	Inversión	1.056	-
Saesa	Otros gastos medioambientales	Costo	18	20
Saesa	Proyectos de inversión	Inversión	6.818	-
STS	Evaluación plan de manejo	Inversión	-	1.481
STS	Asesorías medioambientales	Costo	1.661	1.483
STS	Gestión de residuos	Costo	-	1.423
STS	Otros gastos medioambientales	Costo	24	-
STS	Permisos sectoriales y otros	Inversión	2.540	-
STS	Proyectos de inversión	Inversión	24.397	51.822
Edelaysen	Asesorías medioambientales	Costo	3.209	154
Edelaysen	Gestión de residuos	Costo	1.323	861
Edelaysen	Otros gastos medioambientales	Costo	96	-
	Totales		44.161	57.527

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.

30 Garantías Comprometidas con Terceros

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

Las garantías entregadas al 30 de junio de 2014 son las siguientes según beneficiario relevante:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Activos comprometidos			Fecha Liberación de Garantía					
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Total	2014 (M\$)	2015 (M\$)	2016 (M\$)	2017(M\$)	2018 (M\$)	2019 (M\$)
Director de Vialidad Región de la Araucanía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	372.454	66.010	306.444	-	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	11.172.507	837.026	3.539.285	6.796.196	-	-	-
Gobierno Regional de los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.142.891	153.982	1.376.927	2.611.981	-	-	-
Municipalidad de Ancud	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.638	4.638	-	-	-	-	-
Municipalidad de Chonchi	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	2.700	2.700	-	-	-	-	-
Municipalidad de Puerto Montt	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	50.000	50.000	-	-	-	-	-
Municipalidad de Río Negro	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	10.000	10.000	-	-	-	-	-
Director de Vialidad	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	475.226	166.042	309.184	-	-	-	-
Director de Vialidad Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	68.131	41.321	26.810	-	-	-	-
Municipalidad de Osorno	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	317.555	317.555	-	-	-	-	-
Municipalidad de Puerto Montt	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	155.379	-	77.690	77.690	-	-	-
Municipalidad de Río Bueno	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	23.256	-	-	23.256	-	-	-
Serviu Chiloe	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	2.384	928	1.456	-	-	-	-
Serviu Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	19.410	-	19.410	-	-	-	-
Serviu Región de los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	1.701	1.701	-	-	-	-	-
Chilquinta Energía S.A.	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	3.647.952	-	-	-	-	1.636.051	2.011.901
Minera Escondida Ltda	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	552.720	552.720	-	-	-	-	-
Director de Vialidad	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	68.467	42.041	26.426	-	-	-	-
Director de Vialidad Región de Aysen	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	1.201	1.201	-	-	-	-	-
Serviu Undecima Region Aysen	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	384	384	-	-	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	151.035	-	151.035	-	-	-	-
Director de Vialidad	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	67.482	34.594	32.888	-	-	-	-
Director de Vialidad Región de los Lagos	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	10.666	-	10.666	-	-	-	-
Director de Vialidad	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	87.926	87.926	-	-	-	-	-
Empresa Eléctrica Capullo S.A.	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	607.992	607.992	-	-	-	-	-
Totales					22.014.059	2.978.762	5.878.222	9.509.123	-	1.636.051	2.011.901

Saesa mantiene boletas de garantía con Chilquinta Energía (CHE), en el marco de la adjudicación de proyectos de transmisión troncal; Nueva Línea 2x220 KV Cardones-Diego de Almagro y Nueva Línea 2x220 KV Ciruelos-Pichirropulli. La relacionada Eletrans debió presentar a la autoridad boletas de garantía bancarias de fiel cumplimiento y para garantizar la ejecución del proyecto y el pago de multas. Estas últimas boletas fueron obtenidas por Eletrans con la garantía de CHE.

Para proteger su posición de garante único, CHE solicitó a Saesa dos boletas de garantía (por cada concepto) cada una por el 50% del valor de las boletas garantizadas por CHE a Eletrans S.A. Estas boletas podrían ser cobradas por CHE, según monto y responsabilidad de la siguiente manera:

- La responsabilidad del incumplimiento de Eletrans recae sólo en el accionista Saesa (se cobran las dos boletas que totalizan el 100% del valor garantizado).
- La responsabilidad del incumplimiento de Eletrans es compartida por los accionistas CHE y Saesa (se cobra una boleta, es decir el 50% del valor garantizado).
- La responsabilidad del incumplimiento de Eletrans recae sólo en esa empresa, no se cobran las boletas de garantía.

