

Estados Financieros Consolidados Intermedios

**correspondientes al período terminado al
31 de marzo de 2016 y al año terminado al
31 de diciembre de 2015**

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

En miles de pesos – M\$

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Situación Financiera, Clasificados
 Al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015
 (En miles de pesos – M\$)

ACTIVOS	Nota	31/03/2016 M\$	31/12/2015 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	4	15.991.130	21.989.288
Otros activos no financieros corrientes		869.936	806.909
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	6	82.410.752	87.673.050
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	7	2.315.433	2.374.626
Inventarios corrientes	8	11.225.697	12.082.594
Activos por impuestos corrientes, corriente	9	15.145.322	12.239.319
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.		127.958.270	137.165.786
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		127.958.270	137.165.786
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros activos financieros no corrientes	5	2.704.666	2.381.368
Otros activos no financieros no corrientes		150.229	155.606
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	6	9.974.871	10.494.203
Activos Intangibles distintos de la plusvalía	10	43.785.772	44.225.534
Plusvalía	11	174.416.006	174.416.006
Propiedades, planta y equipo	12	419.709.387	408.772.722
Activos por impuestos diferidos	13	10.318.761	10.349.224
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		661.059.692	650.794.663
TOTAL ACTIVOS		789.017.962	787.960.449

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Situación Financiera, Clasificados
 Al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015
 (En miles de pesos – M\$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/03/2016 M\$	31/12/2015 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	14	9.670.276	11.319.463
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	16	53.172.289	49.437.692
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	7	79.899.807	80.615.954
Otras provisiones corrientes	17	1.649.612	1.671.143
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	9	1.264.202	2.250.072
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	17	1.781.335	4.581.538
Otros pasivos no financieros corrientes	18	21.555.585	21.929.787
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		168.993.106	171.805.649
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		168.993.106	171.805.649
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	14	157.260.137	158.209.163
Pasivo por impuestos diferidos	13	18.889.371	17.757.217
Otros pasivos no financieros no corrientes	18	17.911.762	19.684.726
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	17	5.779.459	5.494.187
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		199.840.729	201.145.293
TOTAL PASIVOS		368.833.835	372.950.942
PATRIMONIO			
Capital emitido	19	304.501.634	304.501.634
Ganancias acumuladas	19	75.005.174	71.429.464
Otras reservas	19	23.564.281	22.092.945
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		403.071.089	398.024.043
Participaciones no controladoras	19	17.113.038	16.985.464
TOTAL PATRIMONIO		420.184.127	415.009.507
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		789.017.962	787.960.449

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Resultados Integrales, por Naturaleza
 Por los períodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2016 y 2015
 (En miles de pesos – M\$)

Estado de Resultados Integrales Ganancia	Nota	01/01/2016 al 31/03/2016 M\$	01/01/2015 al 31/03/2015 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	20	79.282.760	77.263.437
Otros ingresos	20	5.203.954	5.245.338
Materias primas y consumibles utilizados	21	(59.717.862)	(56.258.217)
Gastos por beneficios a los empleados	22	(3.676.362)	(3.360.046)
Gasto por depreciación y amortización	23	(3.957.770)	(4.029.026)
Otros gastos, por naturaleza	24	(7.517.221)	(7.791.607)
Otras ganancias (pérdidas)		(123.810)	30.906
Ingresos financieros	25	366.855	933.898
Costos financieros	25	(1.426.064)	(1.946.604)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	32	271.737	(246.240)
Diferencias de cambio	25	(1.380.188)	(216.487)
Resultados por unidades de reajuste	25	(1.068.142)	24.128
Ganancia, antes de impuestos		6.257.887	9.649.480
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	13	(1.040.720)	(2.379.798)
Ganancia procedente de operaciones continuadas		5.217.167	7.269.682
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas			
Ganancia		5.217.167	7.269.682
Ganancia, atribuible a			
Propietarios de la controladora		5.108.157	7.194.354
Participaciones no controladoras	19	109.010	75.328
Ganancia		5.217.167	7.269.682

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Otros Resultados Integrales
 Por los períodos de tres de meses terminados al 31 de marzo de 2016 y 2015
 (En miles de pesos – M\$)

Estado del Resultado Integral	NOTA	01/01/2016 al 31/03/2016 M\$	01/01/2015 al 31/03/2015 M\$
Ganancia		5.217.167	7.269.682
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	17	(94.001)	(599.652)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		(94.001)	(599.652)
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		(721.731)	373.881
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencias de cambio por conversión		(721.731)	373.881
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		1.643.504	(114.896)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		1.643.504	(114.896)
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		1.418.354	(463.096)
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos		1.418.354	(463.096)
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	25.380	161.906
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		25.380	161.906
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	(394.441)	25.852
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período		(394.441)	25.852
Otro Resultado Integral		1.877.065	(616.005)
Resultado Integral Total		7.094.232	6.653.677
Resultado integral atribuible a			
Propietarios de la Controladora		6.579.493	6.575.052
Participaciones No Controladoras		514.739	78.625
Resultado Integral Total		7.094.232	6.653.677

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados de cambios en el patrimonio neto
 Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2016 y 2015
 (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 01/01/2016	304.501.634	-	-	-	2.168.494	(4.283.673)	(749.771)	-	24.957.895	22.092.945	71.429.464	398.024.043	16.985.464	415.009.507
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	-	-	-	2.168.494	(4.283.673)	(749.771)	-	24.957.895	22.092.945	71.429.464	398.024.043	16.985.464	415.009.507
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia											5.108.157	5.108.157	109.010	5.217.167
Otro resultado integral					(442.650)	1.963.147	(49.161)			1.471.336		1.471.336	405.729	1.877.065
Resultado integral												6.579.493	514.739	7.094.232
Dividendos											(1.532.447)	(1.532.447)		(1.532.447)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios														
Incrementos (disminuciones) por otros cambios													(387.165)	(387.165)
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	(442.650)	1.963.147	(49.161)	-	-	1.471.336	3.575.710	5.047.046	127.574	5.174.620
Saldo Final al 31/03/2016	304.501.634	-	-	-	1.725.844	(2.320.526)	(798.932)	-	24.957.895	23.564.281	75.006.174	403.071.089	17.113.038	420.184.127

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 01/01/2015	304.501.634	-	-	-	532.416	(3.781.930)	(376.759)	-	24.957.895	21.331.622	74.888.725	400.721.981	5.299.685	406.021.666
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	-	-	-	532.416	(3.781.930)	(376.759)	-	24.957.895	21.331.622	74.888.725	400.721.981	5.299.685	406.021.666
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia											7.194.354	7.194.354	75.328	7.269.682
Otro resultado integral					334.326	(518.289)	(435.339)			(619.302)		(619.302)	3.297	(616.005)
Resultado integral												6.575.052	78.625	6.653.677
Dividendos											(2.158.306)	(2.158.306)		(2.158.306)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios														
Incrementos (disminuciones) por otros cambios													11.229.676	11.229.676
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	334.326	(518.289)	(435.339)	-	-	(619.302)	5.036.048	4.416.746	11.308.501	15.725.247
Saldo Final al 31/03/2015	304.501.634	-	-	-	866.742	(4.300.219)	(812.098)	-	24.957.895	20.712.320	79.924.773	405.138.727	16.608.186	421.746.913

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados intermedios de Flujo de Efectivo Método Directo
 Por los períodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2016 y 2015
 (En miles de pesos – M\$)

Estado de flujos de efectivo método directo	NOTA	01/01/2016 al 31/03/2016 M\$	01/01/2015 al 31/03/2015 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación		110.356.569	99.634.004
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		110.331.823	99.526.083
Otros cobros por actividades de operación		24.746	107.921
Clases de pagos		(88.249.243)	(93.761.736)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(80.901.639)	(88.033.449)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(3.497.896)	(5.131.716)
Otros pagos por actividades de operación		(3.849.708)	(596.571)
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(2.244.606)	(2.049.247)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		19.862.720	3.823.021
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		-	(500)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		-	1.050
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(22.139.165)	(6.624.763)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera, clasificados como actividades de inversión		(3.702.727)	(2.882.718)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera, clasificados como actividades de inversión		3.293.671	2.764.364
Cobros a entidades relacionadas		-	418.600
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		199.384	565.162
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(22.348.837)	(5.758.805)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de la emisión de otros instrumentos de patrimonio		-	31.329
Préstamos de entidades relacionadas		21.470.385	-
Reembolsos de préstamos, clasificados como actividades de financiación		(2.148.928)	(2.048.985)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(21.313.298)	(8.010.747)
Importes procedentes de subvenciones del gobierno, clasificados como actividades de financiación		594.979	3.527.659
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación		(2.087.347)	(2.147.090)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(3.484.209)	(6.647.834)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(5.970.326)	(10.583.618)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(27.832)	425
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(27.832)	425
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(5.998.158)	(10.583.193)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período		21.989.288	60.552.134
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	4	15.991.130	49.968.941

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	12
2.1	Principios contables.....	12
2.2	Nuevos pronunciamientos contables	12
2.3	Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas	15
2.4	Período cubierto	16
2.5	Bases de preparación.....	16
2.6	Principios de consolidación y combinación de negocios	17
2.7	Moneda funcional	18
2.8	Bases de conversión	18
2.9	Compensación de saldos y transacciones	19
2.10	Propiedades, planta y equipo	19
2.11	Activos intangibles.....	20
2.11.1	Plusvalía comprada	20
2.11.2	Servidumbres.....	20
2.11.3	Programas informáticos	21
2.11.4	Costos de investigación y desarrollo	21
2.12	Deterioro de los activos	21
2.13	Arrendamientos.....	22
2.14	Instrumentos financieros.....	22
2.14.1	Activos Financieros no derivados.....	22
2.14.2	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	23
2.14.3	Pasivos financieros no derivados	23
2.14.4	Derivados y operaciones de cobertura	23
2.14.5	Instrumentos de patrimonio	24
2.15	Inventarios.....	24
2.16	Participación en asociadas o negocios conjuntos contabilizados por el método de la participación	24
2.17	Otros pasivos no financieros.....	25
2.17.1	Ingresos diferidos.....	25
2.17.2	Subvenciones estatales	25
2.17.3	Obras en construcción para terceros.....	25
2.18	Provisiones.....	25
2.19	Beneficios a los empleados	26
2.20	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	26
2.21	Impuesto a las ganancias	26
2.22	Reconocimiento de ingresos y gastos	27
2.23	Dividendos	27
2.24	Estado de flujos de efectivo	28
3	Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	29
3.1	Generación eléctrica.....	29
3.2	Transmisión y subtransmisión	30
3.3	Distribución	31
3.4	Marco regulatorio	32
3.4.1	Aspectos generales	32
3.4.2	Ley Corta I	32
3.4.3	Ley Corta II	32
3.4.4	Ley Tokman.....	33
3.4.5	Ley ERNC.....	33
3.4.6	Ley que crea el Ministerio de Energía	33
3.4.7	Ley Net Metering.....	33
3.4.8	Ley de Concesiones	33
3.4.9	Ley de Licitación de ERNC	33
3.4.10	Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos	33
3.4.11	Modificaciones al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad para clientes regulados, y a la LGS	33
3.4.12	Modificación Estructura Ministerio de Energía.....	34
3.4.13	Otras modificaciones en curso	34
3.4.14	Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores.....	35
4	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	37
5	Otros Activos Financieros.....	38
6	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar	39
7	Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas.....	43
8	Inventarios.....	47
9	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	48

10	Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	49
11	Plusvalía Comprada	50
12	Propiedades, planta y equipo	51
13	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos.....	53
13.1	Impuesto a la renta.....	53
13.2	Impuestos diferidos	54
14	Otros Pasivos Financieros.....	55
15	Política de Gestión de Riesgos.....	62
15.1	Riesgo de negocio.....	62
15.1.1	Riesgo Regulatorio	62
15.2	Riesgo financiero.....	66
15.2.1	Tipo de cambio	66
15.2.2	Variación UF	67
15.2.3	Tasa de interés	68
15.2.4	Riesgo de liquidez.....	68
15.2.5	Riesgo de crédito.....	69
15.2.6	Instrumentos financieros por categoría	70
15.2.7	Instrumentos derivados.....	70
15.2.8	Valor Justo de instrumentos financieros.....	71
16	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	73
17	Provisiones.....	74
17.1	Provisiones corrientes	74
17.1.1	Otras Provisiones.....	74
17.1.2	Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados.....	75
17.2	Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados	75
17.3	Juicios y multas	78
17.3.1	Juicios.....	78
17.3.2	Multas	79
18	Otros Pasivos no Financieros	79
19	Patrimonio	80
19.1	Patrimonio neto de la Sociedad	80
19.1.1	Capital suscrito y pagado	80
19.1.2	Dividendos	80
19.1.3	Otras reservas	80
19.1.4	Diferencias de conversión.....	81
19.1.5	Ganancias Acumuladas	82
19.2	Gestión de capital.....	82
19.3	Restricciones a la disposición de fondos	82
19.4	Participaciones no controladoras	82
20	Ingresos	83
21	Materias Primas y Consumibles Utilizados	83
22	Gastos por Beneficios a los Empleados.....	84
23	Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro	84
24	Otros Gastos por Naturaleza	84
25	Resultado Financiero.....	85
26	Información por Segmento	86
27	Medio Ambiente	90
28	Garantías Comprometidas con Terceros	91
29	Cauciones Obtenidas de Terceros.....	92
30	Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo	92
31	Información Financiera Resumida de Negocios Conjuntos	93
32	Información Adicional sobre Deuda Financiera.....	95
33	Moneda Extranjera	96
34	Hechos Posteriores	97

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

Al 31 de marzo de 2016
(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, “**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.

Las sociedades filiales no inscritas son Sociedad Generadora Austral S.A., SGA, Sistema de Transmisión del Norte S.A., STN, Sistema de Transmisión del Centro S.A., STC y Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A., SATT (esta última se encuentra en trámite de inscripción en el Registro de Entidades Informantes de la SVS).

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.

Con fecha 11 de septiembre de 2014, Saesa y Alusa Ingeniería Limitada (Actual Alumini Ingeniería Limitada) constituyeron la sociedad Sistema de Transmisión del Norte S.A., "STN", cuyo giro principal es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía. La participación de Saesa en la sociedad es de un 90%. Actualmente STN se encuentra desarrollando un sistema de transmisión cuyo propósito será abastecer los nuevos requerimientos de energía y potencia de una empresa minera y permitir la conexión de una central generadora (517 MW) al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). La fecha de puesta en servicio del sistema de transmisión es durante el primer semestre de 2016.

Con fecha 4 de marzo de 2015, la filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. y Eléctrica Puntilla S.A. constituyeron la sociedad Sistema de Transmisión del Centro S.A., "STC", cuyo giro principal es la construcción, operación, mantenimiento y administración de instalaciones de transmisión o transporte de energía; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de sus propiedad o de terceros. La participación de la filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. en la sociedad es de un 50,1%. Actualmente STC se encuentra desarrollando el Proyecto de Línea de Transmisión 2x220 kV San Fabián – Ancoa, la que será operada y administrada por STC una vez puesta en servicio (2017).

