

**Estados Financieros
Consolidados**

**correspondientes a los años terminados al
31 de diciembre de 2014 y 2013**

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

Miles de pesos – M\$

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los señores Accionistas y Directores de
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.

Oficina central
Rosario Norte 407
Las Condes, Santiago
Chile
Fono: (56-2) 2729 7000
Fax: (56-2) 2374 9177
deloittechile@deloitte.com
www.deloitte.cl

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y filiales, que comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2014 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo con instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera, emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en la Nota 2 a los estados financieros consolidados. La Administración también es responsable por el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados a base de nuestra auditoría. Efectuamos nuestra auditoría de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad de que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados a las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

Opinión sobre la base regulatoria de contabilización

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2014 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de acuerdo con instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en Nota 2.

Base de contabilización

Tal como se describe en Nota 2 a los estados financieros consolidados, en virtud de sus atribuciones la Superintendencia de Valores y Seguros con fecha 17 de octubre de 2014 emitió el Oficio Circular N°856 instruyendo a las entidades fiscalizadas, registrar en el ejercicio respectivo contra patrimonio las diferencias en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos que se produzcan como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley 20.780, cambiando el marco de preparación y presentación de información financiera adoptado hasta esa fecha, dado que el marco anterior (NIIF) requiere ser adoptado de manera integral, explícita y sin reservas. Al 31 de diciembre de 2014 y por el año terminado en esa fecha la cuantificación del cambio del marco contable también se describe en Nota 2. Nuestra opinión no se modifica respecto de este asunto.

Otros asuntos

Anteriormente, hemos efectuado una auditoría, de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile, a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2013 de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y filiales adjuntos preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera y en nuestro informe de fecha 18 de marzo de 2014 expresamos una opinión de auditoría sin modificaciones sobre tales estados financieros consolidados.

Deloitte.

Marzo 11, 2015
Concepción, Chile

Rene Gonzalez L.

Rene Gonzalez L.
12.380.681-6

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

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013

(En miles de pesos – M\$)

ACTIVOS	Nota	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	4	80.304.050	30.712.894
Otros activos financieros corrientes	5	133.512	115.464
Otros activos no financieros corrientes		1.063.441	1.025.964
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	6	122.545.541	84.762.641
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	7	1.066.038	613.863
Inventarios corrientes	8	15.770.557	13.377.581
Activos por impuestos corrientes, corriente	9	7.239.618	7.774.173
Total de activos corrientes distintos de los activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.		228.122.757	138.382.580
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		228.122.757	138.382.580
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros activos financieros no corrientes	5	8.529.196	10.474.223
Otros activos no financieros, no Corrientes		141.828	130.885
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	6	15.313.834	12.959.239
Activos intangibles distintos de la plusvalía	10	30.221.454	28.526.882
Plusvalía	11	231.445.466	231.445.466
Propiedades, planta y equipo	12	538.407.051	508.197.195
Activos por impuestos diferidos	13	15.432.938	11.521.441
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		839.491.767	803.255.331
TOTAL ACTIVOS		1.067.614.524	941.637.911

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

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013

(En miles de pesos - M\$)

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	14	16.120.014	15.867.592
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	16	60.508.628	45.303.325
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	7	27.798.617	28.324.733
Otras provisiones corrientes	17	343.849	840.684
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	9	4.180.251	5.776.428
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	17	6.284.879	5.956.241
Otros pasivos no financieros corrientes	18	34.087.947	29.538.143
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		149.324.185	131.607.146
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		149.324.185	131.607.146
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	14	485.519.181	377.971.279
Pasivo por impuestos diferidos	13	26.241.670	21.174.550
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	17	6.863.880	6.036.390
Otros pasivos no financieros no corrientes	18	16.467.719	13.509.546
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		535.092.450	418.691.765
TOTAL PASIVOS		684.416.635	550.298.911
PATRIMONIO			
Capital emitido	19	340.106.755	340.106.755
Ganancias acumuladas	19	7.714.629	18.051.455
Otras reservas	19	29.235.681	27.171.922
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		377.057.065	385.330.132
Participaciones no controladoras	19	6.140.824	6.008.868
TOTAL PATRIMONIO		383.197.889	391.339.000
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		1.067.614.524	941.637.911

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Resultados Integrales

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013

(En miles de pesos - M\$)

Estado Resultados Integrales Ganancia	NOTA	01/01/2014 al 31/12/2014 M\$	01/01/2013 al 31/12/2013 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	20	375.606.595	331.833.563
Otros ingresos	20	37.915.714	30.912.622
Materias primas y consumibles utilizados	21	(258.575.083)	(221.494.017)
Gastos por beneficios a los empleados	22	(25.022.998)	(22.582.631)
Gasto por depreciación y amortización	23	(22.228.571)	(18.786.321)
Otros gastos, por naturaleza	24	(49.566.030)	(45.157.018)
Otras ganancias (pérdidas)		37.918	(183.069)
Ingresos financieros	25	2.328.559	1.872.378
Costos financieros	25	(18.294.895)	(17.376.436)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	32	(1.491.035)	(354.731)
Diferencias de cambio	25	246.395	(61.833)
Resultados por unidades de reajuste	25	(22.645.672)	(6.928.903)
Ganancia antes de impuestos		18.310.897	31.693.604
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	13	(5.495.408)	(7.153.016)
Ganancia procedente de operaciones continuadas		12.815.489	24.540.588
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas			
Ganancia		12.815.489	24.540.588
Ganancia, atribuible a			
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora		12.408.484	24.127.175
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	19	407.005	413.413
Ganancia		12.815.489	24.540.588
Ganancia por acción básica de operaciones continuadas	\$/acción	173,3486	337,0607
Ganancia por acción básica de operaciones discontinuadas	\$/acción	-	-
Ganancia por Acción Básica	\$/acción	173,3486	337,0607

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Resultados Integrales
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013
 (En miles de pesos - M\$)

Estado del Resultado Integral	NOTA	01/01/2014 al 31/12/2014 M\$	01/01/2013 al 31/12/2013 M\$
Ganancia		12.815.489	24.540.588
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		(411.141)	(94.649)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		(411.141)	(94.649)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos Diferencias de cambio por conversión			
Ganancias por diferencias de cambio de conversión, antes de Impuestos		4.611.871	2.592.558
Otro resultado integral, antes de Impuestos, diferencias de cambio por conversión		4.611.871	2.592.558
Coberturas del flujo de efectivo Pérdidas / Ganancias por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos		(482.369)	96.657
Otro resultado integral, antes de Impuestos, coberturas del flujo de efectivo		(482.369)	96.657
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		(1.913.485)	(1.679.794)
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos		(1.913.485)	(1.679.794)
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período Impuesto a las ganancias relacionado con beneficios a los empleados de otro resultado integral		111.008	18.930
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período		111.008	18.930
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral		108.533	(19.332)
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		108.533	(19.332)
Otro Resultado Integral		2.024.417	914.370
Resultado Integral Total		14.839.906	25.454.958
Resultado integral atribuible a Resultado integral Atribuible a los propietarios de la Controladora Resultado integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		14.472.243 367.663	25.040.534 414.424
Resultado Integral Total		14.839.906	25.454.958

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estado de cambios en el patrimonio neto
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013
 (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\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$					
Saldo Inicial al 01/01/2014	340.106.755	-	-	-	-	(1.337.629)	(1.677.285)	(136.557)	30.323.393	27.171.922	18.051.455	385.330.132	6.008.868	391.339.000
Ajustes de Periodos Anteriores														
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	340.106.755	-	-	-	-	(1.337.629)	(1.677.285)	(136.557)	30.323.393	27.171.922	18.051.455	385.330.132	6.008.868	391.339.000
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia											12.408.484	12.408.484	407.005	12.815.489
Otro resultado integral						4.460.442	(2.100.317)	(296.366)	2.063.759		2.063.759	(39.342)	2.024.417	
Resultado integral						4.460.442	(2.100.317)	(296.366)	2.063.759		14.472.243	367.663	14.839.906	
Dividendos											(20.611.568)	(20.611.568)		(20.611.568)
Incrementos por otras aportaciones de los propietarios, patrimonio														
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio											(2.133.742)	(2.133.742)	(235.707)	(2.369.449)
Incrementos (disminuciones) por cambios las participaciones en la propiedad de subsidiarias que no dan lugar a pérdida de control, patrimonio														
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	4.460.442	(2.100.317)	(296.366)	-	2.063.759	(10.336.826)	(8.273.067)	131.956	(8.141.111)	
Saldo Final al 31/12/2014	340.106.755	-	-	-	-	3.122.813	(3.777.602)	(432.923)	30.323.393	29.235.681	7.714.629	377.057.065	6.140.824	383.197.889

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\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$					
Saldo Inicial al 01/01/2013	340.106.755	-	-	-	-	(3.928.074)	(76.055)	(60.701)	30.323.393	26.258.563	16.912.742	383.278.060	5.799.408	389.077.468
Ajustes de Periodos Anteriores														
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	340.106.755	-	-	-	-	(3.928.074)	(76.055)	(60.701)	30.323.393	26.258.563	16.912.742	383.278.060	5.799.408	389.077.468
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia											24.127.175	24.127.175	413.413	24.540.588
Otro resultado integral						2.590.445	(1.601.230)	(75.856)	913.359		913.359	1.011	914.370	
Resultado integral						2.590.445	(1.601.230)	(75.856)	913.359		25.040.534	414.424	25.454.958	
Dividendos											(22.988.462)	(22.988.462)		(22.988.462)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios														
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios													(204.964)	(204.964)
Incremento (disminución) por cambios en la participación de subsidiarias que no implique pérdida de control														
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	2.590.445	(1.601.230)	(75.856)	-	913.359	1.138.713	2.052.072	209.460	2.261.532	
Saldo Final al 31/12/2013	340.106.755	-	-	-	-	(1.337.629)	(1.677.285)	(136.557)	30.323.393	27.171.922	18.051.455	385.330.132	6.008.868	391.339.000