Durante el año 2013 en el marco de la presentación a la propuesta de los proyectos Nueva Línea 1x 220 KV A. Melipilla – Rapel y Nueva Línea 2x220 KV Lo Aguirre – A. Melipilla el Consorcio conformado por Saesa y Chilquinta debió presentar a la autoridad boletas de garantía bancarias por seriedad de la propuesta y para constitución S.A. abierta de giro exclusivo transmisión (Eletrans II S.A.).

Estas últimas boletas fueron obtenidas por CHE y para proteger su posición, CHE solicitó a Saesa dos boletas de garantía (por cada concepto) cada una por el 50% del valor de las boletas emitidas por CHE. Estas boletas podrían ser cobradas por CHE, según monto y responsabilidad de la siguiente manera:

- La responsabilidad del incumplimiento de Eletrans II recae sólo en el accionista Saesa (se cobran las dos boletas que totalizan el 100% del valor garantizado).
- La responsabilidad del incumplimiento de Eletrans II es compartida por los accionistas CHE y Saesa (se cobra una boleta, es decir el 50% del valor garantizado).
- La responsabilidad del incumplimiento de Eletrans II recae sólo en esa empresa, no se cobran las boletas de garantía.

Tal como se aprecia, el monto total garantizado por este concepto alcanza a M\$3.647.952 al 30.06.2014.

31 Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 30 de junio de 2014 la Sociedad y sus filiales han recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar principalmente cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, respectivamente por un total de M\$8.525.556.

32 Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

30/06/2014											
RUT	NOMBRE	PAÍS ORIGEN	RELACIÓN DE LA NATURALEZA	TIPO MONEDA	ACTIVOS CORRIENTES M\$	ACTIVOS NO CORRIENTES M\$	PASIVOS CORRIENTES M\$	PASIVOS NO CORRIENTES M\$	INGRESOS ORDINARIOS M\$	GANANCIA (PÉRDIDA) NETA M\$	RESULTADO INTEGRAL TOTAL M\$
77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	12.937.614	160.102.637	52.723.723	18.797.070	13.350.852	8.120.224	8.105.295
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	19.559.228	57.162.451	3.201.767	4.974.848	9.077.383	1.799.858	1.777.852
96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	4.382.890	15.931.127	4.146.305	969.932	7.630.821	838.517	837.932
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	10.647.778	113.715	3.043.633	-	10.674.132	577.353	1.001.816

31/12/2013											
RUT	NOMBRE	PAÍS ORIGEN	RELACIÓN DE LA NATURALEZA	TIPO MONEDA	ACTIVOS CORRIENTES M\$	ACTIVOS NO CORRIENTES M\$	PASIVOS CORRIENTES M\$	PASIVOS NO CORRIENTES M\$	INGRESOS ORDINARIOS M\$	GANANCIA (PÉRDIDA) NETA M\$	RESULTADO INTEGRAL TOTAL M\$
77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	17.104.745	156.290.720	62.026.039	19.332.375	23.283.611	12.710.596	12.741.382
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	19.620.370	57.293.319	4.544.190	5.062.330	17.914.883	4.823.666	4.824.495
96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	4.043.827	15.960.291	3.096.189	991.919	12.348.670	1.863.723	1.865.580
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	10.128.792	109.214	2.055.399	-	26.211.335	593.981	1.285.370

33 Información Financiera Resumida de Negocios Conjuntos

Saesa y Chilquinta Energía S.A. (no perteneciente al grupo empresarial de Saesa), son accionistas de las sociedades denominadas ELETRANS S.A. y ELETRANS II S.A., con un 50% de participación cada una, con la finalidad de construir y explotar los proyectos de transmisión troncal que le fueron adjudicados a un consorcio constituido por ambas sociedades. Esta relación fue definida por la Sociedad como negocio conjunto por la existencia de un acuerdo de control conjunto.