Con fecha 15 de octubre de 2015, Sociedad Austral de Electricidad S.A. y su filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. constituyeron la sociedad denominada Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A., "SATT", cuyo giro principal es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica. La participación de Saesa en la sociedad es de un 99,9% y Sistema de Transmisión del Sur S.A. es de un 0,1%. Actualmente SATT comenzará la construcción del Proyecto Subestación Crucero Encuentro, en el Sistema de Transmisión Troncal del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

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 terminados el 31 de marzo de 2016, han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF ó IFRS por sus siglas en inglés), emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB"). Estos Estados Financieros han sido aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 18 de mayo de 2016. 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 2016:

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
<p>NIIF 14, Diferimiento de Cuentas Regulatorias</p> <p>Esta norma es aplicable a entidades que adoptan por primera vez las NIIF, están involucradas en actividades con tarifas reguladas, y reconocimiento de importes por diferimiento de saldos de cuentas regulatorias en sus anteriores principios contables generalmente aceptados. Esta norma requiere la presentación por separado de los saldos diferidos de cuentas regulatorias en el estado de situación financiera y los movimientos de los saldos en el estado de resultados integrales.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
<p>Aclaración de los métodos aceptables de Depreciación y Amortización (enmiendas a la NIC 16 y NIC 38) - Las enmiendas son una orientación adicional sobre cómo se debe calcular la depreciación y amortización de propiedad, planta y equipo y activos intangibles.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
<p>Contabilización de las adquisiciones de participaciones en operaciones conjuntas (Modificaciones a la NIIF 11)</p> <p>Modifica la NIIF 11 Acuerdos conjuntos para exigir a una entidad adquirente de una participación en una operación conjunta en la que la actividad constituye un negocio (tal como se define en la NIIF 3 Combinaciones de negocios) a:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Aplicar todas las combinaciones de negocios que representan los principios de la NIIF 3 y otras NIIF - Revelar la información requerida por la NIIF 3 y otras NIIF para las combinaciones de negocios 	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
<p>Agricultura: Plantas "para producir frutos" (Modificaciones a la NIC 16 y la NIC 41)</p> <p>Introduce el término "plantas para producir frutos" en el ámbito de la aplicación de la NIC 16 en lugar de la NIC 41, lo que permite este tipo de activos se contabilicen como una propiedad, planta y equipo y medición posterior al reconocimiento inicial sobre la base del costo o revaluación de acuerdo con la NIC 16.</p> <p>La definición de "plantas para producir frutos" como una planta viva que se utiliza en la producción o suministro de productos agrícolas, que se espera tener los productos para más de un punto y tiene un riesgo remoto de que se venden como productos agrícolas.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
<p>Enmienda a NIC 27: Método de la participación en los estados financieros separados. Las enmiendas restablecen el método de la participación como una opción de contabilidad para las Inversiones en Subsidiarias, Negocios Conjuntos y Asociadas en los Estados Financieros separados de una entidad.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
<p>Venta o aportación de activos entre un Inversionista y su asociada o negocio conjunto (Modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28)</p> <p>Modificación para aclarar el tratamiento de la venta o la aportación de los activos de un inversor a la asociada o negocio conjunto, de la siguiente manera:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Requiere el pleno reconocimiento en los estados financieros del inversor de las ganancias y pérdidas que surjan de la venta o aportación de activos que constituyen un negocio (tal como se define en la NIIF 3 Combinaciones de negocios) - Requiere el reconocimiento parcial de las ganancias y pérdidas donde los activos no constituyen un negocio, es decir, una ganancia o pérdida es reconocida sólo en la medida de los intereses de los inversores no relacionados a dicha asociada o negocio conjunto. <p>Estos requisitos se aplican independientemente de la forma jurídica de la transacción, por ejemplo, si la venta o aportación de activos se produce por una transferencia de acciones del inversor en una subsidiaria que posee los activos (lo que resulta en la pérdida de control de la filial), o por la venta directa de los mismos activos.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016, en forma prospectiva</p>
<p>Iniciativa de Revelación (enmiendas a NIC 1) La iniciativa está compuesta por una serie de proyectos más pequeños que tienen como objetivo estudiar las posibilidades para ver la forma de mejorar la presentación y revelación de principios y requisitos de las normas ya existentes.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
<p>Aplicación de la excepción de Consolidación (enmiendas a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28) Entidades de Inversión. Para abordar los problemas que han surgido en el contexto de la aplicación de la excepción de consolidación de entidades de inversión.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
<p>Mejoras Anuales Ciclo 2012 – 2014 mejoras a cuatro NIIF</p> <p>NIIF 5 Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuas - Agrega una guía específica para NIIF 5 para los casos en que una entidad tiene que reclasificar un activo disponible para la venta a mantenido para distribuir a los propietarios o viceversa, y en los casos en que la contabilidad de los mantenidos para distribuir se interrumpe.</p> <p>NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a revelar: (con las siguientes modificaciones a la NIIF 1) - Agrega una guía adicional para aclarar si un contrato de presentación de servicios continúa su participación en un activo transferido con el propósito de determinar las revelaciones requeridas. Aclara la aplicabilidad de las enmiendas a NIIF 7 en revelaciones compensatorias a los estados financieros intermedios condensados.</p> <p>NIC 19 Beneficios a los empleados - Aclara que los bonos corporativos de alta calidad empleados en la estimación de la tasa de descuento para los beneficios post-empleo deben estar denominados en la misma moneda que la del beneficio a pagar</p> <p>NIC 34 Información Financiera Intermedia - Aclara el significado de "en otro lugar del informe intermedio" y requiere una referencia cruzada.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2016</p>

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

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva aún no 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
<p>NIIF 9, Instrumentos Financieros</p> <p>NIIF 9 especifica como una entidad debería clasificar y medir sus activos financieros. Requiere que todos los activos financieros sean clasificados en su totalidad sobre la base del modelo de negocio de la entidad para la gestión de activos financieros y las características de los flujos de caja contractuales de los activos financieros. Los activos financieros son medidos ya sea a costo amortizado o valor razonable. Solamente los activos financieros que sean clasificados como medidos a costo amortizados serán probados por deterioro.</p> <p>El 19 de noviembre de 2013, el IASB emitió una enmienda a NIIF 9 "Instrumentos Financieros" incorporando un nuevo modelo de contabilidad de cobertura.</p> <p>La versión final emitida el 2014 reemplaza la NIC39 "Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición". La Norma contiene requisito en las siguientes áreas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Clasificación y medición: Los activos financieros se clasifican sobre la base del modelo de negocio en el que se mantienen y de las características de sus flujos de efectivo contractuales. - Deterioro: Introduce un modelo de "pérdida de crédito esperada" para la medición del deterioro de los activos financieros. - Contabilidad de cobertura: Introduce un nuevo modelo que esta diseñado para alinear la contabilidad de coberturas más estrechamente con la gestión del riesgo, cuando cubre la exposición al riesgo financiero y no financiero. - Baja en cuentas: Los requisitos para la baja en cuentas de activos y pasivos financieros se mantienen los requerimientos existentes de la NIC39 "Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición". 	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018</p>
<p>NIIF 15, Ingresos procedentes de contratos con clientes</p> <p>Esta nueva norma, proporciona un modelo único basado en principios, a través de cinco pasos que se aplicarán a todos los contratos con los clientes, i) identificar el contrato con el cliente, ii) identificar las obligaciones de desempeño en el contrato, iii) determinar el precio de la transacción, iv) asignar el precio de transacción de las obligaciones de ejecución de los contratos, v) reconocer el ingreso cuando (o como) la entidad satisface una obligación de desempeño.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018</p>
<p>NIIF 16, Arrendamientos</p> <p>El 13 de enero del 2016, se publicó esta nueva norma que establece la definición de un contrato de arrendamiento y especifica el tratamiento contable de los activos y pasivos originados por estos contratos desde el punto de vista del arrendador y arrendatario. La nueva norma no difiere significativamente de la norma que la precede, NIC 17 Arrendamientos, con respecto al tratamiento contable desde el punto de vista del arrendador. Sin embargo, desde el punto de vista del arrendatario, la nueva norma requiere el reconocimiento de activos y pasivos para la mayoría de los contratos de arrendamientos.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019 y su adopción anticipada es permitida si ésta es adoptada en conjunto con NIIF 15 "Ingresos procedentes de Contratos con Clientes"</p>

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
<p>Enmiendas a NIC 12: Reconocimiento de activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Las pérdidas no realizadas en instrumentos de deuda medidos a valor razonable medidos al costo para propósitos tributarios dan origen a diferencias temporarias deducibles independientemente de si el tenedor del instrumento de deuda esperar recuperar el valor libros del instrumento de deuda mediante su venta o su uso. - El valor libros de un activo no limita la estimación de las probables ganancias tributarias futuras. - Las estimaciones de utilidades tributarias futuras excluye las deducciones tributarias resultantes del reverso de diferencias temporarias deducibles. - Una entidad evalúa un activo por impuestos diferidos en combinación con otros activos por impuestos diferidos. Cuando las leyes tributarias restrinjan la utilización de pérdidas tributarias, una entidad debería evaluar un activo por impuestos diferidos en combinación con otros activos por impuestos diferidos del mismo tipo. 	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017</p>
<p>Enmiendas a NIC 7: Iniciativa de Revelación.</p> <p>Las enmiendas son parte del proyecto de iniciativa de revelación del IASB e introducen requisitos adicionales de revelación destinados a abordar las preocupaciones de los inversores de que los estados financieros actualmente no permiten entender los flujos de efectivo de la entidad; en particular respecto de la administración de las actividades financieras. Las modificaciones requieren la revelación de información que permita a los usuarios de los estados financieros evaluar los cambios en los pasivos procedentes de las actividades financieras.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017</p>

La Sociedad 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 estos estados financieros preparados según lo indicado en nota 2.1.

Los principales supuestos y estimaciones usados en la preparación de los estados financieros consolidados intermedios 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 otros resultados integrales 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 período, 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 consolidados intermedios, 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 Consolidados Intermedios de Situación Financiera Clasificados de Saesa y filiales al 31 de marzo de 2016 y al 31 de diciembre de 2015.
- Los Estados Consolidados Intermedios de Resultados Integrales por Naturaleza por los períodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2016 y 2015.
- Estados de Cambios en el Patrimonio por los períodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2016 y 2015.
- Estados Consolidados Intermedios de Flujos de Efectivo Método Directo por los períodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2016 y 2015.

2.5 Bases de preparación

Los Estados Financieros Consolidados Intermedios de la Sociedad y sus filiales por los períodos terminados al 31 de marzo de 2016 y 2015, 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 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 de las entidades controladas por la Sociedad (sus filiales). El control se logra cuando la Sociedad tiene:

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

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

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

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

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

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

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

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

La conversión de los estados financieros de las filiales Sociedad Generadora Austral S.A., Sistema de Transmisión del Norte S.A., Sistema de Transmisión del Centro S.A. y Sociedad Austral de

Transmisión Troncal S.A. con moneda funcional distinta del peso chileno se realiza del siguiente modo:

- Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.
- 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).
- 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			31/12/2015
				31/03/2016			
				DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL	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	93,2173%	0,0000%	93,2173%	93,2173%
CHILE	96.531.500-4	COMPAÑIA 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%
CHILE	76.410.374-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL NORTE S.A.	USD	90,0000%	0,0000%	90,0000%	90,0000%
CHILE	76.440.111-5	SISTEMA DE TRANSMISION DEL CENTRO S.A.	USD	0,0000%	50,1000%	50,1000%	50,1000%
CHILE	76.519.747-3	SOCIEDAD AUSTRAL DE TRANSMISIÓN TRONCAL S.A.	USD	99,9000%	0,1000%	100,0000%	100,0000%

2.7 Moneda funcional

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

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno. La moneda funcional de las filiales 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
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Dólar Estadounidense
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Dólar Estadounidense
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Dólar Estadounidense

Aquellas filiales con moneda funcional distinta a la de la Sociedad se convierten según lo indicado en la Nota 2.6.

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 integral.

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:

	31/03/2016	31/12/2015	31/03/2015
Dólar Estadounidense	669,80	710,16	626,58
Unidad de Fomento	25.812,05	25.629,09	24.622,78

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 y la tasa de capitalización son los siguientes:

Costos por préstamos capitalizados	31/03/2016	31/03/2015
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados (ver nota 25)	1.496.607	110.145
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización	3,50%	3,43%

- Costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$601.259 por el período terminado al 31 de marzo de 2016 y a M\$457.281 por el período terminado al 31 de marzo de 2015 (ver nota 22).
- 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 corresponden a la sustitución o el mejoramiento de partes, pero sin reemplazar la

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

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

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

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

El valor residual y la vida útil de los activos se revisan y ajustan periódicamente, si es necesario, justificando 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 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 amortizaciones y pérdidas por deterioro, que en su caso hayan experimentado. Estos activos se amortizan en su vida útil que varía entre cuatro y seis años.

2.11.4 Costos de investigación y desarrollo

Durante los años 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 revisan 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 UGE 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 en el resultado del período.

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 transfieren 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 estado de situación financiera consolidado 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 estado de situación financiera consolidado. 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 financiera 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, con vencimiento de hasta tres meses 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 realiza 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 estado de situación financiera consolidado, 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 valoración 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 de situación financiera 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", se ha incluido el pago anticipado de peajes por contratos de largo plazo relacionados al uso de activos de subtransmisión, que debe construir. 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 integrales durante la vida útil del activo depreciable como 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 de situación financiera como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima que la Sociedad y sus filiales tendrán que desembolsar para cancelar la obligación.

Las estimaciones de las provisiones se cuantifican teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los estados financieros, 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 período, 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 5,1% anual, 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, de acuerdo a NIC 12.

Con fecha 1 de febrero de 2016, se promulgó la Ley N° 20.899 que simplifica el sistema de tributación a la renta y perfecciona otras disposiciones relacionadas con la Ley N° 20.780 del 29 de septiembre de 2014 (conocida como Reforma Tributaria). Esta simplificación obliga a las sociedades con socios o accionistas que sean personas jurídicas a tributar con el "Régimen Parcialmente Integrado", dejando de lado la opción de "Régimen de Renta Atribuida", definido en la Ley N° 20.780. Así la Sociedad y sus filiales tributará con el "Régimen Parcialmente Integrado", el que aumenta las tasas de impuesto de primera categoría en un 21% en 2014, 22,5% en 2015, 24% en 2016, 25,5% en 2017 y un 27% para el 2018 en adelante. En este Régimen, el crédito para los impuestos global complementario o adicional será de 65% del monto del impuesto de primera categoría.

En virtud de lo anterior, la Sociedad y sus filiales han contabilizado los efectos de aplicar el Régimen Parcialmente Integrado.

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 Dividendos

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 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.

2.24 Estado de flujos de efectivo

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

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

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 y que en conjunto representan más del 99% de la generación eléctrica del país: el Sistema Interconectado del Norte Grande (“SING”), que cubre la zona entre Arica y Antofagasta; el Sistema Interconectado Central (“SIC”), que se extiende desde Tal-Tal a Chiloé; ambos con capacidades instaladas de generación superiores a los 200 MW. Por otro lado, existen varios sistemas medianos (SSMM) operados por empresas integradas verticalmente, (entre ellas la filial Edelayesen), 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 de Los Lagos, Aysén y Magallanes.

3.1 Generación eléctrica

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

En los Sistemas Interconectados como el 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.

- a) **Mercado de los grandes clientes:** Hasta el año 2014 pertenecían 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. Con la modificación de la Ley Eléctrica, mediante la Ley N° 20.805, publicada en el Diario Oficial el 29.01.2015, se modifica el límite de potencia, aumentándola de 2 MW a 5 MW. No obstante, para aquellos clientes entre 2 y 5 MW que originalmente eran tratados como libres, no podrán cambiarse de régimen tarifario durante cuatro años desde publicada esta Ley, es decir, a partir del 29.01.2019.
- b) **Mercado mayorista:** Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.
- c) **Mercado de las empresas distribuidoras:** Pertenecen a este segmento todas las transferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de 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 el que actualmente se establece por un periodo mínimo de contrato de 15 años. Estos contratos comenzaron a entrar en vigencia a partir del 1 de enero del año 2010. Cabe señalar que los precios de compraventa de electricidad de las licitaciones se establecen a nivel de barras troncales (transmisión troncal). En forma posterior, los cargos por el uso de los sistemas de subtransmisión se incorporan como un cargo adicional del generador a la

distribuidora. Por lo tanto, el precio de venta a clientes regulados incorpora componentes de costos de generación, transmisión y de subtransmisión.

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 están en manos de la filial Edelayen, existen una serie de condiciones que los diferencia de los anteriores. Como por ejemplo, que algunos son operados por empresas que administran tanto las instalaciones de generación como las de transmisión y distribución (integradas verticalmente), como es el caso de Edelayen, 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 por la Comisión Nacional de Energía 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 Los 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 que se adjudicaron las licitaciones de suministro de electricidad, 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 (y posteriormente inferior a 5 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**

Hasta el año pasado, pertenecían a este grupo todos aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW. Sin embargo, también se incluían 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. Con la modificación de la Ley Eléctrica, mediante la Ley N° 20.085, publicada en el Diario Oficial el 29.01.2015, se modifica las bandas de potencia, aumentándola a 5 MW. No obstante, para aquellos clientes entre 2 y 5 MW que originalmente eran tratados como libres, no podrán cambiarse de régimen tarifario durante cuatro años desde publicada esta Ley, es decir, a partir del 29.01.2019.

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 de 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.

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 N° 20.698 que modifica la Ley N° 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 Modificaciones al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad para clientes regulados, y a la LGS.

Durante agosto 2014 se publicó en el Diario Oficial una modificación del Reglamento de Licitaciones de Suministro, en la cual se agregan instrumentos como Licitaciones de Corto Plazo en caso de incrementos de la demanda no previstos, y el Precio de Reserva, con la intención de obtener más ofertas y a precios más competitivos.

A mediados de septiembre de 2014, el Ejecutivo ingresó al Congreso una iniciativa legal que introduce modificaciones a la LGSE, perfeccionando el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sometidos a regulaciones de precios relacionadas con:

- Rol del licitante y de la autoridad;
- Licitaciones de corto y largo plazo;
- Precio máximo de ofertas y revisión de precios;
- Flexibilidad para postergar el inicio del suministro;

- Flexibilidad para el criterio de evaluación de ofertas;
- Suministro sin contrato;
- Límite Clientes Regulados: sube de 2.000 a 5.000 KW.

Esta iniciativa se publicó en el Diario Oficial el 29.01.2015, (Ley N°20.085 del Ministerio de Energía). Cabe destacar que en esta modificación se incluyó una extensión de plazo de la vigencia del Decreto de Subtransmisión (DS 14-2012) y Troncal (DS 61-2011), hasta el 31.12.15.

3.4.12 Modificación Estructura Ministerio de Energía

Se publicó en el Diario Oficial el 22.9.14 la Ley N° 20.776 del Ministerio de Energía, el cual modifica la estructura del Ministerio de Energía, incluyendo la creación de los 9 SEREMIS de Energía en las regiones del país que previamente no tenían.

3.4.13 Otras modificaciones en curso

Hasta mediados del año 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 y que se encuentran pendientes se encuentran los siguientes:

- 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.

Respecto al primer punto, durante el segundo semestre del 2015 se ha ingresado al Congreso un proyecto de ley, preparado por el Ministerio de Energía, que modifica principalmente la tarificación en transmisión. Los principales cambios en la propuesta son:

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

La propuesta aún está en discusión (Cámara del Senado), por lo que puede haber cambios y se espera publicación para el segundo semestre de 2016.

Con respecto a Eficiencia Energética, durante el segundo semestre del 2015 se realizaron diversas mesas de trabajo público-privado con el objeto de relevar los temas a considerar por el Ministerio de Energía en el proyecto de ley que enviarán al Congreso durante del 2016.