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Flujos de Efectivo Directo
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013
 (En miles de pesos - M\$)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01/01/2014 al 31/12/2014 M\$	01/01/2013 al 31/12/2013 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación		500.021.840	456.738.302
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		499.745.066	456.489.253
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		148.328	-
Otros cobros por actividades de operación		128.446	249.049
Clases de pagos		(438.851.693)	(377.086.512)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(409.949.811)	(350.674.426)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(22.105.000)	(17.516.129)
Otros pagos por actividades de operación		(6.796.882)	(8.895.957)
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(3.321.052)	(2.055.282)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(337)	23.970
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		57.848.758	77.620.478
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios, clasificados como actividades de inversión		(273.014)	(5.140)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		7.510	31.415
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(52.840.488)	(60.737.300)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera, clasificados como actividades de inversión		(2.623.370)	-
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera, clasificados como actividades de inversión		2.580.136	-
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		1.465.093	2.781.655
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(51.684.133)	(57.929.370)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos, clasificados como actividades de financiación		109.540.918	101.842.428
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		109.540.918	75.176.408
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		-	26.666.020
Préstamos de entidades relacionadas		33.683.247	20.020.953
Reembolsos de préstamos, clasificados como actividades de financiación		(25.153.219)	(136.387.820)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(31.983.868)	(19.006.372)
Importes procedentes de subvenciones del gobierno, clasificados como actividades de financiación		1.874.310	11.897.996
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación		(26.165.135)	(20.160.727)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación		(18.398.325)	(17.442.854)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		43.397.928	(59.236.396)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		49.562.553	(39.545.288)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		28.603	(5.923)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		28.603	(5.923)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		49.591.156	(39.551.211)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo		30.712.894	70.264.105
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	4	80.304.050	30.712.894

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

ÍNDICE

1. Información General y Descripción del Negocio	11
2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas	13
2.1. Principios contables	13
2.2. Nuevos pronunciamientos contables	13
2.3. Cambio Contable	14
2.4. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas	14
2.5. Período cubierto	15
2.6. Bases de preparación	15
2.7. Principios de consolidación y combinación de negocios	16
2.8. Moneda funcional	17
2.9. Bases de conversión	18
2.10. Compensación de saldos y transacciones	18
2.11. Propiedades, planta y equipo	18
2.12. Activos intangibles	20
2.12.1. Plusvalía comprada	20
2.12.2. Servidumbres	20
2.12.3. Programas informáticos	20
2.12.4. Costos de investigación y desarrollo	20
2.13. Deterioro de los activos	20
2.14. Arrendamientos	21
2.15. Instrumentos financieros	21
2.15.1. Activos financieros no derivados	22
2.15.2. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	22
2.15.3. Pasivos financieros no derivados	22
2.15.4. Derivados y operaciones de cobertura	22
2.15.5. Instrumentos de patrimonio	23
2.16. Inventarios	24
2.17. Participación en asociadas o negocios conjuntos contabilizados por el método de la participación	24
2.18. Otros pasivos no financieros	24
2.18.1. Ingresos diferidos	24
2.18.2. Subvenciones estatales	24
2.18.3. Obras en construcción para terceros	24
2.19. Provisiones	25
2.20. Beneficios a los empleados	25
2.21. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	25
2.22. Impuesto a las ganancias	26
2.23. Reconocimiento de ingresos y gastos	27
2.24. Ganancias por acción	27
2.25. Dividendos	27
2.26. Estado de flujos de efectivo	27
3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	28
3.1. Generación eléctrica	28
3.2. Transmisión y subtransmisión	29
3.3. Distribución	29
3.4. Marco regulatorio	31
3.4.1. Aspectos generales	31
3.4.2. Ley Corta I	31
3.4.3. Ley Corta II	31
3.4.4. Ley Tokman	31
3.4.5. Ley ERNC	32
3.4.6. Ley que crea el Ministerio de Energía	32
3.4.7. Ley Net Metering	32
3.4.8. Ley de Concesiones	32
3.4.9. Ley de Licitación de ERNC	32
3.4.10. Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos	32

3.4.11. Otras modificaciones en curso	32
3.4.12. Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	33
4. Efectivo y Equivalentes al Efectivo	34
5. Otros Activos Financieros	35
6. Cuentas Comerciales Por Cobrar y Otras Cuentas Por Cobrar	36
7. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas.....	39
7.1. Accionistas.....	39
7.2. Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	39
7.3. Directorio y personal clave de la gerencia	40
8. Inventarios.....	42
9. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	43
10. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	43
11. Plusvalía.....	44
12. Propiedades, Planta y Equipos	46
13. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos.....	48
13.1. Impuesto a la Renta.....	48
13.2. Impuestos Diferidos	49
14. Otros Pasivos Financieros	50
15. Política de Gestión de Riesgos	63
15.1. Riesgo de negocio	63
15.1.1. Riesgo Regulatorio.....	63
15.2. Riesgo financiero	67
15.2.1. Tipo de cambio.....	67
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	71
15.2.8. Valor justo de instrumentos financieros.....	72
16. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar.....	73
17. Provisiones.....	74
17.1. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	74
17.2. Otras provisiones a corto plazo	75
17.3. Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados	75
17.4. Juicios y multas.....	78
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.....	81
19.2. Gestión de capital	82
19.3. Restricciones a la disposición de fondos	82
19.4. Patrimonio de participaciones no controladores	82
20. Ingresos	83
21. Materias Primas y Consumibles Utilizados	83
22. Gastos de Personal.....	83
23. Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro.....	84
24. Otros Gastos por Naturaleza.....	84
25. Resultados Financieros.....	85
26. Información por Segmento	85
27. Hechos Posteriores	90
28. Medio Ambiente	90
29. Garantías Comprometidas con Terceros, Otros Activos Financieros no Corrientes	91
29.1. Garantías comprometidas con terceros	91
30. Cauciones Obtenidas de Terceros.....	92
31. Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo.....	92
32. Información Financiera Resumida de Negocios Conjuntos.....	93
33. Información Adicional sobre Deuda Financiera.....	95

34. Moneda Extranjera 96

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Notas a los Estados financieros consolidados

Al 31 de diciembre de 2014 y al 31 de diciembre de 2013

(En miles de pesos – M\$)

1. Información General y Descripción del Negocio

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

La Sociedad comenzó sus operaciones en julio de 2008, mes en que compró los derechos sobre Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., Sociedad Matriz del Grupo Saesa, grupo compuesto por varias empresas del giro eléctrico, principalmente, Distribución, Transporte y Transformación, y Generación de energía eléctrica.

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

La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores con el número 1.016, y está sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros.

Las sociedades filiales indirectas inscritas en el Registro de Valores son: Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Ex Lagos II S.A.), Saesa, inscrita con el número 1.072, y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Ex Lagos III S.A.), Frontel, inscrita con el número 1.073.

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

Las Sociedades filiales indirectas no inscritas son Sagesa S.A., Sociedad Generadora Austral S.A., SGA. y Sistema de Transmisión del Norte S.A., STN.

La Sociedad tiene también participación indirecta como controladora en la sociedad de inversión Inversiones Los Lagos IV Ltda. (Los Lagos IV), y participación directa como controladora en la sociedad de inversión Inversiones Los Ríos Ltda. Estas dos empresas no están inscritas en el Registro de Valores o Entidades Informantes.

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

La filial Sagesa S.A. es una empresa generadora que opera desde la Región del Bío Bío a la Región de Los Lagos. Básicamente, posee una central gas/diesel de 46,7 MW y varias centrales diesel con una potencia instalada de 110 MW. Parte de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del CDEC-SIC a través de la filial SGA y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado.

Las actividades desarrolladas en transmisión corresponden principalmente a 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. Esta actividad es desarrollada principalmente por la filial STS.

Con fecha 11 de septiembre de 2014, la filial Saesa y Alusa Ingeniería Limitada (Actual Alumini Ingeniería Limitada) constituyeron la Sociedad Sistema de Transmisión de 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.

2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

Los presentes Estados financieros consolidados 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 de la Sociedad y sus filiales al 31 de diciembre de 2014, han sido preparados de acuerdo a Normas de la Superintendencia de Valores y Seguros que consideran las Normas Internacionales de Información Financiera, emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB"), excepto por lo señalado en el Oficio Circular N° 856 de la SVS del 17 de Octubre de 2014 (Ver nota cambio contable 2.3). Estos Estados Financieros han sido aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 11 de marzo de 2015. Los Estados Financieros Consolidados por el año terminado al 31 de diciembre de 2013 han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF ó IFRS por sus siglas en inglés). Para estos fines, las IFRS comprenden las normas emitidas por el Consejo Internacional de Normas de Contabilidad (International Accounting Standard Board "IASB" en inglés) y las interpretaciones emitidas por el Comité Internacional de Interpretaciones sobre Informes Financieros ("IFRIC" en inglés).

2.2. Nuevos pronunciamientos contables

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

Enmiendas a NIIF o Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
NIC 32, Instrumentos Financieros: Presentación – Aclaración de requerimientos para el neteo de activos y pasivos financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
Entidades de Inversión – Modificaciones a NIIF 10, Estados Financieros Consolidados; NIIF 12 Revelaciones de Participaciones en Otras Entidades y NIC 27 Estados Financieros Separados	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
NIC 36, Deterioro de Activos- Revelaciones del importe recuperable para activos no financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
NIC 39, Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición – Novación de derivados y continuación de contabilidad de cobertura	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
NIC 19, Beneficios a los empleados – Planes de beneficio definido: Contribuciones de Empleados	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014
Mejoras Anuales Ciclo 2010 – 2012 mejoras a seis NIIF	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014
Mejoras Anuales Ciclo 2011 – 2013 mejoras a cuatro NIIF	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014
CINIIF 21, Gravámenes	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014

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, sin embargo, podrían afectar la contabilización de futuras transacciones o acuerdos.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva aún no vigentes:

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados anuales, los siguientes pronunciamientos habían sido emitidos por el IASB, pero no eran de aplicación obligatoria.

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

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Contabilización de las adquisiciones por participaciones en operaciones conjuntas (enmiendas a NIIF 11)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Aclaración de los métodos aceptables de Depreciación y Amortización (enmiendas a la NIC 16 y NIC 38)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Agricultura: Plantas productivas (enmiendas a la NIC 16 y NIC 41)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Enmienda a NIC 27: Método de la participación en los estados financieros separados	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Enmienda a NIIF 10 y NIC 28: Venta y aportación de activos	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Iniciativa de Revelación (enmiendas a NIC 1)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Aplicación de la excepción de Consolidación (enmiendas a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28) Entidades de Inversión	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Mejoras Anuales Ciclo 2012 – 2014 mejoras a cuatro NIIF	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016

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. Cambio Contable

La Superintendencia de Valores y Seguros, en virtud de sus atribuciones, con fecha 17 de octubre de 2014 emitió el Oficio Circular N°856 instruyendo a las entidades fiscalizadas a registrar en el ejercicio respectivo contra patrimonio, las diferencias en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos que se produzcan como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley 20.780.