A continuación se muestra el estado de situación financiera de Eletrans S.A. (moneda funcional dólar) al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013:

ACTIVOS	30/06/2014 MUSD	31/12/2013 MUSD	30/06/2014 M\$	31/12/2013 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	7.688,68	11.095,70	4.249.687	5.820.915
ACTIVOS NO CORRIENTES	42.873,43	11.147,99	23.697.002	5.848.347
TOTAL ACTIVOS	50.562,11	22.243,69	27.946.689	11.669.262

PATRIMONIO Y PASIVOS	30/06/2014 MUSD	31/12/2013 MUSD	30/06/2014 M\$	31/12/2013 M\$
PASIVOS CORRIENTES	372,76	240,65	206.032	126.247
PASIVOS NO CORRIENTES	59.043,63	28.185,92	32.634.596	14.786.616
PATRIMONIO	(8.854,28)	(6.182,88)	(4.893.938)	(3.243.601)
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	50.562,11	22.243,69	27.946.690	11.669.262

Estado de Resultados Integrales	01/01/2014 al 30/06/2014 MUSD	01/01/2013 al 30/06/2013 MUSD	01/01/2014 al 30/06/2014 M\$	01/01/2013 al 30/06/2013 M\$
Ganancia (pérdida)				
Ingresos anticipados	2,72	-	1.507	-
Otros ingresos	-	0,85	-	403
Otros gastos, por naturaleza	(190,85)	(147,72)	(105.645)	(70.670)
Ingresos financieros	152,04	10,07	84.305	4.991
Costos financieros	(853,46)	(84,58)	(470.657)	(40.864)
Diferencias de cambio	(3.188,88)	(230,87)	(1.719.087)	(113.743)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(4.078,43)	(452,25)	(2.209.577)	(219.883)
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	815,65	91,14	441.898	44.412
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	(3.262,78)	(361,11)	(1.767.679)	(175.472)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas				
Ganancia (pérdida)	(3.262,78)	(361,11)	(1.767.679)	(175.472)

Estado del Resultado Integral	01/01/2014 al 30/06/2014 MUSD	01/01/2013 al 30/06/2013 MUSD	01/01/2014 al 30/06/2014 M\$	01/01/2013 al 30/06/2013 M\$
Ganancia (Pérdida)	(3.262,78)	(361,11)	(1.767.679)	(175.472)
Otro resultado integral				
Coberturas del flujo de efectivo				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos	(6.567,37)	(7.429,09)	(3.629.915)	(3.767.736)
Otro resultado integral, antes de Impuestos, coberturas del flujo de efectivo	(6.567,37)	(7.429,09)	(3.629.915)	(3.767.736)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	1.313,47	1.485,82	725.983	753.547
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo	1.313,47	1.485,82	725.983	753.547
Otro Resultado Integral	(5.253,89)	(5.943,27)	(2.903.932)	(3.014.189)
Resultado Integral Total	(8.516,67)	(6.304,38)	(4.671.611)	(3.189.661)

Al 30 de junio de 2014, debido al patrimonio negativo de Eletrans S.A., la Sociedad registra la inversión en la cuenta otros pasivos no financieros no corrientes por un valor de M\$2.446.968 y al 31 de diciembre de 2013, M\$1.621.801.

A continuación se muestra el estado de situación financiera de Eletrans II S.A. (moneda funcional dólar) al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013:

ACTIVOS	30/06/2014	31/12/2013	30/06/2014	31/12/2013
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES	12.512,36	3.902,61	6.915.832	2.047.348
ACTIVOS NO CORRIENTES	11.565,61	3.665,40	6.392.544	1.922.905
TOTAL ACTIVOS	24.077,97	7.568,01	13.308.376	3.970.253

PATRIMONIO Y PASIVOS	30/06/2014	31/12/2013	30/06/2014	31/12/2013
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES	23.566,40	7.493,15	13.025.621	3.930.981
PASIVOS NO CORRIENTES	1.108,54	714,80	612.712	374.991
PATRIMONIO	(596,97)	(639,94)	(329.957)	(335.719)
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	24.077,97	7.568,01	13.308.376	3.970.253