Otro de los pilares analizados en la Agenda de Energía era lograr precios de energía razonables. Dentro de ese marco, se presentó el “Proyecto de Ley de ETR que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, para introducir mecanismos de equidad en las tarifas eléctricas”. Los objetivos de esta ley son:

- Reconocimiento de la Generación Local (RGL): En virtud de esta medida, se establece un descuento en el componente de energía de las tarifas reguladas (no sólo las residenciales) de las comunas intensivas en generación eléctrica, el que será asumido por aquellos usuarios de comunas que no son consideradas como intensivas en generación. Lo anterior tiene el fin de mantener una señal de costos asociados al suministro eléctrico, compatible con el beneficio que prestan las comunas que poseen capacidad instalada de generación.
- Equidad Tarifaria Residencial (ETR): En virtud de esta medida, se modifica el componente “distribución” de las tarifas residenciales (hoy BT1), para así lograr que la diferencia entre el promedio de las cuentas a nivel nacional y la cuenta más alta no sea superior a un 10% del primero. Esta medida será financiada por todos los clientes sometidos a regulación de precios. Sin perjuicio de lo anterior, para el caso de los clientes regulados residenciales, sólo aportarán al financiamiento aquellos que estén bajo el promedio señalado y que cuenten con un consumo promedio mensual del año calendario anterior superior a 200 kWh, en tanto el ajuste no signifique una tarifa sobre dicho promedio.

Actualmente el proyecto se encuentra en su segundo trámite de discusión en la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados.

En cuanto al marco regulatorio de los Sistemas Medianos, el Ministerio extendió una invitación a las empresas operadoras de dichos Sistemas, para que durante el 2015 y 2016 participen de las distintas actividades de discusión tendientes a elaborar una propuesta de nueva normativa para ser ingresada al Congreso durante el 2016.

3.4.14 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 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/03/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Efectivo en Caja	1.979.811	3.385.793
Saldo en Bancos	1.599.390	1.453.942
Depósitos a plazo	-	4.512.744
Otros instrumentos de renta fija	12.411.929	12.636.809
Totales	15.991.130	21.989.288

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

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

b) El detalle de los Depósitos a corto plazo y Otros instrumentos de renta fija es el siguiente:

Nombre empresa	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Monto inversión	
			31/03/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Edelaysen	Banco Santander	Depósitos a corto plazo	-	2.501.167
SGA	Banco Consorcio	Depósitos a corto plazo	-	2.011.577
Totales			-	4.512.744

Nombre empresa	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Monto inversión	
			31/03/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Saesa	BBVA Corporativo Serie V	Fondos Mutuos	1.618.632	-
Saesa	Bice Inversiones AGF S.A. Eficiente	Fondos Mutuos	2.000.691	-
Saesa	Scotia Adm. General de FM S.A. Clipper Serie B	Fondos Mutuos	600.897	1.883.426
STS	BBVA Corporativo Serie V	Fondos Mutuos	355.122	-
Luz Osorno	Scotia Adm. General de FM S.A. Clipper Serie B	Fondos Mutuos	861.643	1.467.459
Edelaysen	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	1.007.640	2.553.806
Edelaysen	Security S.A. Plus Serie E	Fondos Mutuos	-	2.339.509
Edelaysen	Scotia Adm. General de FM S.A. Clipper Serie B	Fondos Mutuos	-	1.064.836
Edelaysen	BBVA Corporativo Serie V	Fondos Mutuos	882.102	-
SGA	BCI Asset Management, AGF S.A. Competitivo Serie Alto Patrimonio	Fondos Mutuos	-	-
SGA	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	4.007.040	2.257.020
SGA	Scotia Adm. General de FM S.A. Clipper Serie B	Fondos Mutuos	1.078.162	669.029
STN	BCI Asset Management, AGF S.A. Competitivo Serie Alto Patrimonio	Fondos Mutuos	-	401.724
Totales			12.411.929	12.636.809

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

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31/03/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	15.970.993	21.500.490
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	US\$	20.137	488.798
Totales		15.991.130	21.989.288

5 Otros Activos Financieros

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Otros activos financieros	Moneda	Corriente		No Corriente	
		31/03/2016 M\$	31/12/2015 M\$	31/03/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Remanente crédito fiscal (*)	CLP	-	-	2.704.666	2.381.368
Totales		-	-	2.704.666	2.381.368

(*) Estos activos corresponden a remanente de 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.

6 Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	31/03/2016		31/12/2015	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	72.682.196	-	76.824.070	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	16.062.334	10.474.675	17.095.616	10.994.005
Totales	88.744.530	10.474.675	93.919.686	10.994.005

Provisión de deterioro cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	31/03/2016		31/12/2015	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales	2.243.688	-	2.098.830	-
Otras cuentas por cobrar	4.090.090	499.804	4.147.806	499.802
Totales	6.333.778	499.804	6.246.636	499.802

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	31/03/2016		31/12/2015	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	70.438.508	-	74.725.240	-
Otras cuentas por cobrar, neto	11.972.244	9.974.871	12.947.810	10.494.203
Totales	82.410.752	9.974.871	87.673.050	10.494.203

El detalle de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar facturados y no facturados o provisionados al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	31/03/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Facturados	42.364.410	41.991.068
Energía y peajes	29.053.242	28.371.805
Anticipos para importaciones y proveedores	115.359	589.924
Cuenta por cobrar proyectos en curso	202.774	650.765
Convenios de pagos y créditos por energía	2.273.670	2.526.932
Deudores materiales y servicios	2.768.916	2.370.842
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	3.463.161	3.295.406
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	2.068.309	2.008.615
Otros	2.418.979	2.176.779
No Facturados o provisionados	44.142.375	48.966.020
Peajes uso de líneas eléctricas	3.658.104	3.319.149
Diferencias tarifarias por nuevos decretos	22.192.362	27.750.707
Energía en medidores (*)	17.778.488	17.382.409
Provisión ingresos por obras	363.653	361.176
Otros	149.768	152.579
Otros (Cuenta corriente empleados)	2.237.745	2.962.598
Totales, Bruto	88.744.530	93.919.686
Provisión deterioro	(6.333.778)	(6.246.636)
Totales, Neto	82.410.752	87.673.050

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

Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	31/03/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Convenios de pagos y créditos por energía	2.273.670	2.526.932
Anticipos para importaciones y proveedores	115.359	589.924
Cuenta por cobrar proyectos en curso	566.427	1.011.941
Deudores materiales y servicios	2.768.916	2.370.842
Cuenta corriente al personal	2.237.745	2.962.598
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	3.463.161	3.295.406
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	2.068.309	2.008.615
Otros deudores	2.568.747	2.329.358
Totales	16.062.334	17.095.616
Provisión deterioro	(4.090.090)	(4.147.806)
Totales, Neto	11.972.244	12.947.810

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de marzo de 2016 es de M\$92.385.623 y al 31 de diciembre de 2015 es de M\$98.167.253.

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 marzo de 2016 la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a más de 465 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	407.710	34%
Comercial	36.081	31%
Industrial	6.586	23%
Otros	15.592	12%
Total	465.969	100%

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

- c) Al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015 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	31/03/2016	31/12/2015
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	22.119.294	22.365.622
Con vencimiento entre tres y seis meses	540.338	517.554
Con vencimiento entre seis y doce meses	222.580	211.430
Con vencimiento mayor a doce meses	183.614	186.845
Totales	23.065.826	23.281.451

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	2%	33%
181 a 270	53%	66%
271 a 360	64%	66%
361 o más	100%	100%

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

- d) Al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015 la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad y sus filiales no tienen cartera securitizada):

Tramos de morosidad	Saldo al 31/03/2016						Saldo al 31/12/2015					
	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	199.912	64.304.381	2.864	1.163.299	202.776	65.467.680	208.036	68.450.643	2.967	1.319.840	211.003	69.770.483
Entre 1 y 30 días	150.831	14.840.105	1.385	279.610	152.216	15.119.715	161.934	15.407.624	1.629	240.171	163.563	15.647.795
Entre 31 y 60 días	62.531	6.535.893	992	159.838	63.523	6.695.731	54.326	5.953.800	881	217.724	55.207	6.171.524
Entre 61 y 90 días	4.106	407.555	134	14.299	4.240	421.854	4.155	636.722	163	20.721	4.318	657.443
Entre 91 y 120 días	1.695	250.061	91	16.948	1.786	267.009	1.974	250.863	89	10.449	2.063	261.312
Entre 121 y 150 días	1.405	254.853	64	6.858	1.469	261.711	1.463	157.881	63	4.833	1.526	162.714
Entre 151 y 180 días	1.134	152.942	57	10.874	1.191	163.816	1.193	288.999	44	4.348	1.237	293.347
Entre 181 y 210 días	926	193.100	42	4.884	968	197.984	968	126.583	41	4.762	1.009	131.345
Entre 211 y 250 días	1.197	157.854	42	5.043	1.239	162.897	1.291	189.873	52	5.963	1.343	195.836
Más de 250 días	12.472	3.778.304	555	1.819.366	13.027	5.597.670	11.784	3.677.191	542	1.817.242	12.326	5.494.433
Totales	436.209	90.875.048	6.226	3.481.019	442.435	94.356.067	447.124	95.140.179	6.471	3.646.053	453.595	98.786.232

- e) Al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, la cartera en cobranza judicial y protestada, es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al		Saldo al	
	31/03/2016		31/12/2015	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	25	8.552	95	34.552
Documentos por cobrar en cobranza judicial	444	3.740.895	571	3.803.100
Totales	469	3.749.447	666	3.837.652

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 2015	6.928.393
Aumentos (disminuciones) del período	1.180.398
Montos castigados	(1.362.353)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	6.746.438
Aumentos (disminuciones) del período	206.820
Montos castigados	(119.676)
Saldo al 31 de marzo de 2016	6.833.582

g) El detalle de las provisiones y castigos durante los períodos 2016 y 2015, es el siguiente:

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31/03/2016 M\$	31/03/2015 M\$
Provisión cartera no repactada	205.885	133.135
Provisión cartera repactada	935	(948)
Castigos del período	(119.676)	(47.253)
Recuperos del período	-	(1.907)
Totales	87.144	83.027

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

7 Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

7.1 Accionistas

El detalle de los accionistas mayoritarios de la Sociedad al 31 marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, 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%
V. de Garrido, Elena Trecha	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%

7.2 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 intermedios 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	31/03/2016		31/12/2015	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	1.042.485	-	1.042.485	-
76.067.075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	509.255	-	509.213	-
76.073.168-4	Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	24.117	-	24.076	-
76.024.762-6	Condor Holding SPA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.243	-	2.243	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Materiales - Costo de Personal (Saesa y filiales)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	737.333	-	796.609	-
Totales							2.315.433	-	2.374.626	-

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	31/03/2016		31/12/2015	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Compra energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.731.602	-	1.805.211	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	27.099	-	27.100	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	57.046.406	-	60.107.509	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	52	-	43	-
76.067.075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	7.936.672	-	6.405.511	-
76.024.762-6	Condor Holding SPA	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	952	-	177	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	5.965	-	4.814	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	UF	7.674.596	-	9.275.291	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por pagar (filial STS)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	5.483	-	4.527	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por pagar (filial Luz Osorno)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	828	-	701	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por pagar (filial SGA)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	122	-	-	-
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (filial STS)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	4.000.992	-	-	-
76.073.168-4	Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Chile	Dividendos por pagar (filial STS)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	24.450	-	20.189	-
76.281.400-5	Alumini Ingeniería Ltda.	Chile	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	Indirecta	CH\$	-	-	2.522.700	-
96.817.230-1	Electrica Puntilla S.A	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Indirecta	CH\$	437.435	-	437.435	-
14.655.033-9	Iván Díaz Molina	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	924	-	460	-
14.655.033-9	Iván Díaz Molina	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	3.843	-	1.913	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	465	-	460	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	1.921	-	1.913	-
Totales							79.899.807	-	80.615.954	-

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

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31/03/2016 M\$	31/03/2015 M\$
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz común	Compra energía y potencia	(2.358.542)	(5.775.319)
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	-	4.039
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Servicio costo de personal	521.650	464.592
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Peajes (neto)	6.042	26.521
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Mantenimiento sistema	16.896	15.012
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Venta energía y potencia	-	2.565
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Matriz	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(108.313)	(112.546)
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Matriz	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(475.400)	(468.524)

7.3 Directorio y personal clave de la gerencia

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

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 27 de abril de 2015, 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, Dale Burgess, Waldo Fortín Cabezas, María Morsillo y Christopher Powell.

En sesión celebrada con fecha 6 de mayo de 2015, el Directorio de la Sociedad procedió a elegir como Presidente del Directorio y de la Sociedad al señor Iván Díaz-Molina y como Vicepresidente al señor Jorge Lesser García-Huidobro

En sesión celebrada con fecha 8 de julio de 2015, el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director de la Sociedad de la señora María Morsillo.

En relación con lo anterior, el Directorio acordó designar en su reemplazo, como Director de la Sociedad, a la señora Stacey Purcell, quien ocupará ese cargo hasta la celebración de la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad.

Al 31 de marzo de 2016 el Directorio de la Sociedad está compuesto por los señores Iván Díaz-Molina, Jorge Lesser García-Huidobro, Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Dale Burgess, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell 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 por concepto de remuneración de directores son los siguientes:

Director	31/03/2016 M\$	31/03/2015 M\$
Jorge Lesser Garcia-Huidobro	1.921	-
Iván Díaz-Molina	3.843	-
Totales	5.764	-

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 2015 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2016.

Los Directores señores Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Dale Burgess, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell 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 31 de marzo de 2016 y 2015 son las siguientes:

Director	31/03/2016	31/03/2015
	M\$	M\$
Jorge Lesser Garcia-Huidobro	4.254	6.119
Iván Díaz-Molina	6.397	6.119
Totales	10.651	12.238

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

El equipo gerencial de la Sociedad actualmente lo componen un Gerente General, nueve Gerentes de Área y 21 Subgerentes. En 2015, un Gerente General, nueve Gerentes de Área y 21 Subgerentes.

Las remuneraciones del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados ascienden a M\$703.581 al 31 de marzo de 2016 y a M\$656.952 al 31 de marzo de 2015.

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.

8 Inventarios

El detalle de este rubro es el siguiente:

Al 31 de marzo de 2016:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	10.286.947	10.050.821	236.127
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	1.025.454	1.000.062	25.392
Petróleo	174.814	174.814	-
Totales	11.487.215	11.225.697	261.519

Al 31 de diciembre de 2015:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	10.808.084	10.610.203	197.881
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	1.254.794	1.235.764	19.030
Petróleo	236.627	236.627	-
Totales	12.299.505	12.082.594	216.911

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\$44.608 para el período terminado al 31 de marzo de 2016 y un cargo de M\$61.874 para el período terminado al 31 de marzo de 2015.

Movimiento Provisión	31/03/2016 M\$	31/03/2015 M\$
Provisión Período	44.608	61.874
Totales	44.608	61.874

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

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

Inventarios utilizados durante el período según gasto	31/03/2016 M\$	31/03/2015 M\$
Materias primas y consumibles utilizados (*)	4.329.790	4.021.350
Otros gastos por naturaleza (**)	402.761	479.646
Totales	4.732.551	4.500.996

(*) Ver Nota 21

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

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de marzo de 2016 ascienden a M\$2.739.257 (M\$1.715.608 en 2015) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de marzo de 2016 ascienden a M\$472.162 (M\$344.546 en 2015).

9 Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de marzo de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

	31/03/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Impuesto renta por recuperar	1.507.407	3.402.164
IVA Crédito fiscal por recuperar (1)	9.548.170	8.741.325
Crédito Sence	22.590	28.398
Crédito Activo Fijo	45.180	67.432
Impuesto por recuperar año anterior	4.021.975	-
Totales	15.145.322	12.239.319

- (1) Corresponde a IVA crédito fiscal por construcción de obras importantes de las filiales STN y STC.