Este pronunciamiento difiere de lo establecido por las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), que requieren que dicho efecto sea registrado contra resultados del ejercicio.

Esta instrucción emitida por la SVS significó un cambio en el marco de preparación y presentación de información financiera adoptada hasta esa fecha, dado que el marco anterior (NIIF) requiere ser adoptado de manera integral, explícita y sin reservas.

El efecto de este cambio en las bases de contabilidad significó un cargo a los resultados acumulados por un importe de M\$2.133.742, que de acuerdo a NIIF debería ser presentado con cargo a resultados del año. (ver nota 19.1.5)

2.4. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

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

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

- **Vida útil económica de activos:** La vida útil de los bienes de propiedades, planta y equipo que son utilizadas para propósitos del cálculo de la depreciación, es determinada en base a estudios técnicos preparados por especialistas externos e internos. Adicionalmente, se utilizan estos estudios para nuevas adquisiciones de bienes de propiedades, planta y equipo, o cuando existen indicadores que las vidas útiles de estos bienes deben ser cambiadas.
- **Deterioro de activos:** La Sociedad y sus filiales revisan el valor libro de sus activos tangibles e intangibles, para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no puede 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 han 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 de convenios colectivos suscritos con los trabajadores de la Sociedad y sus filiales en los que se establece el compromiso por parte de ella. La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de cambios en los supuestos actuariales, es reconocido dentro de otros resultados integrales del año.

Los supuestos son establecidos en conjunto con un actuario externo a la Sociedad, 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:** Las Sociedad y sus filiales consideran como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el ejercicio, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al cierre del año. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación. También consideran como parte de los ingresos y costos de explotación determinados montos del sistema eléctrico, entre otros, compra y venta de energía y cobro de peajes, que permite estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros, y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.
- **Litigios y contingencias:** La Sociedad y sus filiales evalúan 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 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.

2.5. Período cubierto

Los presentes Estados Financieros Consolidados comprenden lo siguiente:

- Estados de Situación Financiera Clasificados Consolidados anuales de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2014 y 2013.
- Los Estados de Resultados Integrales Consolidados por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.
- Estados de Cambios en el Patrimonio por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.
- Estados de Flujos de Efectivo Consolidados por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

2.6. Bases de preparación

Los Estados Financieros consolidados de la Sociedad y sus filiales al 31 de diciembre de 2014, han sido preparados de acuerdo a Normas de la Superintendencia de Valores y Seguros que consideran las Normas Internacionales de Información Financiera, emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante “IASB”), excepto por lo señalado en el Oficio Circular N° 856 de la SVS del 17 de Octubre de 2014 (Ver nota cambio contable 2.3). Estos Estados Financieros han sido

aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 11 de marzo de 2015. Los Estados Financieros Consolidados por el año terminado al 31 de diciembre de 2013 han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF ó IFRS por sus siglas en inglés). 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).

2.7. Principios de consolidación y combinación de negocios

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

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

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

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

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

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

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

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

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

La conversión de los estados financieros de las sociedades con moneda funcional distinta del peso chileno se realiza del siguiente modo:

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

El detalle del grupo consolidado se presenta a continuación:

RUT	NOMBRE SOCIEDAD	PAIS	MONEDA FUNCIONAL	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN			
				DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL	TOTAL
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	93,2067%	93,2067%	93,2067%
96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	DÓLAR ESTADOUNIDENSE	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	99,9999%	99,9999%	99,9999%
76.186.388-6	SAGESA S.A.	CHILE	DÓLAR ESTADOUNIDENSE	0,1000%	99,8987%	99,9987%	99,9987%
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA.	CHILE	DÓLAR ESTADOUNIDENSE	0,0000%	99,9249%	99,9249%	99,9249%
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA.	CHILE	PESO CHILENO	99,9974%	0,0000%	99,9974%	99,9974%
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. (Ex Lagos II S.A.)	CHILE	PESO CHILENO	0,0004%	99,9160%	99,9164%	99,9164%
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A. (Ex Lagos III S.A.)	CHILE	PESO CHILENO	0,0008%	99,3125%	99,3133%	99,3133%
76.410.374-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL NORTE S.A.	CHILE	DÓLAR ESTADOUNIDENSE	0,0000%	90,0000%	90,0000%	0,0000%

Con fecha 11 de septiembre de 2014, la filial Saesa y Alusa Ingeniería Limitada constituyeron Sistema de Transmisión de Norte S.A., "STN", cuyo giro principal es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía.

2.8. Moneda funcional

La moneda funcional para cada entidad del Grupo se determinó como la moneda del ambiente económico principal en que funciona. Las transacciones 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 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 se distribuye como sigue:

Inversiones Los Ríos Ltda.	Peso Chileno
Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Dólar Estadounidense
Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Ex Lagos II S.A.)	Peso Chileno
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Ex Lagos III S.A.)	Peso Chileno
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.
Sagesa S.A.
Sistema de Transmisión del Norte S.A.

Dólar Estadounidense
Dólar Estadounidense
Dólar Estadounidense

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

2.9. Bases de conversión

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional se consideran transacciones en moneda extranjera. Las operaciones que realiza cada Sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el año, las diferencias entre el tipo de cambio contabilizado y el que está vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integral. Asimismo, al cierre de cada año, 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 a valores vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros, según el siguiente detalle:

	31.12.2014	31.12.2013
	\$	\$
Dólar Estadounidense	606,75	524,61
Unidad de Fomento	24.627,10	23.309,56

2.10. 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.

2.11. Propiedades, planta y equipo

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

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

- Los costos financieros devengados durante el 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 transmisión. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad o la matriz del Grupo. El monto activado y la tasa de capitalización es la siguiente:

Costos por préstamos capitalizados	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados	987.091	1.582.264
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización	4,20%	4,27%

- Costos de personal relacionados directamente con las obras en curso, ascendieron a M\$2.434.322 por el año terminado al 31 de diciembre de 2014 y a M\$2.338.528 por el año terminado al 31 de diciembre de 2013. (ver nota 22)

- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad y sus filiales deberán hacer frente, en relación con la obligación de cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. La Sociedad y sus filiales revisan anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

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 mantenciones que no cumplan con lo mencionado anteriormente se cargan en el resultado del año 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, ajustando en forma prospectiva, si corresponde.

La Sociedad y sus filiales, en base al resultado de las pruebas de deterioro, consideran 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
Equipo de tecnología de la información :	
Computación	5
Instalaciones fijas y accesorios :	
Muebles y equipos de Oficina	10
Vehiculos	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.

2.12. Activos intangibles

2.12.1. 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 es inicialmente medido al costo y, posteriormente, medido al costo menos cualquier pérdida por deterioro, en el caso de existir.

2.12.2. 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.

2.12.3. 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.

2.12.4. 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 año 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 año en que ocurren o dejen de cumplir los criterios por cambio en las circunstancias.

2.13. 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 que el valor libro no puede 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.

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, podría 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 habría 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 año.

La plusvalía comprada es revisada anualmente, o cuando existan indicios de deterioro o eventos o cambios en las circunstancias que indiquen que el valor libro se ha deteriorado. El deterioro es determinado, para la plusvalía comprada, por medio de evaluar el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo al cual está relacionada esa plusvalía.

Cuando el monto recuperable de la UGE es menor al valor 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, el Grupo prepara las proyecciones de flujos de caja futuros a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Administración sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo, utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

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.

2.14. Arrendamientos

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

Los arrendamientos financieros en los que el Grupo 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 asigna en cada período contable durante los períodos de uso esperado, de acuerdo con las políticas de amortización que adopte la Sociedad. 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 y 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.

2.15. Instrumentos financieros

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

2.15.1. 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 activos se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses, desde la fecha del balance en que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas por cobrar se incluyen en cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar en el balance. Los superiores a 12 meses se clasifican en cuentas por cobrar no corrientes.

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

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

2.15.2. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

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

2.15.3. Pasivos financieros no derivados

Los pasivos financieros se registran generalmente por el efectivo recibido, neto de los costos incurridos en la transacción. En ejercicios 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 ejercicio 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.

2.15.4. 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 balance, o una proporción de ellos, en la medida que dichos cambios: i) sean atribuibles a un riesgo en particular; y, ii) puedan afectar las pérdidas y ganancias futuras.

a.2) Coberturas de flujo de caja

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

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

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

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

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

2.15.5. 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 filiales se registran al monto de la contraprestación recibida, netos los costos directos de emisión. Actualmente, la Sociedad sólo tiene emitidos acciones ordinarias serie A y serie B.

2.16. Inventarios

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

2.17. 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".

2.18. Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.18.1. 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", la Sociedad filial STS 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.

2.18.2. 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 filiales cumplirá 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 con un menor cargo por depreciación.

2.18.3. 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.

2.19. Provisiones

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

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

2.20. Beneficios a los empleados

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

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

Los costos asociados a los beneficios del personal, relacionados con los servicios prestados por los trabajadores durante el año, 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 producidas por cambios en los supuestos actuariales se registran en otro resultado integral del año.

La Sociedad y sus filiales utilizan supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Dicha expectativa, al igual que los supuestos, son establecidos en conjunto con un actuario externo. Estos supuestos incluyen una tasa de descuento de 2,86% anual real, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

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

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

2.22. Impuesto a las ganancias

El resultado por impuesto a las ganancias del año, se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas empresa que conforman la consolidación y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del año, 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 contabilizado 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 y filiales puedan 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.

Lo anterior con excepción de la aplicación en el año 2014 del Oficio Circular N° 856 emitido por la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS), el 17 de octubre de 2014, el que establece que las diferencias en pasivos y activos por concepto de impuestos diferidos que se produzcan como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley 20.780 (ver párrafos siguiente), deben contabilizarse en el ejercicio respectivo contra patrimonio (ver nota Cambio Contable).

El 29 de Septiembre de 2014, el Honorable Congreso Nacional ha dado su aprobación al Proyecto de Ley N°20.780 que modifica el Sistema de Tributación en Chile e introduce diversos ajustes al sistema tributario.

Entre otros cambios, a partir del 1 de enero de 2017 la Reforma propone dos sistemas tributarios distintos, que si bien mantienen características de integrado, se diferencian en la tasa de impuesto de primera categoría final y en la oportunidad de pago de los impuestos terminales (impuesto global complementario o adicional).