Estado de Resultados Integrales Ganancia (pérdida)	01/01/2014 al 30/06/2014	01/01/2014 al 30/06/2014
	MUSD	M\$
Otros ingresos	-	-
Otros gastos, por naturaleza	(12,15)	(6.810,87)
Ingresos financieros	107,17	59.326,40
Costos financieros	(281,41)	(155.898,34)
Diferencias de cambio	(591,83)	(322.597,99)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(778,22)	(425.981)
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	155,65	85.196
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	(622,57)	(340.785)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		
Ganancia (pérdida)	(622,57)	(340.785)

Estado del Resultado Integral	01/01/2014 al 30/06/2014	01/01/2014 al 30/06/2014
	MUSD	M\$
Ganancia (Pérdida)	(622,57)	(340.785)
Otro resultado integral		
Coberturas del flujo de efectivo		
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos	(1.091,43)	(603.253)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo	(1.091,43)	(603.253)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	218,29	120.651
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo	218,29	120.651
Otro Resultado Integral	(873,14)	(482.602)
Resultado Integral Total	(1.495,71)	(823.387)

Al 30 de junio de 2014, debido al patrimonio negativo de Eletrans II S.A., la Sociedad registra la inversión en la cuenta otros pasivos no financieros no corrientes por un valor de M\$164.978 y al 31 de diciembre de 2013, M\$167.860.

34 Información Adicional sobre Deuda Financiera

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

a) Bonos

- Resumen de Bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años M\$	al 30/06/2014 M\$
			Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año M\$	al 30/06/2014 M\$	Más de 1 año hasta 2 años M\$	Más de 2 años hasta 3 años M\$	Más de 3 años hasta 4 años M\$	Más de 4 años hasta 5 años M\$		
Chile	UF	3,00%	2.329.858	2.300.044	4.629.902	4.510.673	4.391.444	4.272.215	4.152.985	2.031.773	19.359.090
Chile	UF	3,60%	428.605	428.605	857.210	857.210	857.210	857.210	857.210	31.095.560	34.524.400
Chile	UF	3,75%	-	2.231.445	2.231.445	2.231.445	2.231.445	2.231.445	2.231.445	80.699.945	89.625.725
Chile	UF	3,30%	-	4.198.126	4.198.126	4.079.209	3.960.292	3.841.375	3.722.458	-	15.603.334
Totales			2.758.463	9.158.220	11.916.683	11.678.537	11.440.391	11.202.245	10.964.098	113.827.278	159.112.549

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años M\$	al 31/12/2013 M\$
			Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año M\$	al 31/12/2013 M\$	Más de 1 año hasta 2 años M\$	Más de 2 años hasta 3 años M\$	Más de 3 años hasta 4 años M\$	Más de 4 años hasta 5 años M\$		
Chile	UF	3,00%	2.289.534	2.260.608	4.550.142	4.434.434	4.318.749	4.203.063	4.087.378	3.971.693	21.015.317
Chile	UF	3,60%	415.866	415.866	831.732	831.732	831.732	831.732	831.732	30.587.178	33.914.106
Chile	UF	3,75%	-	2.165.120	2.165.120	2.165.120	2.165.120	2.165.120	2.165.120	79.383.872	88.044.352
Chile	UF	3,30%	-	4.073.345	4.073.345	3.957.963	3.842.581	3.727.199	3.611.816	3.611.816	18.751.375
Totales			2.705.400	8.914.939	11.620.339	11.389.249	11.158.182	10.927.114	10.696.046	117.554.559	161.725.150

- Individualización de Bonos

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	30 de Junio 2014									
								Corriente			No Corriente						
								Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años M\$	Total no Corriente M\$	
								Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año M\$	al 30/06/2014 M\$	Más de 1 año hasta 2 años M\$	Más de 2 años hasta 3 años M\$	Más de 3 años hasta 4 años M\$	Más de 4 años hasta 5 años M\$			
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE IN*664	Chile	UF	3,45%	3,00%	2.329.858	2.300.044	4.629.902	4.510.673	4.391.444	4.272.215	4.152.985	2.031.773	19.359.090	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE JN*665	Chile	UF	3,87%	3,60%	428.605	428.605	857.210	857.210	857.210	857.210	857.210	31.095.560	34.524.400	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE LN*397	Chile	UF	3,94%	3,75%	-	2.231.445	2.231.445	2.231.445	2.231.445	2.231.445	2.231.445	80.699.945	89.625.725	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE GN*301	Chile	UF	3,67%	3,30%	-	4.198.126	4.198.126	4.079.209	3.960.292	3.841.375	3.722.458	-	15.603.334	
Totales								2.758.463	9.158.220	11.916.683	11.678.537	11.440.391	11.202.245	10.964.098	113.827.278	159.112.549	