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

	31/03/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Impuesto a la renta	318	318
Iva Débito fiscal	536.272	2.159.282
Otros	727.612	90.472
Totales	1.264.202	2.250.072

10 Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Activos Intangibles Neto	31/03/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Activos Intangibles Identificables Neto	43.785.772	44.225.534
Servidumbres	41.727.798	42.176.551
Derecho de Agua	108.543	108.543
Software	1.949.431	1.940.440

Activos Intangibles Bruto	31/03/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Activos Intangibles Identificables Bruto	50.168.850	51.043.698
Servidumbres	41.727.798	42.176.551
Derecho de Agua	108.543	108.543
Software	8.332.509	8.758.604

Amortización Activos Intangibles	31/03/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Activos Intangibles Identificables	(6.383.078)	(6.818.164)
Servidumbres	-	-
Derecho de Agua	-	-
Software	(6.383.078)	(6.818.164)

La composición y movimientos del activo intangible durante el período 2016 y año 2015 son los siguientes:

Movimiento año 2016	Servidumbre Neto M\$	Derecho de Agua	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2016	42.176.551	108.543	1.940.440	44.225.534
Movimientos				
Adiciones	-	-	-	-
Retiros Valor Bruto	-	-	(694.280)	(694.280)
Retiros y Traspasos Amortización Acumulada	-	-	723.381	723.381
Tipo Cambio Amortización Acumulada	-	-	-	-
Otros (Activación Obras en Curso)	23.141	-	268.185	291.326
Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso	-	-	-	-
Gastos por amortización	-	-	(288.295)	(288.295)
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera (Empresas con moneda funcional distinta de la moneda de reporte)	(471.894)	-	-	(471.894)
Total movimientos	(448.753)	-	8.991	(439.762)
Saldo final al 31 de Marzo de 2016	41.727.798	108.543	1.949.431	43.785.772

Movimiento año 2015	Servidumbre Neto M\$	Derecho de Agua	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	22.761.722	108.543	1.474.703	24.344.968
Movimientos				
Adiciones	7.221.046	-	-	7.221.046
Retiros Valor Bruto	-	-	(64.799)	(64.799)
Retiros y Traspasos Amortización Acumulada	-	-	548.259	548.259
Tipo Cambio Amortización Acumulada	-	-	-	-
Otros (Activación Obras en Curso)	11.111.561	-	1.256.599	12.368.160
Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso	-	-	(138.481)	(138.481)
Gastos por amortización	-	-	(1.135.841)	(1.135.841)
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera (Empresas con moneda funcional distinta de la moneda de reporte)	1.082.222	-	-	1.082.222
Total movimientos	19.414.829	-	465.737	19.880.566
Saldo final al 31 de Diciembre de 2015	42.176.551	108.543	1.940.440	44.225.534

Los derechos de servidumbre y derechos de agua 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” del Estado de resultados 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 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015:

Rut	Compañía	31/03/2016 M\$	31/12/2015 M\$
90.021.000-0	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	124.944.061	124.944.061
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	49.471.945	49.471.945
	Totales	174.416.006	174.416.006

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 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/03/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Propiedades, Planta y Equipo	419.709.387	408.772.722
Terrenos	15.000.483	14.886.275
Edificios	7.328.244	6.981.173
Planta y Equipo	287.794.039	278.438.201
Equipamiento de Tecnologías de la Información	1.297.495	1.260.904
Instalaciones Fijas y Accesorios	961.615	979.982
Vehículos de Motor	2.241.941	2.254.379
Construcciones en Curso	101.890.968	100.743.338
Otras Propiedades, Planta y Equipo	3.194.602	3.228.470

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/03/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	538.249.972	524.902.734
Terrenos	15.000.483	14.886.275
Edificios	12.739.408	12.317.539
Planta y Equipo	393.168.237	380.923.485
Equipamiento de Tecnologías de la Información	3.829.608	4.386.352
Instalaciones Fijas y Accesorios	1.934.502	1.900.422
Vehículos de Motor	3.098.839	3.162.688
Construcciones en Curso	101.890.968	100.743.338
Otras Propiedades, Planta y Equipo	6.587.927	6.582.635

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/03/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(118.540.585)	(116.130.012)
Edificios	(5.411.164)	(5.336.366)
Planta y Equipo	(105.374.198)	(102.485.284)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(2.532.113)	(3.125.448)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(972.887)	(920.440)
Vehículos de Motor	(856.898)	(908.309)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(3.393.325)	(3.354.165)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante el período 2016 y el año 2015 es el siguiente:

Movimiento año 2016		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
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2016		14.886.275	6.981.173	278.438.201	1.260.904	979.982	2.254.379	100.743.338	3.228.470	408.772.722
Movimientos	Adiciones	-	-	527.034	-	-	-	17.263.242	58.083	17.848.359
	Retiros Valor Bruto	-	-	(45.577)	(775.952)	-	(285.340)	-	(140.230)	(1.247.099)
	Retiros y Traspasos Depreciación Acumulada	-	-	231.444	775.952	-	136.625	-	114.881	1.258.902
	Otros (Activación Obras en Curso)	114.208	421.869	13.000.149	319.076	34.080	221.491	(14.198.312)	87.439	-
	Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso	-	-	(1.236.854)	(99.868)	-	-	1.336.722	-	-
	Gastos por depreciación	-	(74.798)	(3.120.358)	(182.617)	(52.447)	(85.214)	-	(154.041)	(3.669.475)
	Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera (Empresas con moneda funcional distinta de la moneda de reporte)	-	-	-	-	-	-	(3.254.022)	-	(3.254.022)
Total movimientos	114.208	347.071	9.355.838	36.591	(18.367)	(12.438)	1.147.630	(33.868)	10.936.665	
Saldo final al 31 de Marzo de 2016		15.000.483	7.328.244	287.794.039	1.297.495	961.615	2.241.941	101.890.968	3.194.602	419.709.387

Movimiento año 2015		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
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015		13.884.837	6.830.828	280.716.960	1.925.156	528.797	2.325.951	48.025.152	2.396.974	356.634.655
Movimientos	Adiciones	-	-	2.752.713	5.889	-	-	57.878.143	188.787	60.825.532
	Retiros Valor Bruto	(25.364)	(394)	(1.322.445)	(30.948)	(2.612)	(1.386.070)	-	(78.320)	(2.846.153)
	Retiros y Traspasos Depreciación Acumulada	-	17	4.593.047	30.488	1.828	1.006.331	-	13.716	5.645.427
	Otros (Activación Obras en Curso)	1.026.802	1.143.347	64.035.397	692.700	552.685	665.089	(70.303.174)	2.187.154	-
	Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso	-	(634.700)	(59.349.389)	(552.556)	167.822	-	61.237.590	(868.767)	-
	Gastos por depreciación	-	(357.925)	(12.988.082)	(809.825)	(268.538)	(356.922)	-	(611.074)	(15.392.366)
	Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera (Empresas con moneda funcional distinta de la moneda de reporte)	-	-	-	-	-	-	3.905.627	-	3.905.627
Total movimientos	1.001.438	150.345	(2.278.759)	(664.252)	451.185	(71.572)	52.718.186	831.496	52.138.067	
Saldo final al 31 de Diciembre de 2015		14.886.275	6.981.173	278.438.201	1.260.904	979.982	2.254.379	100.743.338	3.228.470	408.772.722

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

Informaciones adicionales de propiedades, planta y equipo

- La depreciación de los Bienes de 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 costos de personal relacionados directamente con obras en curso fueron M\$601.259 por el período terminado al 31 de marzo de 2016 y M\$457.281 por el período terminado al 31 de marzo de 2015 (ver nota 22). Los activos en construcción según se explica en Nota 2.10 incluyen activación de costos financieros según el siguiente detalle:

Costos por préstamos capitalizados	31/03/2016	31/03/2015
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados (ver nota 25)	1.496.607	110.145
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización	3,50%	3,43%

- El monto de bienes de propiedades, planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015 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 Consolidado de Resultados Integrales correspondiente a los períodos enero - marzo 2016 y enero - marzo 2015, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31/03/2016	31/03/2015
	M\$	M\$
Gasto por impuesto corriente	247.164	922.980
Ajustes por impuestos corrientes de años anteriores	-	-
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	247.164	922.980
Gasto por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	793.556	1.456.818
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	793.556	1.456.818
Gasto por impuesto a las ganancias, operaciones continuadas	1.040.720	2.379.798

Impuestos a las ganancias relacionado con otro resultado integral	31/03/2016	31/03/2015
	M\$	M\$
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de efectivo de otro resultado integral	394.441	(25.852)
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(25.380)	(161.906)
Impuestos a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral	369.061	(187.758)

- b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a la ganancia (pérdida) antes de impuesto al 31 de marzo de 2016 y 2015 es la siguiente:

Conciliación de la ganancia contable multiplicada por las ganancias impositivas aplicables	31/03/2016	31/03/2015
	M\$	M\$
Ganancia Contable antes de Impuesto	6.231.186	9.649.480
Total de (gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (24% en 2016 - 22,5% en 2015)	(1.495.485)	(2.171.133)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	620.468	126.002
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(481.492)	(134.480)
Efecto fiscal de pérdidas fiscales	-	-
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	(443)	-
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	316.232	(200.187)
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	454.765	(208.665)
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(1.040.720)	(2.379.798)
Tasa impositiva efectiva	16,70%	24,66%

Con fecha 29 de septiembre de 2014, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N°20.780 "Reforma Tributaria que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario", entre ellos un alza progresiva de tasas correspondientes al Impuesto de Primera Categoría a la Renta, cuya variación de tasas se confirman con la promulgación de la Ley N°20.899 de fecha 1 de febrero de 2016, en la que además se indica que la Sociedad debe tributar con el sistema parcialmente integrado, según las características de sus accionistas. De acuerdo con lo indicado en Nota 2.21 la Sociedad ha contabilizado los efectos de utilizar este sistema.

El sistema parcialmente integrado establece el aumento progresivo de la tasa de Impuesto de Primera Categoría para los años comerciales 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018 en adelante, incrementándola a un 21%, 22,5%, 24%, 25,5% y 27% respectivamente.

13.2 Impuestos diferidos

- a) El detalle de los saldos de impuestos diferidos registrados al 31 marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Diferencias temporarias	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	31/03/2016	31/12/2015	31/03/2016	31/12/2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a propiedades, plantas y equipos	2.973.139	3.251.219	18.469.602	17.307.488
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	85.341	131.285	-	2.785
Impuestos diferidos relativos a provisión cuentas incobrables	1.741.256	1.720.342	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	151.599	201.064	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión obsolescencia	63.305	52.059	-	-
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	3.445.184	3.459.760	-	-
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	5.079	5.819	405.701	431.048
Impuestos diferidos relativos a pérdida fiscales	1.345.087	61.136	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	148.370	630.344	-	-
Impuestos diferidos otras provisiones	160.685	216.589	14.068	15.896
Impuestos diferidos relativos a derivados	94.933	474.630	-	-
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	104.783	144.977	-	-
Total Impuestos Diferidos	10.318.761	10.349.224	18.889.371	17.757.217

- b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación Financiera Consolidado en los periodos 2015 y 2014, son los siguientes:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2015	9.691.564	16.213.863
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	152.883	1.543.354
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	504.777	-
Saldo al 31 de diciembre de 2015	10.349.224	17.757.217
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	338.598	1.132.154
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	(369.061)	-
Saldo al 31 de marzo de 2016	10.318.761	18.889.371

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 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) intereses	31/03/2016		31/12/2015	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Bonos	9.274.720	157.260.137	9.341.412	158.209.163
Derivados (*)	395.556	-	1.978.051	-
Totales	9.670.276	157.260.137	11.319.463	158.209.163

(*) Ver nota 15.2.7

b) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público, Bonos al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa nominal	Garantía	31 de marzo 2016								
					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	1,16%	Sin Garantía	-	3.933.745	3.933.745	2.520.100	2.581.205	2.581.205	-	-	7.682.510
Chile	UF	Semestral	3,00%	Sin Garantía	-	4.315.617	4.315.617	4.170.591	4.265.753	2.150.974	-	-	10.587.318
Chile	UF	Semestral	3,60%	Sin Garantía	-	27.909	27.909	-	-	-	-	24.914.408	24.914.408
Chile	UF	Semestral	3,75%	Sin Garantía	-	997.449	997.449	-	-	-	-	63.151.718	63.151.718
Chile	UF	Semestral	3,20%	Sin Garantía	-	-	-	-	-	-	-	50.924.183	50.924.183
Totales					-	9.274.720	9.274.720	6.690.691	6.846.958	4.732.179	-	138.990.309	157.260.137

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa nominal	Garantía	31 de diciembre 2015								
					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	1,16%	Sin Garantía	-	3.872.479	3.872.479	2.492.476	2.562.909	2.562.909	-	-	7.618.294
Chile	UF	Semestral	3,00%	Sin Garantía	-	4.413.800	4.413.800	4.093.017	4.259.670	4.271.488	-	-	12.624.175
Chile	UF	Semestral	3,60%	Sin Garantía	-	255.569	255.569	-	-	-	-	24.731.341	24.731.341
Chile	UF	Semestral	3,75%	Sin Garantía	-	394.330	394.330	-	-	-	-	62.680.726	62.680.726
Chile	UF	Semestral	3,20%	Sin Garantía	-	405.234	405.234	-	-	-	-	50.554.627	50.554.627
Totales					-	9.341.412	9.341.412	6.585.493	6.822.579	6.834.397	-	137.966.694	158.209.163

c) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público, Bonos al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de marzo 2016								
					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	1,16%	Sin Garantía	-	3.933.745	3.933.745	2.520.100	2.581.205	2.581.205	-	-	7.682.510
SAESA	BONO SERIE I/N°664	UF	3,00%	Sin Garantía	-	4.315.617	4.315.617	4.170.591	4.265.753	2.150.974	-	-	10.587.318
SAESA	BONO SERIE J/N°665	UF	3,60%	Sin Garantía	-	27.909	27.909	-	-	-	-	24.914.408	24.914.408
SAESA	BONO SERIE L/N°397	UF	3,75%	Sin Garantía	-	997.449	997.449	-	-	-	-	63.151.718	63.151.718
SAESA	BONO SERIE O/N°742	UF	3,20%	Sin Garantía	-	-	-	-	-	-	-	50.924.183	50.924.183
Totales					-	9.274.720	9.274.720	6.690.691	6.846.958	4.732.179	-	138.990.309	157.260.137

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2015								
					Corriente			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	Total No 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		
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
SAESA	BONO SERIE G/N°301	UF	1,16%	Sin Garantía	-	3.872.479	3.872.479	2.492.476	2.562.909	2.562.909	-	-	7.618.294
SAESA	BONO SERIE I/N°664	UF	3,00%	Sin Garantía	-	4.413.800	4.413.800	4.093.017	4.259.670	4.271.488	-	-	12.624.175
SAESA	BONO SERIE J/N°665	UF	3,60%	Sin Garantía	-	255.569	255.569	-	-	-	-	24.731.341	24.731.341
SAESA	BONO SERIE L/N°397	UF	3,75%	Sin Garantía	-	394.330	394.330	-	-	-	-	62.680.726	62.680.726
SAESA	BONO SERIE O/N°742	UF	3,20%	Sin Garantía	-	405.234	405.234	-	-	-	-	50.554.627	50.554.627
Totales					-	9.341.412	9.341.412	6.585.493	6.822.579	6.834.397	-	137.966.694	158.209.163

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. Al 31 de marzo de 2016 este indicador es de 0,93.
- 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 2015, la Sociedad y sus filiales distribuyeron 2.412 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad ha distribuido 2.138 GWh por los anteriores 12 meses móviles (abril 2015 - marzo 2016), en 2015 había distribuido 2.088 GWh por el período abril 2014 y marzo 2015. Adicionalmente, en 2016 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.
- 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 31 de marzo de 2016 este indicador es de 2,71.

Al 31 de marzo de 2016 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. Al 31 de marzo de 2016 este indicador es de 2,71.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 31 de marzo de 2016 este indicador es de 8,22.

Al 31 de marzo de 2016 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. Al 31 de marzo de 2016 este indicador es de 2,71.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros del Emisor.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros del Emisor, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 31 de marzo de 2016 este indicador es de 8,22.

Al 31 de marzo de 2016 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. Al 31 de marzo de 2016 este indicador es de 2,71.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 31 de marzo de 2016 este indicador es de 8,22.

Al 31 de marzo de 2016 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie O

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

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

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA Ajustado Consolidado no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes, menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; y como “EBITDA ajustado consolidado” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de marzo de 2016 este indicador es de 2,65.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la “inflación acumulada”. Al 31 de marzo de 2016 este indicador es de 8,22.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

En diciembre de 2015, Saesa en conjunto con sus filiales y la relacionada Frontel, celebraron un contrato de línea de capital de trabajo con el banco Scotiabank. Del contrato vigente se impusieron las siguientes condiciones principales para Saesa:

- 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. Al 31 de marzo de 2016 este indicador es de 0,93.
- 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 2015, la Sociedad y sus filiales distribuyeron 2.412 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad ha distribuido 2.138 GWh por los anteriores 12 meses móviles (abril 2015 - marzo 2016), en 2015 había distribuido 2.088 GWh por el período abril 2014 y marzo 2015. Adicionalmente, en 2016 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de marzo de 2016, 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 de sus filiales, 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.

Hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica (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, como generador comercializador establecer contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación o participando de licitaciones de suministro de electricidad impulsadas por las empresas distribuidoras de energía y la Comisión Nacional 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 en el Sistema Interconectado Central. La energía que comercializa SGA por una parte por la compra de la

producción de la relacionada SAGESA y por otra, en virtud de la compra que pueda realizar a otros generadores del sistema.

Al inyectar su energía al mercado spot, ésta será valorizada al costo marginal horario en la barra donde se realice la inyección 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 y la relacionada SAGESA venden toda de su energía a precios spot y establecen contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación de precios indexados al precio spot principalmente. . Adicionalmente, SGA puede comercializar energía mediante la compra del compromiso a suministrar a un generador a un precio fijo y vender a un cliente a un mayor precio siempre que tanto el generador a quien SGA compra energía y a su vez la vende a su cliente, se encuentran en la misma zona geográfica. El objetivo de esto es anular los riesgos de cantidad y precio entre el punto de inyección y retiro.

Sin embargo, SGA mantiene un contrato de compra indexado en una proporción al precio de nudo, lo que genera un desacople en los ingresos. Por cada peso de diferencia entre precio de nudo y costo marginal (para una venta promedio mensual de 4 GWh), se generará un ingreso o pérdida de M\$2.400 si el costo marginal está sobre o por debajo del precio de nudo, respectivamente. La Sociedad monitorea este contrato y los precios de mercado para tomar medidas de modo de evitar que se produzcan pérdidas importantes en el mediano plazo.

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. Actualmente se encuentra en proceso el estudio de tarifas para el periodo noviembre 2016-noviembre 2020. Se espera que el estudio finalice durante el segundo semestre del 2016, y el decreto salga durante el primer semestre 2017.