Uno de ellos es el Sistema Atribuido, que incrementa las tasas de Impuesto de primera categoría en 21% en 2014, 22,5% en 2015, 24,0% en 2016, 25% en 2017 en adelante. El otro es el Sistema Parcialmente Integrado que incrementa las tasas de impuesto de primera categoría en 21% en 2014, 22,5% en 2015, 24,0% en 2016, 25,5% en 2017 y 27% en 2018 en adelante. La Sociedad ha optado preliminarmente por el Sistema Parcialmente integrado, lo que no implica que no pueda

cambiar su decisión en el futuro. La decisión final debe ser tomada en Junta Extraordinaria de Accionistas (2/3 de quorum), durante el último trimestre de 2016.

2.23. Reconocimiento de ingresos y gastos

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

2.24. Ganancias por acción

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

2.25. Dividendos

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

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

Para el cálculo de la utilidad líquida distribible 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.

2.26. Estado de flujos de efectivo

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

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

3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

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

En sistemas con una capacidad instalada igual o superior a 200 MW los actores del sector eléctrico operan coordinadamente, y dicha coordinación está a cargo de un Centro de Despacho Económico de Carga ("CDEC"), el que tiene las siguientes funciones:

- Preservar la seguridad del servicio;
- Garantizar la operación a mínimo costo del conjunto de las instalaciones que conforman el sistema;
- Garantizar el acceso a las instalaciones de transmisión para abastecer los suministros de los clientes finales (distribuidoras o clientes libres).

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

3.1. Generación eléctrica

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

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

- Mercado de los grandes clientes:** A este grupo pertenecen aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Además, aquellos clientes con potencia entre 0,5 MW y 2 MW pueden optar por ser tratados como clientes libres. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos cuatro años.
- Mercado mayorista:** Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.
- Mercado de las empresas distribuidoras:** Pertenecen a este segmento todas las transferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de tarifas (en adelante los "clientes regulados"). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

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

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

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

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

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

3.2. Transmisión y subtransmisión

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

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

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

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

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

3.3. Distribución

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

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

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

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

a) Clientes Regulados

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

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

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

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

b) Clientes Libres

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

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

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

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

3.4. Marco regulatorio

3.4.1. Aspectos generales

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

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

3.4.2. Ley Corta I

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

3.4.3. Ley Corta II

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

3.4.4. Ley Tokman

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

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

3.4.5. Ley ERNC

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

3.4.6. Ley que crea el Ministerio de Energía

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

3.4.7. Ley Net Metering

En marzo de 2012, se publica la Ley N° 20.571 que fomenta la generación distribuida residencial.

3.4.8. Ley de Concesiones

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

3.4.9. Ley de Licitación de ERNC

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

3.4.10. Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos

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

3.4.11. Otras modificaciones en curso

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

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

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

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, 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.

3.4.12. Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

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

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

4. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

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

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Efectivo en Caja	3.237.634	2.532.870
Saldo en Bancos	1.801.118	1.338.889
Depósitos a plazo	57.630.518	-
Otros instrumentos de renta fija	17.634.780	26.841.135
Totales	80.304.050	30.712.894

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

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

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	
			31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Saesa	Banco Consorcio	Depósitos a corto plazo	5.001.650	-
Saesa	Banco Santander	Depósitos a corto plazo	10.037.171	-
Saesa	Banco Santander	Depósitos a corto plazo	26.069.767	-
Frontel	Banco Consorcio	Depósitos a corto plazo	4.012.773	-
Frontel	Banco Consorcio	Depósitos a corto plazo	5.001.650	-
Frontel	Banco Estado Corredores de Bolsa	Depósitos a corto plazo	2.000.560	-
Edelaysen	Banco Consorcio	Depósitos a corto plazo	2.001.320	-
Edelaysen	Banco Estado Corredores de Bolsa	Depósitos a corto plazo	500.285	-
Edelaysen	Banco Estado Corredores de Bolsa	Depósitos a corto plazo	1.000.280	-
SGA	Banco Consorcio	Depósitos a corto plazo	2.005.062	-
Totales			57.630.518	-

Nombre empresa	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Monto inversión	
			31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Eléctricas	BCI Asset Management, AGF S.A. Eficiente	Fondos Mutuos	1.006	-
Eléctricas	BCI Asset Management, AGF S.A. Competitivo Serie Alto Patrimonio	Fondos Mutuos	1.448.639	-
Eléctricas	BCI Asset Management, AGF S.A. BCI EFICAZ	Fondos Mutuos	-	1.171.689
Saesa	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	4.978.185	2.520.117
Saesa	Banco Estado S.A. AGF	Fondos Mutuos	-	1.591.077
Saesa	Euroamerica	Fondos Mutuos	-	2.554.094
Saesa	Scotia Adm. General de FM S.A.	Fondos Mutuos	-	345.093
Frontel	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	5.427.243	2.455.593
Frontel	Banco Estado S.A. AGF	Fondos Mutuos	-	2.293.552
Frontel	Scotia Adm. General de FM S.A.	Fondos Mutuos	-	305.082
Frontel	Bice Inversiones AGF S.A.	Fondos Mutuos	-	2.652.641
STS	BCI Asset Management, AGF S.A.	Fondos Mutuos	69.526	-
STS	Banco Estado S.A. AGF	Fondos Mutuos	-	682.347
STS	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	-	1.003.505
STS	Scotia Adm. General de FM S.A.	Fondos Mutuos	-	273.116
STS	Bice Inversiones AGF S.A.	Fondos Mutuos	-	1.408.872
Luz Osorno	BCI Asset Management, AGF S.A.	Fondos Mutuos	226.559	-
Luz Osorno	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	-	1.204.387
Luz Osorno	Scotia Adm. General de FM S.A.	Fondos Mutuos	-	36.007
Edelaysen	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	1.256.947	1.373.629
Edelaysen	Banco Estado S.A. AGF	Fondos Mutuos	-	1.007.682
Edelaysen	Bice Inversiones AGF S.A.	Fondos Mutuos	-	1.416.197
Edelaysen	Scotia Adm. General de FM S.A.	Fondos Mutuos	-	103.018
SGA	BCI Asset Management, AGF S.A.	Fondos Mutuos	1.303.848	-
SGA	Bice Inversiones AGF S.A.	Fondos Mutuos	-	1.197.265
SGA	Scotia Adm. General de FM S.A.	Fondos Mutuos	-	854.035
Sagesa	BCI Asset Management, AGF S.A.	Fondos Mutuos	335.314	-
Sagesa	Scotia Adm. General de FM S.A.	Fondos Mutuos	-	392.137
STN	BCI Asset Management, AGF S.A.	Fondos Mutuos	2.587.513	-
Totales			17.634.780	26.841.135

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

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	80.227.846	30.708.781
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	76.204	4.113
Totales		80.304.050	30.712.894

5. Otros Activos Financieros

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

Otros activos financieros	Moneda	Corriente		No Corriente	
		31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Depósito a plazo en garantía (1)	USD	133.512	115.464	-	-
Crédito por Impuesto Ley Austral (2)	CLP	-	-	-	520.085
Remanente crédito fiscal (2)	CLP	-	-	8.529.196	9.954.138
Totales		133.512	115.464	8.529.196	10.474.223

- (1) Corresponde a depósitos realizados por Sagesa en una cuenta en dólares a nombre de Corpbanca, para garantizar el pago de cuota de arrendamiento financiero en esa misma moneda. La transacción de arrendamiento financiero contempla la prenda de contrato de venta de energía y potencia de Sagesa a SGA. Parte de los montos mensuales pagados por SGA a SAGESA, equivalente a 1/6 de la cuota semestral, deben ser colocados a nombre de Corpbanca para hacer frente a los pagos semestrales.

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

6. Cuentas Comerciales Por Cobrar y Otras Cuentas Por Cobrar

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

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	31/12/2014		31/12/2013	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	101.760.023	-	66.153.753	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	28.581.410	15.838.273	30.506.681	13.483.678
Totales	130.341.433	15.838.273	96.660.434	13.483.678

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	31/12/2014		31/12/2013	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	98.717.501	-	63.112.200	-
Otras cuentas por cobrar, neto	23.828.040	15.313.834	21.650.441	12.959.239
Totales	122.545.541	15.313.834	84.762.641	12.959.239

Provisión de deterioro cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	31/12/2014		31/12/2013	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales	3.042.522	-	3.041.553	-
Otras cuentas por cobrar	4.753.370	524.439	8.856.240	524.439
Totales	7.795.892	524.439	11.897.793	524.439

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

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Facturados	61.097.692	57.499.964
Energía y peajes	37.705.571	31.764.952
Anticipos para importaciones y proveedores	1.072.408	445.227
Cuenta por cobrar proyectos en curso	3.052.382	4.365.896
Otros	19.267.331	20.923.889
No Facturados o provisionados	66.657.628	35.850.987
Peajes uso de líneas eléctricas	7.355.322	2.999.290
Diferencias tarifarias por nuevos decretos	34.728.837	11.611.429
Energía en medidores (*)	21.970.295	19.778.083
Provisión ingresos por obras	2.081.815	1.290.606
Otros	521.359	171.579
Otros (Cuenta corriente empleados)	2.586.113	3.309.483
Totales, Bruto	130.341.433	96.660.434
Provisión deterioro	(7.795.892)	(11.897.793)
Totales, Neto	122.545.541	84.762.641

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

Principales conceptos de otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Convenios de pagos y créditos	2.831.653	3.496.052
Anticipos para importaciones y proveedores	1.072.408	445.227
Cuenta por cobrar proyectos en curso	5.134.197	5.656.501
Deudores materiales y servicios	6.352.888	5.611.006
Cuenta corriente al personal	2.586.113	3.309.483
Otros deudores	10.604.151	11.988.412
Totales	28.581.410	30.506.681
Provisión deterioro	(4.753.370)	(8.856.240)
Totales, Neto	23.828.040	21.650.441

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2014 es de M\$137.859.375 y al 31 de diciembre de 2013 es de M\$97.721.880.

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 DFL4/2006, artículo 225 letra a, es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que representa otra herramienta de cobro.