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	31 de Diciembre 2013									
								Corriente			No Corriente						
								Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años M\$	Total no Corriente M\$	
								Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año M\$	al 31/12/2013 M\$	Más de 1 año hasta 2 años M\$	Más de 2 años hasta 3 años M\$	Más de 3 años hasta 4 años M\$	Más de 4 años hasta 5 años M\$			
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE IN*664	Chile	UF	3,45%	3,00%	2.289.534	2.260.608	4.550.142	4.434.434	4.318.749	4.203.063	4.087.378	3.971.693	21.015.317	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE JN*665	Chile	UF	3,87%	3,60%	415.866	415.866	831.732	831.732	831.732	831.732	831.732	30.587.178	33.914.106	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE LN*397	Chile	UF	3,94%	3,75%	-	2.165.120	2.165.120	2.165.120	2.165.120	2.165.120	2.165.120	79.383.872	88.044.352	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE GN*301	Chile	UF	3,67%	3,30%	-	4.073.345	4.073.345	3.957.963	3.842.581	3.727.199	3.611.816	3.611.816	18.751.375	
Totales								2.705.400	8.914.939	11.620.339	11.389.249	11.158.182	10.927.114	10.696.046	117.554.559	161.725.150	

35 Moneda Extranjera

ACTIVOS		Moneda extranjera	Moneda funcional	30/06/2014 M\$	31/12/2013 M\$
ACTIVOS CORRIENTES					
	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Dólar	Peso chileno	20.233	870
(*)	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Peso chileno	Dólar	8.147.832	2.052.982
	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	U.F.	Peso chileno	2.646.142	2.168.706
(*)	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	Peso chileno	Dólar	3.325.298	1.329.646
(**)	Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Peso chileno	Dólar	5.037.810	6.548.679
(*)	Activos por Impuestos Corrientes, Corriente	Peso chileno	Dólar	-	197.485
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES				19.177.315	12.298.368
ACTIVOS NO CORRIENTE					
	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	Peso chileno	9.822.098	10.257.199
	Inversiones Contabilizadas Utilizando el Método de la Participación	Dólar	Peso chileno	-	-
(*)	Activos por Impuestos Diferidos	Peso chileno	Dólar	40.080	39.324
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES				9.862.178	10.296.523
TOTAL ACTIVOS				29.039.493	22.594.891
PASIVOS		Moneda extranjera	Moneda funcional	30/06/2014 M\$	31/12/2013 M\$
PASIVOS CORRIENTES					
	Otros Pasivos Financieros Corrientes	U.F.	Peso chileno	8.808.829	8.286.789
(*)	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	Peso chileno	Dólar	1.781.281	1.431.200
(*)	Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Peso chileno	Dólar	879.688	472.003
(**)	Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Peso chileno	Dólar	203.215	82.351
(*)	Otras Provisiones Corrientes	Peso chileno	Dólar	-	69.822
(*)	Pasivos por Impuestos Corrientes, Corriente	Peso chileno	Dólar	179.449	23
	Otros Pasivos no financieros corrientes	Dólar	Peso chileno	2.444.568	1.789.661
TOTAL PASIVOS CORRIENTES				14.297.030	12.131.849
PASIVOS NO CORRIENTES					
	Otros Pasivos Financieros no Corriente	U.F.	Peso chileno	113.715.429	112.127.873
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES				113.715.429	112.127.873
TOTAL PASIVOS				128.012.459	124.259.722

(*) Cuentas en pesos que corresponden a la filial SGA, que tiene moneda funcional dólar.

(**) Se incluye aquellas cuentas que se eliminan en consolidación en el grupo y que en la filial SGA, con moneda funcional dólar, están en pesos.