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 Edelaysen, las tarifas de venta incorporan en su fórmula precios para generación de energía regulados, que también son fijados cada cuatro años, reflejando en este caso los costos medios de generación en esa zona. En 2015 se publicaron las nuevas tarifas para los sistemas medianos que regirán desde noviembre 2014 a octubre 2018. Esta fijación implicó una baja en las tarifas de un 6,0% aproximadamente, equivalente a M\$421.295 al año (se utilizó como base el 2015 comparando tarifa nueva con anterior).

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. Actualmente se encuentra en proceso el estudio de tarifas para el período noviembre 2016- noviembre 2020. Se espera que el estudio finalice durante el segundo semestre del 2016, y el decreto salga durante el primer semestre 2017.

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 elaboró los respectivos Informes Técnicos que permitieron traspasar los nuevos recargos a las tarifas de clientes regulados para todo el período de aplicación (desde enero de 2011 en adelante). Asimismo, la Dirección de Peajes del CDEC-SIC inició los cálculos y envió 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. Según o indicado en la Nota N°3, Marco Regulatorio, la aplicación del DS 14, decreto que estaba vigente hasta 2014, se extendió para todo el 2015, y adicionalmente se espera que también se mantenga durante el 2016 y 2017.

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 cuyos informes finales se entregaron a la CNE a principios de diciembre de 2014. Luego de varios procesos de revisión, la CNE no ha comunicado el Informe Técnico preliminar sobre el cual las empresas propietarias, además de los usuarios e instituciones interesados puedan presentar discrepancias ante el Panel de Expertos, salvo unos documentos de trabajo previos.

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 sus filiales 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) Fijación de tarifas de transmisión troncal

En el marco del último proceso tarifario de transmisión troncal, luego de concluido el Estudio cuatrienal (2016-2019) a principios del 2015, y más específicamente, en la instancia de revisión al Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión del Sistema de Transmisión, presentado por la CNE mediante Resolución Exenta N° 390 del 31 de Julio de 2015, ella realizó un cambio en la calificación de instalaciones de transmisión de propiedad de Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS), filial de la Sociedad, mediante la cual las instalaciones de 220kV que permiten la alimentación desde subestación Puerto Montt hasta la subestación Chiloé, pasarán a ser calificadas como de Transmisión Troncal. El Informe Técnico fue a discrepancia ante el Honorable Panel de Expertos, y el decreto post- Panel se publicó en el Diario Oficial el 03.02.16. (Decreto 23T del 2015). La sociedad ha evaluado que este cambio tendrá un impacto de menores ingresos por M\$ 190 millones en base anual, valor que se revisará nuevamente una vez entrado en operación el decreto.

f) 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.

Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro con Endesa, Colbún y Empresa Eléctrica Panguipulli. Sin embargo, en el corto plazo, se incorporarán los últimos actores que se adjudicaron la última licitación de suministro.

Cabe mencionar que la quiebra de un suministrador no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados, debido a que la SEC en su Resolución Exenta N° 2288 (RE2288), de fecha 26 de agosto de 2011, dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, 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 y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa quebrada. 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.

Por otro lado, a la luz de los futuros requerimientos de nuevos suministros regulados, la misma quiebra de una empresa generadora en 2011 (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 realizó el 14 de agosto de 2014, resultando sólo un 15% de la energía licitada adjudicada a ENDESA (único oferente).

Producto de la adjudicación parcial del proceso 2013/03, y por adecuaciones en los bloques licitados, con fecha 12 de septiembre de 2014 la CNE dejó sin efecto el Proceso de Licitación 2013/02 y se aprueba el segundo llamado del proceso 2013/03 que considerará parte de los requerimientos del proceso 2013/03 no adjudicados, y la energía del Proceso 2013/02, considerándose así los requerimientos de energía de los distribuidores a través de cuatro Bloques de Suministro que comprenden requerimientos que van desde el 2016 hasta el 2033. En diciembre 2014 se adjudicó sobre el 91% de las energías licitadas, quedando un 9% sin adjudicar, la cual se considerará en futuras licitaciones.

Producto de la entrada en vigencia de la Ley N°20.085, el 2015 es el primer año en que los procesos de licitaciones de suministro son gestionados por la CNE. Durante el primer trimestre de 2015, la CNE solicitó a todas las Distribuidoras el envío de las proyecciones de demanda de clientes regulados. Con esa información, más ajustes de la proyección por parte de la de la Comisión, la CNE emitió un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó 2 procesos de Licitación:

- Proceso 2015/01 (Enero 2021- Diciembre 2041), cuya adjudicación se realizaría en mayo 2016 y que se postergó para agosto 2016.

- Proceso 2015/02 (Enero 2017 – Diciembre 2036), cuya adjudicación del 100% de la energía licitada se realizó en octubre 2015.

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

g) 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 o limitaciones en la transmisión de energía.

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.

Para algunas operaciones de financiamiento o flujos de caja importantes, distintos de la moneda funcional de la Sociedad y sus filiales, éstas contratan instrumentos derivados con el fin de realizar coberturas.

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.

Las filiales SGA, STN, STC y SATT tienen como moneda funcional el dólar, debido a que sus flujos están vinculados a la evolución de esa moneda. Los flujos que representan estas sociedades como

parte de los flujos consolidados de Saesa son poco significativos. Las variaciones de patrimonio que puedan tener estas sociedades por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

Al 31 de marzo de 2016, 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\$75.596, de abono o cargo según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

Al 31 de marzo de 2016, las cuentas de balance de STN 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\$92.796, de abono o cargo según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

También al 31 de marzo de 2016, las cuentas de balance de STC 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\$8.494, de abono o cargo según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

También al 31 de marzo de 2016, las cuentas de balance de SATT 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\$1.239, de abono o cargo según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

Asimismo la Sociedad mantiene préstamos en cuenta corriente en dólares con sus filiales STC y STN por un monto de USD 49.408 mil dólares para la construcción de sus activos. La exposición de Saesa implica que por cada \$10 de variación del tipo de cambio peso dólar se tendrá una variación en el resultado por diferencia de cambio de M\$494.080, abono a cargo según sea devaluación o apreciación 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\$230.107 al 31 de marzo de 2016.

Tal como se mencionó en el punto anterior y debido a que STN y STC tienen flujos futuros indexados altamente al dólar, (según contratos de adjudicación), y que actualmente están en período de construcción del activo relacionado, las Sociedades han tomado un Cross Currency Swap (ver nota 15.2.7) con el fin de proteger su exposición a los flujos en UF del contrato de construcción:

Empresa	Fecha suscripción	Monto UF MUF	Monto CLP M\$
STN	15/10/2014	859,5	22.185.457
STC	30/03/2015	642,9	16.594.055

15.2.3 Tasa de interés

En la actualidad el 93% 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\$28.609 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:

	31/03/2016	31/03/2015
Tasa Interés Variable	7%	9%
Tasa Interés Fija	93%	91%

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 1.000.000 en conjunto con la sociedad Frontel, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta diciembre del año 2020, 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 de 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	2%	33%
181 a 270	53%	66%
271 a 360	64%	66%
361 o más	100%	100%

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 31 de marzo de 2016	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Total M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	92.385.623	-	92.385.623
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	2.315.433	-	2.315.433
Efectivo y equivalentes al efectivo	3.579.201	12.411.929	15.991.130
Otros activos financieros, no corrientes	2.704.666	-	2.704.666
Totales	100.984.923	12.411.929	113.396.852

al 31 de diciembre de 2015	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Total M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	98.167.253	-	98.167.253
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	2.374.626	-	2.374.626
Efectivo y equivalentes al efectivo	9.352.479	12.636.809	21.989.288
Otros activos financieros, no corrientes	2.381.368	-	2.381.368
Totales	112.275.726	12.636.809	124.912.535

b) Pasivos Financieros

al 31 de marzo de 2016	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados de cobertura M\$	Total M\$
Préstamos que devengan interés	166.534.857	-	166.534.857
Otros pasivos financieros, derivados	-	395.556	395.556
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	53.172.289	-	53.172.289
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	79.899.807	-	79.899.807
Totales	299.606.953	395.556	300.002.509

al 31 de diciembre de 2015	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados de cobertura M\$	Total M\$
Préstamos que devengan interés	167.550.575	-	167.550.575
Otros pasivos financieros, derivados	-	1.978.051	1.978.051
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	49.437.692	-	49.437.692
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	80.615.954	-	80.615.954
Totales	297.604.221	1.978.051	299.582.272

15.2.7 Instrumentos derivados

La Sociedad y sus filiales, siguiendo su política de gestión de riesgos financieros, puede suscribir contratos de derivados para cubrir su exposición a la variación de tasas de interés y moneda (tipo de cambio).

Los derivados de moneda se utilizan para fijar la tasa de cambio de una moneda respecto de la moneda funcional de la Sociedad o sus filiales, producto de obligaciones existentes o futuras. Los derivados de tasas de interés son utilizados para fijar o limitar la tasa de interés variable de obligaciones financieras. Estos instrumentos corresponden normalmente a Cross Currency Swaps.

Las sociedades filiales STN y STC han tomado instrumentos derivados mencionados en la nota 14, correspondientes a swap de moneda.

a) El detalle de los instrumentos al 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

Empresa	Banco	Instrumento	Fecha inicio	Fecha vencimiento	Duración (días)	UF		USD	
						Compañía recibe		Compañía paga	
						Nocional MUF	Tasa interés	Nocional MUSD	Tasa interés
STN	Chile	Cross Currency Swap	15/10/2014	05/07/2016	629	859,5	0,00%	35.452	0,13%
STC	BCI	Cross Currency Swap	30/03/2015	31/03/2017	732	642,9	0,00%	25.252	0,67%

b) Los montos contabilizados al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015 son los siguientes:

Empresa	Instrumento de cobertura	31/03/2016	31/12/2015	Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de Cobertura
		M\$	M\$			
STN	Cross Currency Swaps (*)	(195.852)	(857.880)	Flujo de UF	Riesgo de moneda	Flujo de caja
STC	Cross Currency Swaps (*)	(199.704)	(1.120.171)	Flujo de UF	Riesgo de moneda	Flujo de caja
Totales (neto)		(395.556)	(1.978.051)			

(*) Presentado en la cuenta Otros Pasivos Financieros Corrientes

15.2.8 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 31.03.2016	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	1.979.811	1.979.811
Saldo en Bancos	1.599.390	1.599.390
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	82.410.752	82.410.752

Pasivos Financieros - al 31.03.2016	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Bonos	166.534.857	176.862.128
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	53.172.289	53.172.289

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

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

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

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

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

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

16 Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31/03/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Cuentas por pagar comerciales	49.817.202	46.417.032
Otras cuentas por pagar	3.355.087	3.020.660
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	53.172.289	49.437.692

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31/03/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Proveedores por compra de energía y peajes	38.432.380	33.478.578
Proveedores por compra de combustible y gas	424.196	277.246
Cuentas por pagar importaciones en tránsito	478.209	955.428
Cuentas por pagar bienes y servicios	10.482.417	11.705.780
Dividendos por pagar a terceros	109.233	87.842
Cuentas por pagar instituciones fiscales	235.303	202.998
Otras cuentas por pagar	3.010.551	2.729.820
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	53.172.289	49.437.692

El detalle de cuentas por pagar comerciales con pagos al día al 31 de marzo de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Proveedores con pago al día	Saldo al				Saldo al			
	31/03/2016				31/12/2015			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	3.077.299	42.858.257	3.881.646	49.817.202	2.496.566	41.068.888	2.851.578	46.417.032
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales	3.077.299	42.858.257	3.881.646	49.817.202	2.496.566	41.068.888	2.851.578	46.417.032

17 Provisiones

17.1 Provisiones corrientes

17.1.1 Otras Provisiones

a) El desglose de este rubro al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Otras provisiones a corto plazo	Provisiones	
	31/03/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	1.649.612	1.671.143
Totales	1.649.612	1.671.143

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante el período 2016 y año 2015, es el siguiente:

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2016	1.671.143
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	19.601
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	2.740
Provisión utilizada	(43.304)
Reversos de provisión no utilizada.	(568)
Saldo final al 31 de marzo de 2016	1.649.612

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2015	205.587
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	1.407.894
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	102.574
Provisión utilizada	(44.912)
Total movimientos en provisiones	1.465.556
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	1.671.143

17.1.2 Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados

a) El desglose de este rubro al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Provisiones	
	31/03/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	659.744	850.723
Provisión por beneficios anuales	1.121.591	3.730.815
Totales	1.781.335	4.581.538

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante el período 2016 y año 2015, 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 2016	850.723	3.730.815	4.581.538
Movimientos en provisiones			
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(31.088)	422.960	391.872
Provisión utilizada	(159.891)	(3.032.184)	(3.192.075)
Reversos de provisión no utilizada.	-	-	-
Saldo final al 31 de marzo de 2016	659.744	1.121.591	1.781.335

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Por vacaciones del personal	Por beneficios anuales	Total M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2015	802.310	3.580.718	4.383.028
Movimientos en provisiones			
Provisiones adicionales	-	28.114	28.114
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	426.267	3.085.116	3.511.383
Provisión utilizada	(377.854)	(2.963.133)	(3.340.987)
Total movimientos en provisiones	48.413	150.097	198.510
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	850.723	3.730.815	4.581.538

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 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	31/03/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	5.779.459	5.494.187
Totales	5.779.459	5.494.187

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante el período 2016 y año 2015, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2016	5.494.187
Costo por intereses	67.230
Costo del servicio del período	124.041
Variación actuarial por experiencia	94.001
Saldo al 31 de marzo de 2016	5.779.459

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2015	4.497.057
Costo por intereses	316.818
Costo del servicio del año	500.212
Pagos en el año	(339.180)
Variación actuarial por cambio tasa	445.225
Variación actuarial por experiencia	74.055
Saldo al 31 de diciembre de 2015	5.494.187

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

Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	31/03/2016 M\$	31/03/2015 M\$
Costo por intereses	67.230	31.022
Costo del servicio del período	124.041	118.440
Total Gasto reconocido en el estado de resultados	191.271	149.462
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	94.001	599.652
Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	285.272	749.114

d) Hipótesis actuariales utilizadas al 31 de marzo de 2016.

Tasa de descuento (nominal)	5,1%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	4,5%
Tablas de mortalidad	RV 2009 H / RV 2009 M
Tasa de rotación	2,0%
Edad de retiro	65 H / 60 M

e) Sensibilizaciones

Sensibilización de tasa de descuento:

Al 31 de marzo de 2016, 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	621.084	(523.227)

Sensibilización de tasa esperada de incremento salarial:

Al 31 de marzo de 2016, 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	(530.249)	617.267