- b) La Sociedad y sus filiales de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con lo que establece el DFL4/2006, artículo 136 y 125, están obligadas a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A diciembre de 2014 la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a 774.045 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	692.970	40%
Comercial	47.839	25%
Industrial	5.202	21%
Otros	28.034	14%
Total	774.045	100%

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

- c) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 el análisis de los deudores por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados, es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados	31/12/2014	31/12/2013
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	23.913.482	21.741.186
Con vencimiento entre tres y seis meses	512.057	748.532
Con vencimiento entre seis y doce meses	251.941	608.005
Con vencimiento mayor a doce meses	197.901	189.806
Totales	24.875.381	23.287.529

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

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	3%	33%
181 a 270	38%	66%
271 a 360	69%	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 diciembre de 2014 y 2013 la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad y sus filiales no tienen cartera securitizada):

Tramos de morosidad	Saldo al 31/12/2014						Saldo al 31/12/2013					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$
Al día	436.649	105.115.367	5.033	1.262.674	441.682	106.378.041	401.365	68.311.591	4.828	3.255.012	406.193	71.566.603
Entre 1 y 30 días	257.895	16.294.883	2.706	547.580	260.601	16.842.463	237.550	13.278.871	2.688	398.116	240.238	13.676.987
Entre 31 y 60 días	49.132	6.158.305	812	497.734	49.944	6.656.039	60.236	6.685.868	826	748.671	61.062	7.434.539
Entre 61 y 90 días	5.740	470.300	202	25.471	5.942	495.771	7.106	670.727	186	21.133	7.292	691.860
Entre 91 y 120 días	2.797	249.616	121	18.562	2.918	268.178	3.084	297.232	102	10.422	3.186	307.654
Entre 121 y 150 días	2.529	184.389	118	10.821	2.647	195.210	2.642	391.943	125	23.980	2.767	415.923
Entre 151 y 180 días	1.859	156.685	84	12.012	1.943	168.697	2.148	214.172	99	19.356	2.247	233.528
Entre 181 y 210 días	1.480	157.521	64	7.850	1.544	165.371	1.958	346.865	91	11.132	2.049	357.997
Entre 211 y 250 días	2.013	209.650	87	10.915	2.100	220.565	1.999	390.170	87	13.125	2.086	403.295
Más de 250 días	19.307	5.148.035	896	1.815.369	20.203	6.963.404	22.077	9.444.058	1.776	379.274	23.853	9.823.332
Totales	779.401	134.144.751	10.123	4.208.988	789.524	138.353.739	740.165	100.031.497	10.808	4.880.221	750.973	104.911.718

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

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al		Saldo al	
	31/12/2014		31/12/2013	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	105	221.355	242	256.189
Documentos por cobrar en cobranza judicial	587	4.341.032	592	6.303.898
Totales	692	4.562.387	834	6.560.087

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

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 01 de enero de 2013	11.899.438
Aumentos (disminuciones) del año	2.750.038
Montos castigados	(2.227.244)
Saldo al 31 de diciembre 2013	12.422.232
Aumentos (disminuciones) del año	1.604.272
Montos castigados	(5.706.173)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	8.320.331

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

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Provisión cartera no repactada	1.667.635	2.125.359
Provisión cartera repactada	58.141	697.204
Castigos del año	(5.706.173)	(2.227.244)
Recuperos del año	(121.504)	(72.525)
Totales	(4.101.901)	522.794

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 de diciembre de 2014, es el siguiente:

Accionistas	Número de acciones		Total	Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Grupo Saesa Limitada	60	71.581.000	71.581.060	99,9999%
Cóndor Holding SpA	40		40	0,0001%
Total	100	71.581.000	71.581.100	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 relacionadas 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 las sociedades filiales Saesa y Frontel, y la Sociedad, 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 relacionadas, 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 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 las siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes

RUT	Sociedad	Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2014		31/12/2013	
							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\$	1.033.438	-	809.434	-
76.024.762-6	CONDOR HOLDING SPA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.262	-	2.262	-
76.281.400-5	Alumini Ingeniería Ltda.	Chile	Aporte por enterar	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	30.338	-	-	-
76.833.170-7	ANDESCAN SPA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	2.167	-
Totales							1.066.038	-	613.863	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes

RUT	Sociedad	Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2014		31/12/2013	
							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\$	2.729.857	-	2.730.881	-
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Chile	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz	UF	19.581.484	-	18.346.976	-
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.857.604	-	7.246.574	-
76.024.762-6	CONDOR HOLDING SPA	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	279	-	302	-
76.281.400-5	Alumini Ingeniería Ltda.	Chile	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	3.629.393	-	-	-
Totales							27.798.617	-	28.324.733	-

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

RUT	Sociedad	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Matriz	Intereses Préstamos en Cuenta Corriente	(525.135)	(1.080.445)

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2014 el Directorio está compuesto por los señores Jorge Lesser García-Huidobro, Iván Díaz-Molina, Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, María Morsillo y Christopher Powell.

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

No existen saldos por cobrar y pagar a los Directores

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 5 a cada Director de la Sociedad, para el período mayo 2014 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2015.

Los Directores señores Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, María Morsillo y Christopher Powell renunciaron a la remuneración que les correspondería por el ejercicio del cargo de Director de Eléctricas. Sólo los Directores Jorge Lesser García-Huidobro e Iván Díaz - Molina recibirán su remuneración.

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 31 de diciembre de 2014 y 2013 son las siguientes:

Director	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Iván Díaz-Molina	1.435	1.378
Jorge Lesser García-Huidobro	1.435	1.378
Totales	2.870	2.756

c) Durante el ejercicio 2014 y 2013, la Sociedad no ha realizado pagos a empresas relacionadas con Directores.

d) Compensaciones del personal clave de la gerencia

La Sociedad no tiene ejecutivos directamente remunerados por ella.

8. Inventarios

El detalle de este rubro es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2014:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	13.698.292	13.415.633	282.659
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	1.376.441	1.331.555	44.886
Petróleo	1.023.369	1.023.369	-
Totales	16.098.102	15.770.557	327.545

Al 31 de diciembre de 2013:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	11.530.256	11.252.480	277.776
Materiales en tránsito	76.414	3.457	72.957
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	1.163.822	1.119.389	44.433
Petróleo	1.002.255	1.002.255	-
Totales	13.772.747	13.377.581	395.166

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\$196.645 para diciembre 2014 y un cargo de M\$40.355 para diciembre 2013.

Movimiento Provisión	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Provisión año	196.645	40.355
Aplicaciones a provisión	(264.266)	(116.046)
Totales	(67.621)	(75.691)

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

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

Inventarios utilizados durante el período según gasto	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Materias primas y consumibles utilizados (ver nota 21)	26.852.809	28.985.521
Otros gastos por naturaleza (*)	3.001.895	2.200.917
Totales	29.854.704	31.186.438

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

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2014 ascienden a M\$17.841.882 (M\$15.992.055 en 2013) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre 2014 ascienden a M\$2.660.410 (M\$672.595 en 2013).

9. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

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

	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Impuesto renta por recuperar	6.516.429	7.334.940
IVA Crédito fiscal por recuperar	654.819	351.804
Crédito por utilidades absorbidas	-	20
Crédito Sence	25.172	67.023
Crédito activo fijo	43.198	20.386
Totales	7.239.618	7.774.173

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

	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Impuesto a la renta	1.574.286	3.427.319
Iva Débito fiscal	2.510.484	2.264.543
Otros	95.481	84.566
Totales	4.180.251	5.776.428

10. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

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

Activos Intangibles Neto	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Activos Intangibles Identificables Neto	30.221.454	28.526.882
Servidumbres	28.622.223	27.173.860
Derecho de Agua	108.543	-
Software	1.490.688	1.353.022

Activos Intangibles Bruto	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Activos Intangibles Identificables Bruto	36.602.127	34.015.870
Servidumbres	28.622.223	27.173.860
Derecho de Agua	108.543	-
Software	7.871.361	6.842.010

Amortización Activos Intangibles	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Activos Intangibles Identificables	(6.380.673)	(5.488.988)
Servidumbres	-	-
Software	(6.380.673)	(5.488.988)

El detalle y movimiento del activo intangible al 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

Movimiento año 2014		Servidumbre Neto M\$	Derecho de Agua M\$	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014		27.173.860	-	1.353.022	28.526.882
Movimientos	Adiciones	-	-	3.143	3.143
	Retiros Valor Bruto	(252.650)	-	(59.614)	(312.264)
	Retiros Amortización Acumulada	-	-	38.543	38.543
	Tipo Cambio Amortización Acumulada	-	-	(1)	(1)
	Otros (Activación Obras en Curso)	1.701.013	108.543	1.085.875	2.895.431
	Gastos por amortización	-	-	(930.227)	(930.227)
	Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	-	-	(53)	(53)
Total movimientos		1.448.363	108.543	137.666	1.694.572
Saldo final al 31 de Diciembre de 2014		28.622.223	108.543	1.490.688	30.221.454

El detalle y movimiento del activo intangible al 31 de diciembre de 2013, es el siguiente:

Movimiento año 2013		Servidumbre Neto M\$	Derecho de Agua M\$	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013		27.169.413	-	1.721.244	28.890.657
Movimientos	Adiciones	-	-	41.737	41.737
	Retiros	-	-	-	-
	Otros (Activación Obras en Curso)	4.447	-	544.183	548.630
	Gastos por amortización	-	-	(954.142)	(954.142)
	Total movimientos	4.447	-	(368.222)	(363.775)
Saldo final al 31 de Diciembre de 2013		27.173.860	-	1.353.022	28.526.882

Los derechos de servidumbre y derechos de agua se presentan al costo, y los adquiridos a partir de la fecha de transición a costos histórico. El periodo 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

El detalle de la plusvalía al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Rut	Compañía	31/12/2014	31/12/2013
		M\$	M\$
90.021.000-0	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	124.944.061	124.944.061
91.715.000-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	23.990.168	23.990.168
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	49.471.945	49.471.945
96.986.780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	33.039.292	33.039.292
Totales		231.445.466	231.445.466

La plusvalía comprada relacionada con Sociedad Austral de Electricidad S.A., Rut 90.021.000-0 y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Rut 91.715.000-1, corresponde al exceso pagado en relación al valor patrimonial proporcional originado en la compra de las acciones de esas sociedades, realizada en 2001. Posteriormente cada una de esas sociedades compradas fue absorbida por su correspondiente matriz, la que pasó a tener el mismo nombre de la Sociedad absorbida, quedando la plusvalía comprada contabilizada en la misma empresa compradora.

La plusvalía comprada reconocida por las sociedades Saesa, Rut 96.956.660-5, y Frontel, RUT 96.867.780-k, corresponde al valor pagado en exceso respecto del valor justo de los activos adquiridos a través de Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., en julio de 2008. A través de una



reestructuración societaria se generó un efecto cascada de la plusvalía comprada mencionada en el párrafo anterior, la que quedó finalmente incorporada en Saesa (Ex Los Lagos II) y Frontel (Ex Los Lagos III).