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 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)	Casación	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	25.812
SAESA	2° Juzgado Civil de Puerto Montt	4127-2014	Indemnización de perjuicios en sede contractual, Constructora Bauen con SAESA	Pendiente en segunda instancia	14.452
SAESA	2° Juzgado Civil de Osorno	3832-2014	Reclamo por uso de servidumbre (Gómez con SAESA).	Archivada	15.000
SAESA	Juzgado de Letras de Puerto Varas	528-2012	Orellana con SAESA. Indemnización de perjuicios contractual.	Pendiente en primera instancia	11.000
SAESA	Juzgado de Letras de Ancud	742-2013	Álvarez con Grupo SAESA. Indemnización de perjuicios por incendio estructural.	Pendiente en primera instancia	65.832
SAESA	Juzgado del Trabajo de Osorno	O-137-2014	Nulidad de despido	Unificación de Jurisprudencia	78.718
SAESA	Juzgado de Letras de Río Bueno	C-409-2014	Indemnización de perjuicios (Machmar con Saesa)	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
SAESA	Juzgado Civil de Villarrica	C-20.932-2010	Indemnización de perjuicios (Peña con Frontel)	Pendiente en primera instancia	100.000
SAESA	Juzgado Civil de Pto.Montt	C-261-2015	Cobro de pesos (Fisco con Saesa)	Pendiente en primera instancia	25.812
SAESA	Juzgado Civil de Santiago (23)	C-29.105-2014	Cobro de pesos (CGE Distribución con Transelec y otros)	Pendiente en primera instancia	9.318
SAESA	1 Juzgado Civil de Valdivia	C-3090-2015	Hacienda. Cobro de Pesos	Pendiente en primera instancia	1.010.376
SAESA	1 Juzgado Civil de Puerto Montt	5861-2015	Impugnación de tasación de servidumbre Hombres Buenos (Scheinig y otros con SAESA) (*)	Pendiente en primera instancia	275.213
SAESA	1 Juzgado Civil de Valdivia	3408-2015	Indemnización de Perjuicios (Silva con SAESA)	Pendiente en primera instancia	81.150
SAESA	2 Juzgado Civil de Puerto Montt	5623-2015	Impugnación de tasación de servidumbre Hombres Buenos (Lemus con SAESA) (*)	Pendiente en primera instancia	113.256
SAESA	Juzgado Policía Local de Río Bueno	231-2015	Consumidor (Basser con SAESA)	Pendiente en primera instancia	15.646
SAESA	1 Juzgado Policía Local Osorno	837-2016	Consumidor (Gonzalez con SAESA)	Pendiente en primera instancia	131
SAESA	1 Juzgado de Puerto Montt	5632-2015	Impugnación de tasación de servidumbre Hombres Buenos (Rodríguez y otros con SAESA) (*)	Pendiente en primera instancia	1.995.570
SAESA	Juzgado Tributario y Aduanero de Los Lagos	GR-12-00017-2014	Reclamación de resolución Tributaria (SAESA con SII)	Fallo de 1ra. instancia: No ha Lugar. Sentencia Corte de Apelaciones de Puerto Montt. Confirma fallo de 1ra. Instancia.	75.319
SAESA	Juzgado Tributario y Aduanero de Los Lagos	GR-12-00082-2013	Reclamación de resolución Tributaria (SAESA con SII)	Recurso de Casación en el Fondo, ingresó a la Corte Suprema para su revisión y fallo definitivo.	196.266
EDELAYSEN	Juzgado Policía Local de Puerto Aysén	49.399-2015	Consumidor (Aburto con EDELAYSEN)	Pendiente en primera instancia	350
EDELAYSEN	Juzgado de Letras de Puerto Aysén	C-64-2016	Consumidor (SERNAC con EDELAYSEN)	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
EDELAYSEN	Corte de Apelaciones de Coyhaique	C-5-2016	Reclamo de Illegalidad	Pendiente en primera instancia	90.360
EDELAYSEN	Juzgado Policía Local de Puerto Aysén	49.356-2015	Consumidor (Salazar con EDELAYSEN)	Pendiente en primera instancia	500
LUZ OSORNO	2° Juzgado Civil de Osorno	C-81-2012	Demanda de indemnización de perjuicios (Sáez con Luz Osorno)	Pendiente en primera instancia	64.405
STS	1° Juzgado Civil de Osorno	2164-2014	Impugnación de tasación en indemnización de perjuicios (Munzenmayer Con STS) (*)	Archivada	120.000
STS	1° Juzgado Civil de Osorno	1585-2014	Impugnación de tasación en indemnización de perjuicios (Carrio Esteban con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	45.313
STS	2° Juzgado Civil de Osorno	C-5369-2014	Impugnación de tasación de servidumbre Hombres Buenos (Agrícola Copihue con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	1.325.968
STS	1° Juzgado Civil de Pto.Montt	C-6035-2014	Impugnación de tasación de servidumbre Hombres Buenos (Shajjo con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	580.564
STS	1° Juzgado Civil de Pto.Montt	C-6030-2014	Impugnación de tasación de servidumbre Hombres Buenos (Rodríguez con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	932.230
STS	1 Juzgado Civil de Valdivia	C-3545-2014	Reivindicatoria por uso de terreo (Valderrama con STS)	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
STS	2 Juzgado Civil de Osorno	C-732-2015	Impugnación de tasación de servidumbre comisión tasadora (Ojazarún con STS) (*)	Pendiente en segunda instancia	1.007.729
STS	2 Juzgado Civil de Pto.Montt	C-6329-2014	Impugnación de tasación de servidumbre comisión tasadora (Socovesa con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	147.393
STS	Juzgado Civil de Santiago (23)	C-29.105-2014	Cobro de pesos (CGE Distribución con Transelec y otros)	Pendiente en primera instancia	45.095
STS	Juzgado Civil de Santiago (23)	C-29.105-2014	Cobro de pesos (CGE Distribución con Transelec y otros)	Pendiente en primera instancia	9.318
STS	1 Juzgado Civil de Osorno	C-1233-2015	Impugnación de tasación de servidumbre hombres buenos (Consejo de Defensa del Estado con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	15.317
SGA	Juzgado Civil de Santiago (23)	C-29.105-2014	Cobro de pesos (CGE Distribución con Transelec y otros)	Pendiente en primera instancia	19.148

(*) En monto se informa la diferencia solicitada entre el demandante y la tasación realizada por Hombres Buenos.

Al 31 de marzo de 2016, la Sociedad y sus filiales han realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación para ellas. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los presentes estados financieros, que incluye a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar, que la Sociedad y sus filiales cuentan con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 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\$
EDELAYSEN	REX12389 de fecha 17.02.2016	SEC	Incumplimiento estándares calidad de servicio	Pendiente Recurso de Reposición	9.036
EDELAYSEN	REX12807 de fecha 23.03.2016	SEC	Calidad de Servicio, medición errónea	Pendiente Recurso de Reposición	9.036

Multas pendientes de resolución de años anteriores					
SAESA	Res. Ex. 015 DRX de fecha 28.01.2010	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Pendiente Recurso de Reposición - Decaimiento AA	38.403
SAESA	Res. Ex. 030 DRR de fecha 26.08.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso de Reposición - Decaimiento AA	22.590
SAESA	REX954 de fecha 30.06.2014	VIALIDAD	Falta de permiso.	Judicializada	18.072
SAESA	REX955 de fecha 30.06.2014	VIALIDAD	Falta de permiso.	Judicializada	31.626
SAESA	REX8348 de fecha 11.05.2015	SEC	Nivel tensión de instalaciones fuera estándar	Judicializada	18.072
SAESA	REX11621 de fecha 21.12.2015	SEC	Indíces	Pendiente Recurso de Reposición	177.783
STS	Res. Ex. 031 DRR de fecha 26.08.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso de Reposición - Decaimiento AA	22.590
STS	Res. Ex. 096 DRX de fecha 08.06.2011	SEC	Mantenimiento	Judicializada	33.885
EDELAYSEN	Res. Ex. 96 DRXI de fecha 20.06.2011	SEC	Infracción comunicación puesta en servicio	Judicializada	1.355
EDELAYSEN	Res. Ex. 830 de fecha 16.05.2012	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	3.253
EDELAYSEN	Res. Ex. 080 de fecha 31.07.2013	SEC	Calidad de Servicio	Pendiente Recurso de Reposición	4.518
EDELAYSEN	REX2629 de fecha 12.02.2014	SEC	Exceder índices de continuidad de suministro.	Pendiente Recurso de Reposición	1.084
EDELAYSEN	RE 11248 de fecha 27.11.2015	SEC	Exceder tiempo de corte programado	Pendiente Recurso de Reposición	90.360
EDELAYSEN	REX 11619 de fecha 21.12.2015	SEC	Indíces	Pendiente Recurso de Reposición	42.876
LUZ OSORNO	Res. Ex. 2035 de fecha 28.08.2013	VIALIDAD	Falta de permiso de Vialidad.	Judicializada	11.295

El monto reconocido por provisiones en los estados financieros consolidados intermedios 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

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No Corrientes	
	31/03/2016 M\$	31/12/2015 M\$	31/03/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	15.854.140	16.233.409	-	-
Otras obras de terceros	5.701.445	5.696.378	-	-
Ingresos anticipados por venta de peajes	-	-	11.248.409	11.332.555
Otros pasivos no financieros no corrientes (*)	-	-	6.663.353	8.352.171
Totales	21.555.585	21.929.787	17.911.762	19.684.726

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.

(*) Incluye participación en Eletrans S.A. por M\$4.715.180 al 31 de marzo de 2016 y M\$5.748.323 al 31 de diciembre de 2015 y Eletrans II S.A. por M\$1.805.547 al 31 de marzo de 2016 y M\$2.462.494 al 31 de diciembre de 2015. Ver Nota 31.

19 Patrimonio

19.1 Patrimonio neto de la Sociedad

19.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015 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).

19.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 27 de abril de 2015 se aprobó el pago de un dividendo final de \$0,00295712 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014, lo que significó un pago total de M\$26.630.000. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 27 de mayo de 2015.

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como un pasivo en base devengada al cierre de cada año 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.

19.1.3 Otras reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Otras reservas al 31 de marzo de 2016 y 2015 son los siguientes:

Al 31 de marzo de 2016

	Saldo al 01 de enero de 2016 M\$	Reservas por diferencias de conversión M\$	Reservas de cobertura M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales M\$	Saldo al 31 de marzo de 2016 M\$
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	2.168.494	(442.650)			1.725.844
Reservas de cobertura, neta de impuestos diferidos	(1.006.345)		820.718		(185.627)
Reservas de cobertura negocios conjuntos, neta de impuestos diferidos	(3.277.328)		1.142.429		(2.134.899)
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales	(749.771)			(49.161)	(798.932)
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	22.092.945	(442.650)	1.963.147	(49.161)	23.564.281

Otras reservas varias por M\$12.616.103, están compuestas por M\$1.001.277, que corresponden a revalorización del capital pagado hasta el periodo 05 de agosto de 2009 a diciembre de 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros. El valor de M\$11.614.826 corresponde al valor de Otras reservas resultante de la división de Los Lagos Ltda., en cuatro empresas, la continuadora legal Los Lagos, y Lagos II, Los Lagos III y Los Lagos IV. A SAESA (Ex Los Lagos II) se le asignaron las acciones que Los

Lagos tenía en Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Antigua SAESA). Una vez determinado el patrimonio de cada compañía, se distribuyeron proporcionalmente a las cuentas de Capital Pagado y Otras reservas según PCGA anteriores, lo que fue aprobado por los socios en la escritura de división respectiva.

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

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

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

Al 31 de marzo de 2015

	Saldo al 01 de enero de 2015 M\$	Reservas por diferencias de conversión M\$	Reservas de cobertura M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales M\$	Saldo al 31 de marzo de 2015 M\$
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	532.416	334.326			866.742
Reservas de cobertura, neta de impuestos diferidos	(336.452)		(93.031)		(429.483)
Reservas de cobertura negocios conjuntos, neta de impuestos diferidos	(3.445.478)		(425.258)		(3.870.736)
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales	(376.759)			(435.339)	(812.098)
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	21.331.622	334.326	(518.289)	(435.339)	20.712.320

19.1.4 Diferencias de conversión

El detalle de las sociedades filiales y de las sociedades relacionadas que presentan diferencias de conversión netas de impuestos al 31 de marzo de 2016 y 2015 es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31/03/2016 M\$	31/03/2015 M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	1.588.682	1.026.323
Eletrans S.A.	(310.034)	(149.740)
Eletrans II S.A.	(41.587)	(26.137)
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	39.448	16.296
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	468.101	-
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	(18.766)	-
Totales	1.725.844	866.742

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

19.1.5 Ganancias Acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias Acumuladas al 31 marzo de 2016 y 2015 son los siguientes:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida) acumulada M\$
Saldo Inicial al 01/01/2016	67.376.375	4.053.089	71.429.464
Ganancia atribuibles a los propietarios de la controladora	5.108.157		5.108.157
Provisión dividendo mínimo del año	(1.532.447)		(1.532.447)
Saldo final al 31/03/2016	70.952.085	4.053.089	75.005.174

La utilidad distributable del período 2016, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2016, esto es M\$5.108.157.

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida) acumulada M\$
Saldo Inicial al 01/01/2015	70.835.636	4.053.089	74.888.725
Ganancia atribuibles a los propietarios de la controladora	7.194.354		7.194.354
Provisión dividendo mínimo del período	(2.158.306)		(2.158.306)
Saldo final al 31/03/2015	75.871.684	4.053.089	79.924.773

La utilidad distributable del período 2015 de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2015, esto es M\$7.194.354.

19.2 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.

19.3 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).

19.4 Participaciones no controladoras

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de terceros en el patrimonio al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015 y de resultados al 31 de marzo de 2016 y 2015, es el siguiente:

Interés Minoritario	Participación en filiales		Patrimonio de filiales		Resultado de filiales		Participaciones no controladoras (Patrimonio)		Participaciones no controladoras (Ganancia / Pérdida)	
	31/03/2016	31/12/2015	31/03/2016	31/12/2015	31/03/2016	31/03/2015	31/03/2016	31/12/2015	31/03/2016	31/03/2015
	%	%	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	6,7827	6,7827	72.804.586	72.053.504	1.082.934	782.575	4.938.117	4.887.173	73.452	53.163
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	0,5440	0,5440	122.825.923	120.609.940	3.199.302	3.695.344	668.114	656.061	17.402	20.101
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	0,1046	0,1046	16.217.502	15.934.231	405.896	549.502	16.963	16.668	425	575
Sociedad Generadora Austral S.A.	0,1000	0,1000	5.164.247	5.174.266	443.549	(93.555)	5.164	5.174	444	(94)
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	10,0000	10,0000	250.068	(463.226)	190.341	15.830	25.007	(46.323)	19.034	1.583
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	49,9000	49,9000	11.830.055	11.844.160	(3.502)	-	11.458.985	11.466.001	(1.747)	-
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	0,1000	0,1000	335.097	355.472	(178)	-	688	710	-	-
TOTALES							17.113.038	16.985.464	109.010	75.328

20 Ingresos

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados Consolidados al 31 de marzo de 2016 y 2015, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/03/2016	31/03/2015
	M\$	M\$
Venta de Energía	77.729.651	75.936.033
Ventas de energía	77.729.651	75.936.033
Otras Prestaciones y Servicios	1.553.109	1.327.404
Apoyos	70.813	72.300
Arriendo de medidores	235.319	215.397
Cortes y reposición	323.817	317.795
Pagos fuera de plazo	834.457	648.205
Otros	88.703	73.707
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	79.282.760	77.263.437
Otros Ingresos, por naturaleza	31/03/2016	31/03/2015
	M\$	M\$
Otros Ingresos		
Construcción de obras y trabajos a terceros	1.702.856	2.208.028
Venta de materiales y equipos	1.361.793	1.370.420
Arrendamientos	176.743	165.276
Intereses Créditos y Préstamos	267.232	235.252
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	1.334.220	907.962
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	32.597	1.083
Otros Ingresos	328.513	357.317
Total Otros ingresos, por naturaleza	5.203.954	5.245.338

21 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31/03/2016	31/03/2015
	M\$	M\$
Compras de energía y peajes	55.388.072	52.236.867
Combustibles para generación y materiales (ver nota 8)	4.329.790	4.021.350
Totales	59.717.862	56.258.217

22 Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	31/03/2016	31/03/2015
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	3.927.055	3.445.802
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	159.297	148.508
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	191.269	223.017
Activación costo de personal (ver nota 12)	(601.259)	(457.281)
Totales	3.676.362	3.360.046

23 Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 31 de marzo de 2016 y 2015, es el siguiente:

Gasto por Depreciación y Amortización	31/03/2016	31/03/2015
	M\$	M\$
Depreciaciones	3.669.475	3.751.041
Amortizaciones de Intangibles	288.295	277.985
Totales	3.957.770	4.029.026

24 Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 31 de marzo de 2016 y 2015, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	31/03/2016	31/03/2015
	M\$	M\$
Operación y mantención sistema eléctrico	1.774.422	1.620.049
Sistema generación	237.781	270.365
Mantención medidores, ciclo comercial	1.528.078	1.444.673
Operación vehículos, viajes y viáticos	320.389	334.462
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	6.977	5.895
Provisiones y castigos	195.994	293.951
Gastos de administración	2.232.774	2.030.103
Egresos por construcción de obras a terceros	889.171	1.535.701
Otros gastos por naturaleza	331.635	256.408
Totales	7.517.221	7.791.607

25 Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 31 de marzo de 2016 y 2015, es el siguiente:

Ingresos Financieros	31/03/2016	31/03/2015
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	199.383	565.627
Otros ingresos financieros	167.472	368.271
Total Ingresos Financieros	366.855	933.898

Costos Financieros	31/03/2016	31/03/2015
	M\$	M\$
Gastos por bonos	(1.465.450)	(1.432.275)
Otros gastos financieros	(1.457.221)	(624.474)
Activación gastos financieros (ver nota 12)	1.496.607	110.145
Total Costos Financieros	(1.426.064)	(1.946.604)

Resultado por unidades de reajuste	(1.068.142)	24.128
Diferencias de cambio	(1.380.188)	(216.487)
Positivas	612.947	152.540
Negativas	(1.993.135)	(369.027)
Total Costo Financiero	(3.874.394)	(2.138.963)

Total Resultado Financiero	(3.507.539)	(1.205.065)
-----------------------------------	--------------------	--------------------

26 Información por Segmento

El siguiente análisis de negocio y segmento es requerido por 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. Esto, porque uno de los focos principales del negocio es el control de los gastos (siempre dentro del cumplimiento normativo que permita el buen desempeño de la Sociedad y sus filiales), en la medida que las tarifas están reguladas por Ley y aseguran un retorno estable para sus activos.