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo 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 Equipos

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

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Propiedades, Planta y Equipo	538.407.051	508.197.195
Terrenos	15.712.904	15.365.689
Edificios	8.778.748	8.469.015
Planta y Equipo	429.290.402	376.918.653
Equipamiento de Tecnologías de la Información	2.614.254	845.125
Instalaciones Fijas y Accesorios	727.839	394.733
Vehículos de Motor	3.556.335	2.681.658
Mejoras de Bienes Arrendados	9.165.629	8.244.464
Construcciones en Curso	64.507.950	92.288.601
Otras Propiedades, Planta y Equipo	4.052.990	2.989.257

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	696.135.462	644.648.228
Terrenos	15.712.904	15.365.689
Edificios	14.724.725	14.087.525
Planta y Equipo	569.477.258	497.550.014
Equipamiento de Tecnologías de la Información	5.247.746	3.073.526
Instalaciones Fijas y Accesorios	1.665.370	1.250.960
Vehículos de Motor	5.844.208	5.134.784
Mejoras de Bienes Arrendados	11.675.653	10.095.037
Construcciones en Curso	64.507.950	92.288.601
Otras Propiedades, Planta y Equipo	7.279.648	5.802.092

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(157.728.411)	(136.451.033)
Edificios	(5.945.977)	(5.618.510)
Planta y Equipo	(140.186.856)	(120.631.361)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(2.633.492)	(2.228.401)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(937.531)	(856.227)
Vehículos de Motor	(2.287.873)	(2.453.126)
Mejoras de Bienes Arrendados	(2.510.024)	(1.850.573)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(3.226.658)	(2.812.835)

A continuación se presenta el detalle de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2014:

Movimiento año 2014		Terrenos	Edificios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Mejoras de Bienes Arrendados	Construcciones en Curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Totales
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014		15.365.689	8.469.015	376.918.653	845.125	394.733	2.681.658	8.244.464	92.288.601	2.989.257	508.197.195
Movimientos	Adiciones	-	-	2.531.133	119	-	4.297	-	44.161.395	764.946	47.461.890
	Retiros Valor Bruto	-	-	(665.902)	(45.743)	(12.426)	(1.111.243)	-	-	(61.975)	(1.897.289)
	Retiros Depreciación Acumulada	-	-	381.467	51.124	9.330	741.703	-	-	39.018	1.222.642
	Tipo Cambio Depreciación Acumulada	-	(17.454)	(858.537)	(377)	(7.049)	(7.543)	(311.714)	-	(10.803)	(1.213.477)
	Otros (Activación Obras en Curso)	31.092	589.326	66.455.596	2.219.331	415.629	1.795.253	-	(72.251.764)	745.537	-
	Cierre de Obras Zona Austral	275.861	-	(359.742)	-	-	-	-	-	-	(83.881)
	Gastos por depreciación	-	(310.013)	(19.078.425)	(455.838)	(83.585)	(568.907)	(347.737)	-	(442.038)	(21.286.543)
	Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	(11.801)	-	-	-	-	-	-	(11.801)
	Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	40.262	47.874	3.977.960	513	11.207	21.117	1.580.616	309.718	29.048	6.018.315
	Total movimientos	347.215	309.733	52.371.749	1.769.129	333.106	874.677	921.165	(27.780.651)	1.063.733	30.209.856
	Saldo final al 31 de Diciembre de 2014		15.712.904	8.778.748	429.290.402	2.614.254	727.839	3.556.335	9.165.629	64.507.950	4.052.990

A continuación se presenta el detalle de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2013:

Movimiento año 2013		Terrenos	Edificios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Mejoras de Bienes Arrendados	Construcciones en Curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Totales	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013		15.332.666	8.762.742	370.614.978	1.161.265	474.004	2.196.512	7.375.097	68.390.499	3.389.731	477.697.494	
Movimientos	Adiciones	0	-	4.942.576	230.089	(1)	9.801	0	49.456.014	169.221	54.807.700	
	Retiros	(10.593)	(14.432)	(8.752.013)	(440)	(7.359)	(144.809)	0	-	(203.997)	(9.133.643)	
	Otros (Activación Obras en Curso)	21.730	-	23.394.144	201.115	169	1.129.427	489.367	(25.354.929)	128.973	-	
	Gastos por depreciación	-	(296.119)	(15.068.850)	(746.947)	(74.284)	(522.818)	(302.393)	-	(499.006)	(17.530.417)	
	Traspaso Fusión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	-	-	-	-	-	(301.762)	-	(301.762)	
	Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	21.886	16.824	1.817.817	43	2.204	13.545	682.393	98.775	4.335	2.657.822	
	Total movimientos	33.023	(293.727)	6.303.675	(316.140)	(79.271)	485.146	869.367	23.898.102	(400.474)	30.499.701	
	Saldo final al 31 de Diciembre de 2013		15.365.689	8.469.015	376.918.653	845.125	394.733	2.681.658	8.244.464	92.288.601	2.989.257	508.197.195

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

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo

- La depreciación de los bienes de propiedades, planta y equipo se presenta en la cuenta "Gastos por Depreciación y Amortización del Resultado de Explotación".
- Las empresas del Grupo Saesa 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.
- Bienes en modalidad de arrendamiento financiero. Se incluye en este ítem una transacción de leasing en dólares de la filial Saesa S.A.
- Los costos de personal relacionados directamente con obras en curso fueron de M\$2.434.322 por el año terminado al 31 de diciembre 2014 y M\$2.338.528 por el año terminado al 31 de diciembre de 2013. Los activos en construcción según se explica en Nota 2.11 incluyen activación de costos financieros según el siguiente detalle:

Costos por préstamos capitalizados	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados	987.091	1.582.264
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización	4,20%	4,27%

- El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2014 y 2013 no es significativo. La Sociedad no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.
- El 6 de junio de 2005, el proyecto Turbina Coronel fue vendido a CORPBANCA mediante un Contrato de Leaseback por un valor de M\$11.788.462. El valor equivalente en dólares de la venta, alcanzó a los US\$ 20,08 millones. Con esta misma fecha, Sociedad Austral de

Generación y Energía Chile S.A. actual Sagesa S.A., hipotecó a favor de Banco Corpbanca el terreno donde se encuentra instalada la turbina. Esta garantía tiene la misma duración que el contrato de leasing y un valor al 31 de diciembre de 2014 de M\$ 220.624.

El valor presente de los pagos futuros derivados de este arrendamiento, incluido en Otros Pasivos Financieros Corrientes y No Corrientes, es el siguiente:

	31/12/2014			31/12/2013		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	671.081	-	671.081	1.160.666	22.241	1.138.425
Entre un año y dos años	-	-	-	580.333	4.879	575.454
Totales	671.081	-	671.081	1.740.999	27.120	1.713.879

13. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

13.1. Impuesto a la Renta

a) El detalle del gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados Integrales Consolidado correspondiente a los años 2014 y 2013, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Gasto por impuesto corriente	6.434.793	5.173.661
Ajustes por impuestos corrientes de años anteriores	260.016	(221.693)
Gasto por impuestos corriente, neto, total	6.694.809	4.951.968
Gasto por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(1.199.401)	2.201.048
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	(1.199.401)	2.201.048
Gasto por impuesto a las ganancias, operaciones continuadas	5.495.408	7.153.016

Impuestos a las ganancias relacionado con otro resultado integral	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de efectivo de otro resultado integral	108.533	(19.332)
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	111.008	18.930
Impuestos a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral	219.541	(402)

La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a "Ganancia (pérdida) antes de Impuestos", al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es la siguiente:

Conciliación de la ganancia contable multiplicada por las ganancias impositivas aplicables	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Ganancia Contable antes de Impuesto	18.310.897	31.693.604
Total de (gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (21% en 2014 - 20% en 2013)	(3.845.288)	(6.338.721)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	(16.497)	225.859
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(1.716.648)	(647.134)
Efecto fiscal de pérdidas fiscales	-	(29.207)
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	83.025	(363.813)
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	(1.650.120)	(814.295)
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(5.495.408)	(7.153.016)
Tasa impositiva efectiva	30,01%	22,57%

Con fecha 29 de septiembre de 2014, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 20780 "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, tasas que varían si es que la Sociedad opta por un sistema parcialmente integrado o por un sistema de renta atribuida.

Los contribuyentes podrán optar libremente a cualquiera de los dos para pagar sus impuestos. La Sociedad ha optado por la regla general en base al sistema parcialmente integrado. Esto no implica que en el futuro Sociedad opte por tributar en base al sistema de renta atribuida. La decisión para optar a cualquiera de los dos sistemas debe ser tomada dentro del último trimestre de 2016 en una Junta Extraordinaria de Accionistas con quorum de 2/3.

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. Ver nota 2.22.

13.2. Impuestos Diferidos

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

Diferencia temporal	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Impuestos diferidos relativos a propiedades, plantas y equipos	2.971.867	1.455.400	23.728.472	20.485.090
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	70.350	70.100	16.049	24.517
Impuestos diferidos relativos a provisión cuentas incobrables	1.996.859	2.484.447	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	275.838	223.449	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión obsolescencia	73.699	79.033	-	-
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	3.643.393	2.644.939	-	-
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	127.900	114.114	875.542	569.034
Impuestos diferidos relativos a pérdida fiscales	4.143.739	1.950.558	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	763.834	653.140	-	-
Impuestos diferidos otras provisiones	219.943	80.950	276.284	95.909
Impuestos diferidos relativos a derivados	108.533	-	-	-
Impuestos diferidos por leaseback	150.993	342.776	-	-
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	885.990	703.898	1.345.323	-
Incrementos (disminuciones) por diferencias de cambios netas, pasivos (activos) por impuestos diferidos	-	718.637	-	-
Total Impuestos Diferidos	15.432.938	11.521.441	26.241.670	21.174.550

b) Los movimientos de los rubros "Impuestos Diferidos", de los estados de situación financiera consolidado 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013, es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2013	12.419.815	19.884.405
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(884.508)	1.316.540
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	(19.333)	(18.931)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	5.467	(7.464)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	11.521.441	21.174.550
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(3.662.523)	(4.861.924)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	112.022	(107.519)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	15.531	-
Impuestos diferidos relacionados con partidas cargadas a patrimonio	7.446.467	10.036.563
Saldo al 31 de diciembre 2014	15.432.938	26.241.670

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

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

El impacto en las variaciones de las diferencias de activos y pasivos por impuestos diferidos por utilizar el Sistema Parcialmente Integrado, descrito en la Ley 20.780 (Reforma Tributaria), y en

conformidad a las disposiciones del Oficio Circular N° 856 de fecha 17 de octubre de 2014 de la Superintendencia de Valores y Seguros, ha implicado registrar un cargo patrimonial al 30 de septiembre de 2014 por un monto de M\$ 2.133.742 por este concepto.

14. Otros Pasivos Financieros

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

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	31/12/2014		31/12/2013	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Bonos	14.966.564	485.519.181	14.729.167	377.395.825
Derivado (*)	482.369	-	-	-
Leasing	671.081	-	1.138.425	575.454
Totales	16.120.014	485.519.181	15.867.592	377.971.279

(*) Ver nota 15.2.7.

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

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa nominal	Garantía	31 de diciembre 2014								
					Corriente			No Corriente					Total No Corriente
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	
								Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años		
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
Chile	UF	Anual	0,88%	Sin Garantía	-	3.721.421	3.721.421	3.655.517	3.655.517	3.655.517	-	-	10.966.551
Chile	UF	Semestral	3,00%	Sin Garantía	2.223.159	2.052.260	4.275.419	3.923.035	4.046.471	4.069.336	4.092.973	-	16.131.815
Chile	UF	Semestral	3,60%	Sin Garantía	245.577	-	245.577	-	-	-	-	23.738.184	23.738.184
Chile	UF	Semestral	3,75%	Sin Garantía	-	378.914	378.914	-	-	-	-	60.139.553	60.139.553
Chile	UF	Semestral	3,20%	Sin Garantía	389.392	-	389.392	-	-	-	-	48.549.027	48.549.027
Chile	UF	Semestral	3,00%	Sin Garantía	188.909	-	188.909	-	-	-	-	24.375.784	24.375.784
Chile	UF	Semestral	2,50%	Sin Garantía	77.736	-	77.736	-	4.649.348	9.233.195	9.233.807	13.851.808	36.968.158
Chile	UF	Semestral	4,00%	Sin Garantía	-	1.919.171	1.919.171	-	-	-	-	97.349.195	97.349.195
Chile	UF	Semestral	5,00%	Sin Garantía	-	2.357.946	2.357.946	-	-	-	8.955.300	84.676.956	93.632.256
Chile	UF	Semestral	3,90%	Sin Garantía	-	1.412.079	1.412.079	-	-	-	-	73.668.658	73.668.658
Totales					3.124.773	11.841.791	14.966.564	7.578.552	12.351.336	16.958.048	22.282.080	426.349.165	485.519.181

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa nominal	Garantía	31 de diciembre 2013								
					Corriente			No Corriente					Total No Corriente
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	
								Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años		
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
Chile	UF	Anual	3,30%	Sin Garantía	-	3.616.672	3.616.672	3.398.393	3.473.864	3.473.864	3.473.864	-	13.819.985
Chile	UF	Semestral	3,00%	Sin Garantía	4.079.037	-	4.079.037	3.670.389	3.807.953	3.829.149	3.851.120	3.873.830	19.032.441
Chile	UF	Semestral	3,60%	Sin Garantía	232.439	-	232.439	-	-	-	-	22.440.802	22.440.802
Chile	UF	Semestral	3,75%	Sin Garantía	-	358.641	358.641	-	-	-	-	56.834.645	56.834.645
Chile	UF	Semestral	3,00%	Sin Garantía	-	1.510.794	1.510.794	1.331.975	1.331.975	1.331.975	1.331.975	9.989.811	15.317.711
Chile	UF	Semestral	4,00%	Sin Garantía	-	1.816.058	1.816.058	-	-	-	-	92.053.059	92.053.059
Chile	UF	Semestral	5,00%	Sin Garantía	-	2.232.079	2.232.079	-	-	-	-	88.199.397	88.199.397
Chile	UF	Semestral	3,90%	Sin Garantía	-	883.447	883.447	-	-	-	-	69.697.785	69.697.785
Totales					4.311.476	10.417.691	14.729.167	8.400.757	8.613.792	8.634.988	8.656.959	343.089.329	377.395.825

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

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2014								
					Corriente			No Corriente					
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	0,88%	Sin Garantía	-	3.721.421	3.721.421	3.655.517	3.655.517	3.655.517	-	-	10.966.551
SAESA	BONO SERIE I/N°664	UF	3,00%	Sin Garantía	2.223.159	2.052.260	4.275.419	3.923.035	4.046.471	4.069.336	4.092.973	-	16.131.815
SAESA	BONO SERIE J/N°665	UF	3,60%	Sin Garantía	245.577	-	245.577	-	-	-	-	23.738.184	23.738.184
SAESA	BONO SERIE L/N°397	UF	3,75%	Sin Garantía	-	378.914	378.914	-	-	-	-	60.139.553	60.139.553
SAESA	BONO SERIE O/N°742	UF	3,20%	Sin Garantía	389.392	-	389.392	-	-	-	-	48.549.027	48.549.027
FRONTEL	BONO SERIE A/N°416	UF	3,00%	Sin Garantía	188.909	-	188.909	-	-	-	-	24.375.784	24.375.784
FRONTEL	BONO SERIE C/N°662	UF	2,50%	Sin Garantía	77.736	-	77.736	-	4.649.348	9.233.195	9.233.807	13.851.808	36.968.158
ELECTRICAS	BONO SERIE E/N°646	UF	4,00%	Sin Garantía	-	1.919.171	1.919.171	-	-	-	-	97.349.195	97.349.195
ELECTRICAS	BONO SERIE D/ N°559	UF	5,00%	Sin Garantía	-	2.357.946	2.357.946	-	-	-	8.955.300	84.676.956	93.632.256
ELECTRICAS	BONO SERIE H/ N°762	UF	3,90%	Sin Garantía	-	1.412.079	1.412.079	-	-	-	-	73.668.658	73.668.658
Totales					3.124.773	11.841.791	14.966.564	7.578.552	12.351.336	16.958.048	22.282.080	426.349.165	485.519.181

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2013								
					Corriente			No Corriente					
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	3,30%	Sin Garantía	-	3.616.672	3.616.672	3.398.393	3.473.864	3.473.864	3.473.864	-	13.819.985
SAESA	BONO SERIE I/N°664	UF	3,00%	Sin Garantía	4.079.037	-	4.079.037	3.670.389	3.807.953	3.829.149	3.851.120	3.873.830	19.032.441
SAESA	BONO SERIE J/N°665	UF	3,60%	Sin Garantía	232.439	-	232.439	-	-	-	-	22.440.802	22.440.802
SAESA	BONO SERIE L/N°397	UF	3,75%	Sin Garantía	-	358.641	358.641	-	-	-	-	56.834.645	56.834.645
FRONTEL	BONO SERIE A/N°416	UF	3,00%	Sin Garantía	-	1.510.794	1.510.794	1.331.975	1.331.975	1.331.975	1.331.975	9.989.811	15.317.711
ELECTRICAS	BONO SERIE E/N°646	UF	4,00%	Sin Garantía	-	1.816.058	1.816.058	-	-	-	-	92.053.059	92.053.059
ELECTRICAS	BONO SERIE D/ N°559	UF	5,00%	Sin Garantía	-	2.232.079	2.232.079	-	-	-	-	88.199.397	88.199.397
ELECTRICAS	BONO SERIE H/ N°762	UF	3,90%	Sin Garantía	-	883.447	883.447	-	-	-	-	69.697.785	69.697.785
Totales					4.311.476	10.417.691	14.729.167	8.400.757	8.613.792	8.634.988	8.656.959	343.089.329	377.395.825

d) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones de leasing o arrendamiento financiero al 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013, es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	31 de diciembre 2014								
					Corriente			No corriente					
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
SAGESA	USD	SEMESTRAL	1,68%	Con Garantía	-	671.081	671.081	-	-	-	-	-	-
Totales					-	671.081	671.081	-	-	-	-	-	-

Nombre Empresa Deudora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	31 de diciembre 2013								
					Corriente			No corriente					
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
SAGESA	USD	SEMESTRAL	1,76%	Con Garantía	-	1.138.425	1.138.425	575.454	-	-	-	-	575.454
Totales					-	1.138.425	1.138.425	575.454	-	-	-	-	575.454

El valor presente de los pagos futuros relacionados con dichos contratos son los siguientes:

	31/12/2014			31/12/2013		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	671.081	-	671.081	1.160.666	22.241	1.138.425
Entre un año y dos años	-	-	-	580.333	4.879	575.454
Totales	671.081	-	671.081	1.740.999	27.120	1.713.879

e) 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 D

Consta del Contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, que consta de escritura pública de fecha 13 de octubre de 2008, otorgada en Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 26 de noviembre de 2008,

complementado por escritura pública de fecha 5 de diciembre de 2008, modificado por escritura pública de fechas 15 de marzo de 2012 y 13 de febrero de 2012, todas otorgadas en esa misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie D fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 559.

Con fecha 23 de diciembre de 2008, la Sociedad colocó los bonos Serie D, con cuyos fondos pagó anticipadamente un crédito sindicado por UF3.909.602, contraído con un grupo de bancos formado por el Banco de Chile, como Banco Agente, Banco BCI y el Banco Estado. La Sociedad colocó un total de 8.000 bonos de la serie D, por un monto total de UF 4.000.000, con las siguientes restricciones principales:

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

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes; y como “EBITDA ajustado consolidado” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 5,10.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la “inflación acumulada”. Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 4,74.
- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad y sus filiales disminuya de 1.400 GWh por año. En el año calendario 2014, la Sociedad distribuyó 3.229 GWh. En el año calendario 2013, la Sociedad distribuyó 3.060 GWh. Adicionalmente, en 2014 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2014 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie E

Consta del Contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, que consta en escritura pública de fecha 7 de octubre de 2010, otorgada en Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 8 de noviembre de 2010 en la misma

Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie D fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 646.

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

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

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

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 5,24.

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

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad. y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 4,74.

- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad y sus filiales disminuya de 1.400 GWh por año. En el año calendario 2014, la Sociedad distribuyó 3.229 GWh. En el año calendario 2013, la Sociedad distribuyó 3.060 GWh. Adicionalmente, en 2014 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2014 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie H

Consta del Contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y Banco Bice como Representante de los Tenedores de Bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 27 de junio de 2013, Repertorio N° 7.583-2013, modificada por Escritura Pública con fecha 2 de agosto de 2013 y complementado por Escritura Pública de fecha 23 de agosto de 2013, Repertorio N°10.133-2013, ambas en el misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie H fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 762.

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

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

Para estos efectos, se entenderá como “**Deuda Financiera Neta**” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a noventa días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura” que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros del Emisor. Para efectos de esta cláusula y la número Cuatro siguiente se entenderá como “**EBITDA Ajustado Consolidado**” la suma de los últimos doce meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior multiplicado por la suma de uno más el cincuenta por ciento de la Inflación Acumulada. Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 5,10.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA Ajustado Consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2.0, medido sobre cifras de los Estados Financieros del Emisor.