No obstante lo anterior, el informe de gestión también incluye un detalle desagregado según empresa, que permite visualizar de mejor manera los costos, y para efectos de consistencia para consolidación trata las participaciones en filiales en una sola línea a valor patrimonial proporcional, según el siguiente detalle:

ACTIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		STN		STC		SATT		ELIMINACIONES		TOTALES			
	31/03/2016	31/12/2015	31/03/2016	31/12/2015	31/03/2016	31/12/2015	31/03/2016	31/12/2015	31/03/2016	31/12/2015	31/03/2016	31/12/2015	31/03/2016	31/12/2015	31/03/2016	31/12/2015	31/03/2016	31/12/2015	31/03/2016	31/12/2015		
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
ACTIVOS CORRIENTES																						
Electivo y equivalentes al efectivo	6.448.488	5.627.343	1.063.579	1.897.639	359.081	5.545	5.085.202	4.938.368	2.091.700	8.692.811	82.806	403.554	856.785	68.238	3.489	355.790	-	-	15.991.130	21.989.288		
Otros activos financieros corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros activos no financieros corrientes	240.243	216.213	24.412	32.699	354.766	354.089	11.576	-	209.974	186.891	11.144	12.677	17.384	4.340	437	-	-	-	869.936	806.909		
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	64.692.737	70.865.486	6.089.140	5.824.494	5.981.780	5.469.337	1.820.870	1.123.243	3.785.989	4.353.331	22.942	17.735	17.294	19.424	-	-	-	-	82.410.752	87.673.050		
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	44.232.481	45.193.280	28.532	34.688	78.829	71.175	282.835	285.353	16.537.885	8.982.860	17.988	17.988	-	-	-	-	(58.863.117)	(52.210.718)	2.315.433	2.374.626		
Inventarios corrientes	8.235.557	8.872.476	217.972	201.253	1.258.619	1.473.274	-	-	1.513.549	1.535.591	-	-	-	-	-	-	-	-	11.225.697	12.082.594		
Activos por impuestos corrientes, corrientes	2.741.660	1.710.810	378.915	197.624	2.795.436	2.801.103	300.703	271.116	741.280	514.192	6.615.336	5.594.829	1.457.365	1.149.645	114.627	-	-	-	15.145.322	12.239.319		
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.	126.591.166	132.485.608	7.802.550	8.188.397	10.828.511	10.174.523	7.501.186	6.618.080	24.880.377	24.265.676	6.750.216	6.046.783	2.348.828	1.241.647	118.553	355.790	(58.863.117)	(52.210.718)	127.958.270	137.165.786		
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	126.591.166	132.485.608	7.802.550	8.188.397	10.828.511	10.174.523	7.501.186	6.618.080	24.880.377	24.265.676	6.750.216	6.046.783	2.348.828	1.241.647	118.553	355.790	(58.863.117)	(52.210.718)	127.958.270	137.165.786		
ACTIVOS NO CORRIENTE																						
Otros activos financieros no corrientes	-	-	-	-	2.704.666	2.381.368	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.704.666	2.381.368		
Otros activos no financieros no corrientes	507	507	-	-	59.430	59.430	89.233	94.610	1.059	1.059	-	-	-	-	-	-	-	-	150.229	155.606		
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	9.308.807	9.775.183	104.461	114.093	226.317	251.959	-	-	330.469	352.968	4.817	-	-	-	-	-	-	-	9.974.871	10.494.203		
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	211.943.370	208.561.627	-	-	371.070	378.159	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(212.314.440)	(208.939.786)	-	-		
Activos Intangibles distintos de la plusvalía	5.100.947	5.034.253	496.770	496.770	30.153.826	30.153.022	-	-	202.855	238.221	-	-	7.831.374	8.303.268	-	-	-	-	43.785.772	44.225.534		
Plusvalía	174.416.006	174.416.006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	174.416.006	174.416.006		
Propiedades, planta y equipo	145.859.708	144.050.290	15.517.550	15.234.158	143.970.660	140.770.710	-	-	59.810.611	59.138.765	38.108.535	35.556.324	15.779.784	14.022.475	662.539	-	-	-	419.709.387	408.772.722		
Activos por impuestos diferidos	6.094.198	5.859.716	110.759	117.818	3.698.311	3.540.002	55.563	54.206	209.918	238.931	88.960	252.562	60.997	283.204	55	-	-	-	2.785	10.318.761	10.349.224	
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	552.723.543	547.697.582	16.229.540	15.962.839	181.184.280	177.534.650	144.796	148.816	60.554.912	59.969.944	38.202.312	35.808.886	23.672.155	22.608.947	662.594	-	(212.314.440)	(208.937.001)	661.059.692	650.794.663		
TOTAL ACTIVOS	679.314.709	680.183.190	24.032.090	24.151.236	192.012.791	187.709.173	7.645.982	6.766.896	85.435.289	84.235.620	44.952.528	41.855.669	26.020.983	23.850.594	781.147	355.790	(271.177.557)	(261.147.719)	789.017.962	787.960.449		

PATRIMONIO Y PASIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		STN		STC		SATT		ELIMINACIONES		TOTALES		
	31/03/2016	31/12/2015	31/03/2016	31/12/2015	31/03/2016	31/12/2015	31/03/2016	31/12/2015	31/03/2016	31/12/2015	31/03/2016	31/12/2015	31/03/2016	31/12/2015	31/03/2016	31/12/2015	31/03/2016	31/12/2015	31/03/2016	31/12/2015	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
PASIVOS CORRIENTES																					
Otros pasivos financieros corrientes	9.274.720	9.341.412	-	-	-	-	-	-	-	-	-	195.852	857.880	199.704	1.120.171	-	-	-	-	9.670.276	11.319.463
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	40.889.669	36.696.874	2.647.590	1.736.008	3.956.454	5.198.961	1.123.143	1.321.427	2.841.991	2.463.702	433.348	1.748.059	1.252.057	272.661	28.037	-	-	-	-	53.172.289	49.437.692
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	34.871.643	38.558.815	2.747.594	3.905.456	41.050.107	38.496.854	1.358.566	271.178	1.654.067	1.411.397	43.977.156	39.612.802	12.686.096	10.570.170	417.695	-	(58.863.117)	(52.210.718)	79.899.807	80.615.954	
Otras provisiones corrientes	1.411.698	1.445.382	21.251	21.145	33.069	32.904	-	-	183.594	171.712	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.649.612	1.671.143
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	1.133.576	1.975.352	48.182	256.947	56.999	10.317	26	25	11.018	2.250	9.291	2.467	4.792	2.396	318	318	-	-	-	1.264.202	2.250.072
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	1.259.898	3.460.307	40.247	95.833	199.906	547.515	-	-	169.477	347.990	68.609	91.863	43.198	37.430	-	-	-	-	-	1.781.335	4.581.538
Otros pasivos no financieros corrientes	18.724.148	19.120.398	1.011.246	930.465	635.475	644.560	-	-	1.184.716	1.234.364	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21.555.585	21.929.787
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposicion clasificados como mantenidos para la venta	107.565.352	110.599.140	6.516.110	6.945.854	45.932.010	44.931.111	2.481.735	1.592.630	6.044.863	5.631.415	44.684.256	42.313.071	14.185.847	12.002.828	446.050	318	(58.863.117)	(52.210.718)	168.993.106	171.805.649	
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	107.565.352	110.599.140	6.516.110	6.945.854	45.932.010	44.931.111	2.481.735	1.592.630	6.044.863	5.631.415	44.684.256	42.313.071	14.185.847	12.002.828	446.050	318	(58.863.117)	(52.210.718)	168.993.106	171.805.649	
PASIVOS NO CORRIENTES																					
Otros pasivos financieros no corrientes	157.260.137	158.209.163	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	157.260.137	158.209.163
Pasivo por impuestos diferidos	338.493	358.209	1.204.415	1.181.900	11.255.314	10.133.607	-	-	6.091.149	6.080.716	-	-	-	-	-	-	-	-	2.785	18.889.371	17.757.217
Otros pasivos no financieros no corrientes	6.541.666	8.648.465	622	622	11.344.485	11.427.771	-	-	24.989	24.771	-	-	-	-	-	-	-	(416.903)	17.911.762	19.684.726	
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	4.537.972	4.344.170	93.441	88.629	655.059	606.744	-	-	469.702	445.214	18.204	5.824	5.081	3.606	-	-	-	-	-	5.779.459	5.494.187
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	168.678.268	171.560.007	1.298.478	1.271.151	23.254.858	22.168.122	-	-	6.585.840	6.550.701	18.204	5.824	5.081	3.606	-	-	-	(414.118)	199.840.729	201.145.293	
TOTAL PASIVOS	276.243.620	282.159.147	7.814.588	8.217.005	69.186.868	67.099.233	2.481.735	1.592.630	12.630.703	12.182.116	44.702.460	42.318.895	14.190.928	12.006.434	446.050	318	(58.863.117)	(52.624.836)	368.833.835	372.950.942	
PATRIMONIO																					
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora	403.071.089	398.024.043	16.217.502	15.934.231	122.825.923	120.609.940	5.164.247	5.174.266	72.804.586	72.053.504	250.068	(463.226)	11.830.055	11.844.160	335.097	355.472	(229.427.478)	(225.508.347)	403.071.089	398.024.043	
Participaciones No Controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.113.038	16.985.464	17.113.038	16.985.464	
TOTAL PATRIMONIO	403.071.089	398.024.043	16.217.502	15.934.231	122.825.923	120.609.940	5.164.247	5.174.266	72.804.586	72.053.504	250.068	(463.226)	11.830.055	11.844.160	335.097	355.472	(212.314.440)	(208.522.883)	420.184.127	415.009.507	
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	679.314.709	680.183.190	24.032.090	24.151.236	192.012.791	187.709.173	7.645.982	6.766.896	85.435.289	84.235.620	44.952.528	41.855.669	26.020.983	23.850.594	781.147	355.790	(21.177.557)	(261.147.719)	789.017.962	787.960.449	

Estado de Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		STN		STC		SATT		ELIMINACIONES		TOTALES		
	01/01/2016 al 31/03/2016	01/01/2015 al 31/03/2015	01/01/2016 al 31/03/2016	01/01/2015 al 31/03/2015	01/01/2016 al 31/03/2016	01/01/2015 al 31/03/2015	01/01/2016 al 31/03/2016	01/01/2015 al 31/03/2015	01/01/2016 al 31/03/2016	01/01/2015 al 31/03/2015	01/01/2016 al 31/03/2016	01/01/2015 al 31/03/2015	01/01/2016 al 31/03/2016	01/01/2015 al 31/03/2015	01/01/2016 al 31/03/2016	01/01/2015 al 31/03/2015	01/01/2016 al 31/03/2016	01/01/2015 al 31/03/2015	01/01/2016 al 31/03/2016	01/01/2015 al 31/03/2015	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	59.455.439	54.561.943	5.396.989	4.514.268	6.439.123	6.700.704	3.537.848	7.001.655	4.453.381	4.484.867	-	-	-	-	-	-	-	-	-	79.282.760	77.263.437
Otros ingresos	4.607.705	4.796.895	176.482	104.797	119.795	118.018	25.307	21.359	274.642	204.269	23	-	-	-	-	-	-	-	-	5.203.954	5.245.338
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(49.925.261)	(44.215.312)	(4.546.169)	(3.347.144)	(94.825)	(87.758)	(3.471.369)	(6.764.385)	(1.680.238)	(1.843.618)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(59.717.862)	(56.258.217)
Margen de Contribución	14.137.883	15.143.526	1.027.282	1.271.921	6.464.093	6.730.964	91.786	258.629	3.047.785	2.845.518	23	-	-	-	-	-	-	-	-	24.768.852	26.250.558
Gastos por Beneficios a los Empleados	(2.745.326)	(2.506.003)	(97.568)	(88.442)	(376.941)	(347.524)	-	-	(456.527)	(418.077)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.676.362)	(3.360.046)
Gasto por Depreciación y Amortización	(2.107.806)	(2.241.767)	(180.651)	(191.042)	(1.006.242)	(925.251)	-	-	(663.071)	(670.966)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.957.770)	(4.029.026)
Otros Gastos por Naturaleza	(5.475.188)	(6.029.009)	(243.693)	(269.823)	(868.251)	(611.120)	(7.432)	(4.035)	(843.421)	(871.652)	(52.485)	(5.968)	(25.432)	-	(1.319)	-	-	-	-	(7.517.221)	(7.791.607)
Resultado de Explotación	3.809.563	4.366.747	505.370	722.614	4.212.659	4.847.069	84.354	254.594	1.084.766	884.823	(52.462)	(5.968)	(25.432)	-	(1.319)	-	-	-	-	9.617.499	11.069.879
Otras Ganancias (Pérdidas)	(116.388)	27.568	(372)	-	5.000	(1.359)	-	-	(12.051)	4.697	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(123.811)	30.906
Ingresos Financieros	560.505	574.096	11.683	5.533	171.817	345.317	52.310	85.343	199.232	160.721	2.218	1.012	821	-	74	-	(631.805)	(238.124)	366.855	933.898	
Costos Financieros	(1.722.981)	(1.836.780)	(13.840)	(13.462)	(258.991)	(334.037)	-	-	(321)	(302)	(47.539)	(147)	(14.197)	-	-	-	631.805	238.124	(1.426.064)	(1.946.604)	
Participación en la ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	5.456.124	4.628.128	-	-	(1.755)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5.209.332)	(4.874.368)	245.037	(246.240)	
Diferencias de Cambio	(1.977.158)	129.090	-	-	8.168	381	326.456	(357.671)	2.498	-	235.644	11.713	23.192	-	1.012	-	-	-	-	(1.380.188)	(216.487)
Resultados por Unidades de Reajuste	(1.169.030)	20.951	168	(541)	33.300	4.012	2.247	149	6.493	(3.480)	48.590	3.037	10.090	-	-	-	-	-	-	(1.068.142)	24.128
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto	4.840.635	7.909.800	503.009	714.144	4.170.198	4.861.383	465.367	(17.585)	1.280.617	1.046.459	186.451	9.647	(5.526)	-	(233)	-	(5.209.332)	(4.874.368)	6.231.186	9.649.480	
Gasto por Impuestos a las Ganancias	240.821	(715.446)	(97.113)	(164.642)	(970.896)	(1.166.039)	(21.818)	(75.970)	(197.683)	(263.884)	3.890	6.183	2.024	-	55	-	-	-	-	(1.040.720)	(2.379.798)
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Continuas	5.081.456	7.194.354	405.896	549.502	3.199.302	3.695.344	443.549	(93.555)	1.082.934	782.575	190.341	15.830	(3.502)	-	(178)	-	(5.209.332)	(4.874.368)	5.190.466	7.269.682	
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	5.081.456	7.194.354	405.896	549.502	3.199.302	3.695.344	443.549	(93.555)	1.082.934	782.575	190.341	15.830	(3.502)	-	(178)	-	(5.209.332)	(4.874.368)	5.190.466	7.269.682	

27 Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales incurridos efectuados al 31 de marzo de 2016 y 2015, es el siguiente:

Empresa que efectúa el desembolso	Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/03/2016 M\$	31/03/2015 M\$
Saesa	Asesorías medioambientales	Costo	244	-
Saesa	Otros gastos medioambientales	Costo	313	-
Saesa	Proyectos de inversión	Inversión	-	5.915
STS	Reforestaciones	Inversión	5.000	-
STS	Otros gastos medioambientales	Costo	279	-
STS	Proyectos de inversión	Inversión	121.657	75.926
Edelaysen	Gestión de residuos	Costo	2.100	-
Edelaysen	Proyectos de inversión	Inversión	3.781	5.477
STC	Proyectos de inversión	Inversión	92.831	-
SATT	Proyectos de inversión	Inversión	50.007	-
Totales			276.212	87.318

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.

28 Garantías Comprometidas con Terceros

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

Las garantías entregadas al 31 de marzo de 2016 son las siguientes según beneficiario relevante:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Activos comprometidos			Fecha Liberación Garantía			
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Valor garantía	2016	2017	2018	2019
Agencia Chilena de Eficiencia Energética	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	940.309	80.000	860.309	-	-
Gobierno Regional de la Araucanía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	352.021	100.910	9.611	241.500	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	14.639.625	12.858.934	1.089.295	691.396	-
Gobierno Regional de los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	9.472.065	3.062.269	6.409.796	-	-
Consorcio Vaducto Chamiza S.A	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	77.716	77.716	-	-	-
Director de Vialidad	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	386.305	289.821	96.484	-	-
Director de Vialidad Región del Bio Bio	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	26.741	26.741	-	-	-
Municipalidad de Río Bueno	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	24.987	24.987	-	-	-
Serviu Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	1.239.188	1.239.188	-	-	-
Transelco S.A.	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	25.812	25.812	-	-	-
Chilquinta Energía S.A	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	7.126.672	2.705.992	-	1.982.608	2.438.072
Ministerio de Energía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	9.472.312	7.930.432	308.376	-	1.233.504
San Andrés Spa	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	133.960	133.960	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	791.987	-	408.759	383.228	-
Director de Vialidad	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	12.906	12.906	-	-	-
Director de Vialidad Región del Bio Bio	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	2.581	2.581	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	751.182	-	621.286	129.896	-
Director de Vialidad	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	11.357	5.679	5.679	-	-
Director de Vialidad Región del Bio Bio	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	22.250	22.250	-	-	-
Agrícola La Laguna Ltda.	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	133.960	133.960	-	-	-
Director de Vialidad	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	7.073	7.073	-	-	-
Director de Vialidad Región del Bio Bio	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	4.904	4.904	-	-	-
Hidroeléctrica Nuble Spa	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	2.679.200	-	2.679.200	-	-
Aguas de Antofagasta S.A	STN	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	51.624	51.624	-	-	-
Director Regional de Vialidad, Región Antofagasta	STN	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	1.549	1.549	-	-	-
Ministerio de Obras Públicas-Dirección de Vialidad	STN	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	10.416	10.416	-	-	-
Empresa Nacional de Minería	SGA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	103.248	-	103.248	-	-
Sociedad Contractual Minera Atacama Kozan	SGA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	7.744	7.744	-	-	-
Totales					48.509.695	28.817.449	12.592.043	3.428.627	3.671.576

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 1x220 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\$7.126.672 al 31.03.2016.

29 Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de marzo de 2016 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\$13.505.254 (M\$6.340.764 en 2015).

30 Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

31/03/2016											
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	13.177.339	204.856.435	60.117.857	23.259.939	6.439.123	3.199.302	2.765.388
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	24.880.377	60.554.912	6.044.863	6.585.840	4.453.381	1.082.934	1.075.962
96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	7.802.550	16.229.540	6.516.110	1.298.478	5.396.969	405.896	405.040
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A	CHILE	FILIAL	DÓLAR	7.501.186	144.796	2.481.735	-	3.537.848	443.549	111.716
76.410.374-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL NORTE S.A	CHILE	FILIAL	DÓLAR	6.750.216	38.202.312	44.684.256	18.204	-	190.341	713.203
76.440.111-5	SISTEMA DE TRANSMISION DEL CENTRO S.A	CHILE	FILIAL	DÓLAR	2.348.828	23.672.155	14.185.847	5.081	-	(3.502)	(14.105)
76.519.747-3	SOCIEDAD AUSTRAL DE TRANSMISIÓN TRONCAL S.A	CHILE	FILIAL	DÓLAR	118.553	662.594	446.050	-	-	(178)	(20.375)

31/12/2015											
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	11.416.170	182.527.739	56.933.939	22.171.728	26.753.767	15.130.880	15.903.552
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	24.265.676	59.969.944	5.631.415	6.550.701	18.441.747	3.930.432	3.844.020
96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	8.188.397	15.962.839	6.945.854	1.271.151	15.928.580	2.233.656	2.230.059
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A	CHILE	FILIAL	DÓLAR	6.618.080	148.816	1.592.630	-	19.392.671	(609.365)	645.704
76.410.374-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL NORTE S.A	CHILE	FILIAL	DÓLAR	6.046.783	35.808.886	42.313.071	5.824	-	(128.838)	(353.943)
76.440.111-5	SISTEMA DE TRANSMISION DEL CENTRO S.A	CHILE	FILIAL	DÓLAR	1.241.647	22.608.947	12.002.828	3.606	-	(55.518)	753.392
76.519.747-3	SOCIEDAD AUSTRAL DE TRANSMISIÓN TRONCAL S.A	CHILE	FILIAL	DÓLAR	355.790	-	318	-	-	(318)	1.095

31 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 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015:

ACTIVOS	31/03/2016 MUSD	31/12/2015 MUSD	31/03/2016 M\$	31/12/2015 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	16.903,96	15.264,75	11.322.272	10.840.415
ACTIVOS NO CORRIENTES	94.046,67	92.067,10	62.992.460	65.382.372
TOTAL ACTIVOS	110.950,63	107.331,85	74.314.732	76.222.787

PATRIMONIO Y PASIVOS	31/03/2016 MUSD	31/12/2015 MUSD	31/03/2016 M\$	31/12/2015 M\$
PASIVOS CORRIENTES	5.002,92	3.761,88	3.350.956	2.671.537
PASIVOS NO CORRIENTES	120.027,08	119.758,78	80.394.138	85.047.895
PATRIMONIO	(14.079,37)	(16.188,81)	(9.430.362)	(11.496.645)
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	110.950,63	107.331,85	74.314.732	76.222.787

Estado de Resultados Integrales	01/01/2016 al 31/03/2016 MUSD	01/01/2015 al 31/03/2015 MUSD	01/01/2016 al 31/03/2016 M\$	01/01/2015 al 31/03/2015 M\$
Ganancia (pérdida)				
Ingresos actividades ordinarias	2.129,91	-	1.495.089	-
Otros gastos, por naturaleza	(513,05)	(114,32)	(359.505)	(71.448)
Ingresos financieros	54,43	-	37.842	-
Costos financieros	1.517,04	(95,16)	1.049.975	(59.504)
Diferencias de cambio	(1.515,36)	(146,62)	(1.064.586)	(91.495)
Resultado por unidades de reajuste	(245,07)	-	(180.226)	-
Ganancia (Pérdida), antes de impuestos	1.427,90	(356,10)	978.589	(222.447)
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	(455,79)	94,45	(313.532)	59.005
Ganancia (Pérdida) procedente de operaciones continuadas	972,11	(261,65)	665.057	(163.442)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas				
Ganancia (Pérdida)	972,11	(261,65)	665.057	(163.442)

Estado del Resultado Integral	01/01/2016 al 31/03/2016 MUSD	01/01/2015 al 31/03/2015 MUSD	01/01/2016 al 31/03/2016 M\$	01/01/2015 al 31/03/2015 M\$
Ganancia (Pérdida)	972,11	(261,65)	665.057	(163.442)
Otro resultado integral				
Coberturas del flujo de efectivo				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos	1.558,01	(869,15)	1.268.745	(781.789)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo	1.558,01	(869,15)	1.268.745	(781.789)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	(420,66)	234,67	(342.561)	211.083
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período	(420,66)	234,67	(342.561)	211.083
Otro Resultado Integral	1.137,35	(634,48)	926.184	(570.706)
Resultado Integral Total	2.109,46	(896,13)	1.591.241	(734.148)

Al 31 de marzo de 2016, 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\$4.715.180 y al 31 de diciembre de 2015, M\$5.748.323. El resultado del período por M\$332.528, corresponde al 50% de la ganancia de Eletrans S.A. (M\$81.721 en 2015 corresponde al 50% de la pérdida).

A continuación se muestra el estado de situación financiera de Eletrans II S.A. (moneda funcional dólar) al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015:

ACTIVOS	31/03/2016	31/12/2015	31/03/2016	31/12/2015
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES	6.317,66	4.919,30	4.231.569	3.493.490
ACTIVOS NO CORRIENTES	30.882,85	28.106,46	20.685.333	19.960.084
TOTAL ACTIVOS	37.200,51	33.025,76	24.916.902	23.453.574

PATRIMONIO Y PASIVOS	31/03/2016	31/12/2015	31/03/2016	31/12/2015
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES	1.706,87	580,60	1.143.262	412.319
PASIVOS NO CORRIENTES	40.884,94	39.380,20	27.384.733	27.966.243
PATRIMONIO	(5.391,30)	(6.935,04)	(3.611.093)	(4.924.988)
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	37.200,51	33.025,76	24.916.902	23.453.574

Estado de Resultados Integrales Ganancia (pérdida)	01/01/2016 al	01/01/2015 al	01/01/2016 al	01/01/2015 al
	31/03/2016	31/03/2015	31/03/2016	31/03/2015
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
Otros ingresos	-	-	-	-
Otros gastos, por naturaleza	(6,62)	(159,08)	(4.605)	(99.076)
Ingresos financieros	17,06	86,23	11.935	53.866
Costos financieros	(183,66)	(155,86)	(129.395)	(97.358)
Diferencias de cambio	(8,47)	(492,57)	(5.889)	(307.403)
Resultado por unidades de reajuste	(56,68)	-	(38.595)	-
Pérdida, antes de impuestos	(238,37)	(721,28)	(166.549)	(449.970)
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	64,36	193,85	44.969	120.932
Pérdida procedente de operaciones continuadas	(174,01)	(527,43)	(121.580)	(329.038)
Pérdida procedente de operaciones discontinuadas				
Pérdida	(174,01)	(527,43)	(121.580)	(329.038)

Estado del Resultado Integral	01/01/2016 al	01/01/2015 al	01/01/2016 al	01/01/2015 al
	31/03/2016	31/03/2015	31/03/2016	31/03/2015
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
Pérdida	(174,01)	(527,43)	(121.580)	(329.038)
Otro resultado integral				
Coberturas del flujo de efectivo				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos	2.353,08	(497,93)	1.861.196	(383.302)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo	2.353	(497,93)	1.861.196	(383.302)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	(635,33)	134,44	(502.523)	103.491
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo	(635,33)	134,44	(502.523)	103.491
Otro Resultado Integral	1.717,75	(363,49)	1.358.673	(279.810)
Resultado Integral Total	1.543,74	(890,92)	1.237.093	(608.848)

Al 31 de marzo de 2016, 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\$1.805.547 y al 31 de diciembre de 2015, M\$2.462.494. El resultado del período por M\$60.791, corresponde al 50% de la pérdida de Eletrans II S.A. (M\$164.519 en 2015).

32 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 al 31/03/2016 M\$	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años M\$	al 31/03/2016 M\$	
			Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año 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%	-	4.718.365	4.718.365	4.590.260	4.462.155	2.183.028	-	-	11.235.443	
Chile	UF	3,60%	-	921.026	921.026	921.026	921.026	921.026	921.026	31.568.447	35.252.551	
Chile	UF	3,75%	1.198.781	1.198.781	2.397.562	2.397.565	2.397.565	2.397.565	2.397.565	83.111.314	92.701.574	
Chile	UF	1,16%	-	3.974.023	3.974.023	3.939.951	3.905.879	-	-	-	7.845.830	
Chile	UF	3,20%	-	1.638.962	1.638.962	1.638.962	1.638.962	1.638.962	1.638.962	74.159.837	80.715.685	
Totales			1.198.781	12.451.157	13.649.938	13.487.764	13.325.587	7.140.581	4.957.553	188.839.598	227.751.083	

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente				No Corriente					
			Vencimiento		Total corriente al 31/12/2015 M\$	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años M\$	al 31/12/2015 M\$	
			Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año 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%	2.390.169	2.358.363	4.748.532	4.621.309	4.494.112	4.366.915	-	-	13.482.336	
Chile	UF	3,60%	457.249	457.249	914.498	914.497	914.497	914.497	914.497	31.801.908	35.459.896	
Chile	UF	3,75%	-	2.380.571	2.380.571	2.380.571	2.380.571	2.380.571	2.380.571	82.522.207	92.044.491	
Chile	UF	1,16%	-	3.945.855	3.945.855	3.912.024	3.878.194	-	-	-	7.790.218	
Chile	UF	3,20%	813.672	813.672	1.627.344	1.627.345	1.627.345	1.627.345	1.627.345	74.447.855	80.957.235	
Totales			3.661.090	9.955.710	13.616.800	13.455.746	13.294.719	9.289.328	4.922.413	188.771.970	229.734.176	

- 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	Corriente				No Corriente				
								Vencimiento		Total corriente al 31/03/2016 M\$	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años M\$	al 31/03/2016 M\$
								Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año 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%	-	4.718.365	4.718.365	4.590.260	4.462.155	2.183.028	-	-	11.235.443
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE JN*665	Chile	UF	3,87%	3,60%	-	921.026	921.026	921.026	921.026	921.026	921.026	31.568.447	35.252.551
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE LN*397	Chile	UF	3,94%	3,75%	1.198.781	1.198.781	2.397.562	2.397.565	2.397.565	2.397.565	2.397.565	83.111.314	92.701.574
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE GN*301	Chile	UF	1,51%	1,16%	-	3.974.023	3.974.023	3.939.951	3.905.879	-	-	-	7.845.830
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE ON*742	Chile	UF	3,26%	3,20%	-	1.638.962	1.638.962	1.638.962	1.638.962	1.638.962	1.638.962	74.159.837	80.715.685
Totales								1.198.781	12.451.157	13.649.938	13.487.764	13.325.587	7.140.581	4.957.553	188.839.598	227.751.083

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	Corriente				No Corriente				
								Vencimiento		Total corriente al 31/12/2015 M\$	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años M\$	al 31/12/2015 M\$
								Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año 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%	2.390.169	2.358.363	4.748.532	4.621.309	4.494.112	4.366.915	-	-	13.482.336
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE JN*665	Chile	UF	3,87%	3,60%	457.249	457.249	914.498	914.497	914.497	914.497	914.497	31.801.908	35.459.896
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE LN*397	Chile	UF	3,94%	3,75%	-	2.380.571	2.380.571	2.380.571	2.380.571	2.380.571	82.522.207	92.044.491	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE GN*301	Chile	UF	1,51%	1,16%	-	3.945.855	3.945.855	3.912.024	3.878.194	-	-	-	7.790.218
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE ON*742	Chile	UF	3,26%	3,20%	813.672	813.672	1.627.344	1.627.345	1.627.345	1.627.345	1.627.345	74.447.855	80.957.235
Totales								3.661.090	9.955.710	13.616.800	13.455.746	13.294.719	9.289.328	4.922.413	188.771.970	229.734.176

33 Moneda Extranjera

ACTIVOS		Moneda extranjera	Moneda funcional	31/03/2016 M\$	31/12/2015 M\$
ACTIVOS CORRIENTES					
	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Dólar	Peso chileno	17.636	488.798
(*)	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Peso chileno	Dólar	6.025.780	5.409.330
	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	U.F.	Peso chileno	3.283.194	3.276.488
	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	U.F.	Dólar	610	2.597
(*)	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	Peso chileno	Dólar	1.860.495	1.157.805
(**)	Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Peso chileno	Dólar	300.823	303.341
(***)	Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Dólar	Peso Chileno	33.215.469	35.317.197
(*)	Activos por Impuestos Corrientes, Corriente	Peso chileno	Dólar	8.488.031	7.015.590
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES				53.192.038	52.971.146
ACTIVOS NO CORRIENTE					
	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	Peso chileno	7.469.091	7.827.904
	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	Dólar	1.842	-
(*)	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	Peso chileno	Dólar	2.975	-
(*)	Activo por Impuestos Diferido	Peso Chileno	Dólar	55.564	54.206
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES				7.529.472	7.882.110
TOTAL ACTIVOS				60.721.510	60.853.256
PASIVOS		Moneda extranjera	Moneda funcional	31/03/2016 M\$	31/12/2015 M\$
PASIVOS CORRIENTES					
	Otros Pasivos Financieros Corrientes	U.F.	Peso chileno	9.274.720	9.341.412
(*)	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	Peso chileno	Dólar	2.836.586	3.342.147
(*)	Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Peso chileno	Dólar	1.778.532	3.328.435
	Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	UF	Dólar	347	230
	Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	UF	Peso chileno	7.681.402	9.279.807
(*)	Pasivos por Impuestos Corrientes, Corriente	Peso chileno	Dólar	14.427	5.207
(*)	Provisiones Ctes por beneficios a los Empleados	Peso chileno	Dólar	111.807	41.036
TOTAL PASIVOS CORRIENTES				21.697.821	25.338.274
PASIVOS NO CORRIENTES					
	Otros Pasivos Financieros no Corriente	U.F.	Peso chileno	157.260.137	158.209.163
	Otros Pasivos No Financieros No Corrientes	Dólar	Peso chileno	6.520.727	8.210.819
(*)	Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados	Peso chileno	Dólar	23.285	9.430
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES				163.804.149	166.429.412
TOTAL PASIVOS				185.501.970	191.767.686

(*) Cuentas denominadas en pesos que corresponden a las filiales SGA, STC, STN y SATT, que tienen moneda funcional dólar.

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

(***) Transacciones denominadas en dólares entre la Sociedad (moneda funcional peso) y sus filiales con moneda funcional dólar.

34 Hechos Posteriores

En sesión celebrada el día 8 de abril de 2016, el Directorio de la Sociedad, ha acordado citar a Junta Ordinaria de Accionistas para el día 26 de abril de 2016 y proponer a esa Junta el pago de un dividendo final de \$0,0023729877 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015.

La Junta de Accionistas aprobó el dividendo señalado, éste se pagará a partir del día 24 de mayo de 2016, a los accionistas que figuren inscritos en el Registro de Accionistas de la Sociedad al quinto día hábil anterior a la fecha de pago, conforme al Artículo 81 de la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas. El dividendo se pagará en dinero efectivo y el número de acciones con derecho a recibirlos asciende a 9.005.380.049.737, lo que significará un pago total de M\$21.369.656 por este concepto.

En sesión celebrada el día 8 de abril de 2016, los Directorios de las filiales Compañía Eléctrica Osorno S.A. (Luz Osorno), Empresa Eléctrica de Aisén S.A. (Edelaysen) y Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS), acordaron citar a Junta Ordinaria de Accionistas para el día 26 de abril de 2016 y proponer a esa Junta el pago de un dividendo final de \$292.172,195029 por acción para Luz Osorno y \$31,37974583 por acción para Edelaysen, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015. Para la filial STS se someterá a la aprobación de los señores accionistas, un acuerdo de no repartir dividendos para este período.

La Junta de Accionistas aprobó los dividendos señalados, estos se pagarán a partir del día 24 de mayo de 2016, a los accionistas que figuren inscritos en el Registro de Accionistas al quinto día hábil anterior a la fecha de pago. Los dividendos se pagarán en dinero efectivo y el número de acciones con derecho a recibirlos asciende a 7.645 para Luz Osorno y 37.577.393 para Edelaysen, lo que significará un pago total de M\$2.223.656 y M\$1.179.169 respectivamente por este concepto.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 26 de abril de 2016, 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, Dale Burgess, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell y Christopher Powell.

En sesión celebrada con fecha 18 de mayo de 2016, 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.

En sesión celebrada con fecha 18 de mayo de 2016, el Directorio de la filial Sistema de Transmisión del Sur S.A., ha acordado citar a Junta Extraordinaria de Accionistas para el día 3 de junio de 2016, a efectos de someter a la aprobación de los señores accionistas un aumento en el capital social de la suma de M\$13.694.783, dividido en 243.021.817.353 acciones, de las cuales 36.000 corresponden a la Serie A y 243.021.781.353 corresponden a la Serie B, a la suma de M\$32.135.483, dividido en 280.178.725.343 acciones, de las cuales 41.505 corresponden a la Serie A y 280.178.683.838 corresponden a la Serie B.

Se propondrá a dicha Junta que dicho aumento de capital, ascendente a la suma de M\$18.440.700, se efectúe mediante la emisión de 37.156.907.990 nuevas acciones de pago, de las cuales 5.505 corresponden a la Serie A y 37.156.902.485 corresponden a la Serie B.

En atención a que la Sociedad presenta utilidades acumuladas de ejercicios anteriores, se propondrá a la Junta que, de conformidad al artículo 19 del Reglamento de Sociedades Anónimas, apruebe por la unanimidad de las acciones emitidas con derecho a voto que no se efectúe la capitalización de dichas utilidades previo a la emisión de las acciones de pago indicadas precedentemente.

En el período comprendido entre el 1 de abril de 2016 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados intermedios, no han ocurrido otros hechos significativos que afecten a los mismos.