Para los efectos de la presente cláusula se entenderá como “**Gastos Financieros Netos**” la suma de los últimos doce meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos doce meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros del Emisor todo lo anterior multiplicado por la suma de uno más el cincuenta por ciento de la Inflación Acumulada. Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 4,74.

Al 31 de diciembre de 2014 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

En diciembre de 2009, Saesa en conjunto con sus filiales y relacionada Frontel, celebraron un contrato de línea de capital de trabajo con los bancos Corpbanca y BCI. Del contrato vigente, ambas sociedades se obligan a que Inversiones Eléctricas del Sur en su calidad de controladora mantenga las siguientes condiciones:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta /EBITDA menor a 6,75, calculados sobre los Estados Financieros Consolidados del Emisor. Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 5,24.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA/ Gatos Financieros Netos mayor a 2,0, calculados sobre los Estados Financieros Consolidados del Emisor. Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 4,74.

Al 31 de diciembre de 2014, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

Filial Saesa

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 diciembre de 2014 este indicador es de 0,89.
- Venta de activos esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad y sus filiales disminuya de 1000 GWh por año. En el año calendario 2014, la Sociedad y sus filiales distribuyeron 2.345 GWh. En el año calendario 2013 la Sociedad y sus filiales distribuyeron 2.235 GWh. Adicionalmente, en 2014 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 diciembre de 2014 este indicador es de 1,75.

Al 31 de diciembre de 2014 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie I

Consta del contrato de emisión de línea de bonos celebrado entre Saesa y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, por escritura pública de fecha 11 de febrero de 2012, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 8 de abril de 2012 y complementado por escritura pública de fecha 22 de septiembre de 2012, ambas otorgadas en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie 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 2012, la filial Saesa 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 3,50, 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 de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 1,75.

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

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 11,10.

Al 31 de diciembre de 2014 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie J

Consta del contrato de emisión de línea de bonos celebrado entre Saesa y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, por escritura pública de fecha 11 de febrero de 2012, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 8 de abril de 2012 y complementado por escritura pública de fecha 22 de septiembre de 2012, ambas otorgadas en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie J, fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 665.

Con fecha 5 de octubre de 2012, la filial Saesa efectuó la colocación del Bono Serie J en el mercado local, desmaterializados y al portador, por una suma total de 1.000.000 Unidades de Fomento, con las siguientes restricciones principales:

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

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

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros del Emisor. En el evento que el Instituto Nacional

de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 1,75.

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

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros del Emisor, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 11,10.

Al 31 de diciembre de 2014 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie L

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

Con fecha 20 de marzo de 2013, la filial Saesa efectuó la colocación del Bono Serie L en el mercado local, desmaterializado y al portador, por una suma total de 2.500.000 Unidades de Fomento, con las siguientes restricciones principales:

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

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

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el

Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros del Emisor. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 1,75.

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

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 11,10.

Al 31 de diciembre de 2014 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 diciembre de 2014 este indicador es de 1,70.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la “inflación acumulada”. Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 11,10.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

En diciembre de 2009, Saesa en conjunto con sus filiales y relacionada Frontel, celebraron un contrato de línea de capital de trabajo con los bancos Corpbanca y BCI. 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 diciembre de 2014 este indicador es de 0,89.
- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad y sus filiales disminuya de 1000 GWh por año. En el año calendario 2014, la Sociedad y sus filiales distribuyeron 2.345 GWh. En el año calendario 2013 la Sociedad y sus filiales distribuyeron 2.235 GWh. Adicionalmente, en 2014 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2014, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

Filial Frontel

Bono Serie C

Consta del contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 11 de febrero de 2011, modificada por Escrituras Públicas otorgadas en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 8 de abril de 2011 y 13 de mayo de 2013, y complementado por escritura pública de fecha 12 de mayo de 2014, otorgada en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie C, fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 662.

Con fecha 4 de junio de 2014, la Sociedad colocó un total de 3.000 bonos de la serie C, por un monto total de UF 1.500.000, con las siguientes restricciones principales:

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

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes, menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; y como “EBITDA ajustado consolidado” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 2,57.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la “inflación acumulada”. Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 12,59.

Al 31 de diciembre de 2014 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie G

Consta del contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 11 de febrero de 2011, modificada por Escrituras Públicas otorgadas en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 8 de abril de 2011 y 13 de mayo de 2013, y complementado por escritura pública de fecha 15 de septiembre de 2014, otorgada en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie G, fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 663.

Con fecha 27 de noviembre de 2014, la Sociedad colocó un total de 2.000 bonos de la serie G, por un monto total de UF 1.000.000, con las siguientes restricciones principales:

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

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes, menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros

Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; y como “EBITDA ajustado consolidado” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 2,57.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la “inflación acumulada”. Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 12,59.

Al 31 de diciembre de 2014 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente

Contrato Línea de Capital de Trabajo

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

- Razón de endeudamiento 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 diciembre de 2014 este indicador es de 0,64.
- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad disminuya de 400 GWh por año. En el año calendario 2014, la Sociedad distribuyó 884 GWh. Por el año calendario 2013, la Sociedad distribuyó 825 GWh. Adicionalmente, en 2014 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2014, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

15. Política de Gestión de Riesgos

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

Los principales riesgos a los cuales está expuesto 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 filial 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 filial 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, las filiales SGA y 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.

c) Fijación de tarifas de distribución

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

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

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

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

Respecto de la fijación de tarifa de SSAA, que se realiza cada cuatro años con ocasión del Proceso de fijación de VAD, este proceso finalizó el 14 de marzo de 2014 con la publicación del Decreto respectivo. Las nuevas tarifas implicaron una disminución de los Ingresos ordinarios de la Sociedad y sus filiales en un 0,6% anual (en base 2013)

d) Fijación de tarifas de subtransmisión

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

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

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

Mediante Resolución Exenta N°648 del 11 de diciembre de 2014 la CNE informa la recepción conforme de los Estudios.

Mediante Resolución Exenta N°697 del 26 de diciembre de 2014 y modificada mediante Resolución Exenta N°711 del 31 de diciembre de 2014 la CNE convoca a Audiencia Pública para que los Consultores presenten los resultados de los estudios.

Las audiencias públicas, donde se presentarán los resultados de los estudios se realizarán durante enero 2015.

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

e) Contratos de suministro

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

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, 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 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.

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

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.

f) Abastecimiento de energía

La seguridad de abastecimiento de energía para todo el SIC se podría ver afectada en años futuros, si se presentaran fallas prolongadas en centrales térmicas y/o problemas con el suministro de gas y/o problemas de sequía 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 de 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 a 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 Sagesa, SGA y STN 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 del Grupo son de un 4,2%. Las variaciones de patrimonio que puedan tener estas Sociedades por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

Al 31 de diciembre de 2014, las cuentas de balance de Sagesa presentan un exceso de pasivos sobre activos 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\$ 207.028, de cargo o abono según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

Así mismo, al 31 de diciembre de 2014, las cuentas de balance de SGA presentan un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos. Esta posición implica que por cada \$10 de variación en el tipo de cambio peso dólar se tendrá una variación en el resultado por diferencia de cambio de M\$ 138.299, de abono o cargo según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

También al 31 de diciembre de 2014, las cuentas de balance de STN presentan un exceso de pasivos sobre activos 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\$ 9.279, de cargo o abono según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

15.2.2. Variación UF

De los ingresos de la Sociedad y sus filiales, 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 y sus filiales mantienen deudas en UF y no administra el riesgo de esa variación en su balance.

El 99,9% de la deuda financiera está estructurada en UF, que según lo indicado es consistente con el perfil de flujos de la Sociedad y sus filiales.

La Sociedad y sus filiales realizaron 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\$ 2.542.560.

Tal como se mencionó en el punto anterior y debido a que STN tiene flujos futuros indexados fuertemente al dólar, según contratos de adjudicación, y que actualmente está en periodo de construcción del activo relacionado, la Sociedad ha 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	21.167.200

15.2.3. Tasa de interés

En la actualidad el 97% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija.

La Sociedad y sus filiales realizan un análisis de sensibilidad de las tasas variables con respecto a la TAB y Libo, suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir la variación positiva de un punto porcentual de la TAB y Libo 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\$147.763 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:

	31-12-2014	31-12-2013
Tasa Interés Variable	3%	5%
Tasa Interés Fija	97%	95%

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.

El 100% de deuda de la Sociedad está estructurada con vencimientos en el largo plazo, con servicio de deuda anuales y/o semestrales que sean inferiores a los flujos proyectados en escenarios conservadores, de forma de no tener riesgos de refinanciamiento en el corto ni en el largo plazo.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de la administración de caja conjunta con la matriz Grupo Saesa y las filiales Saesa y 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 de la Grupo.

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

A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de estas Sociedades, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

La Sociedad y sus filiales, de acuerdo con sus evaluaciones de flujo, puede optar por financiar algunas inversiones de largo plazo con crédito de corto y mediano plazo, principalmente por optar a condiciones de mercado más favorables, así como mantener deuda relacionadas con la matriz.

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 y sus filiales están expuestas 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 por cobrar provenientes de la actividad operacional de 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 y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

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

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

Respecto de las otras ventas tales como venta al detalle de productos y servicios, instalaciones eléctricas y construcciones de obras, la Política de la Sociedad y sus filiales establece plazos que van de 12 a 36 meses, para sus clientes de distribución eléctrica. En lo que respecta a la construcción de obras, que normalmente se construyen a organismos estatales, municipales o grandes clientes, la forma de pago considera cuotas que van de 36 a 96 meses. Estos montos son otorgados bajo condiciones de crédito de mercado y a clientes que cumplan con ciertos estándares de comportamientos históricos sin morosidad.

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

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	3%	33%
181 a 270	38%	66%
271 a 360	69%	66%
361 o más	100%	100%

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

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

Activos de carácter financiero:

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

15.2.6. Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

Activos financieros al 31/12/14	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	137.859.375	-	137.859.375
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas, corrientes	1.066.038	-	1.066.038
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	62.669.270	17.634.780	80.304.050
Otros Activos Financieros, No Corriente	8.529.196	-	8.529.196
Totales	210.123.879	17.634.780	227.758.659

Activos financieros al 31/12/13	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	97.721.880		97.721.880
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas, corrientes	613.863		613.863
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	3.871.759	26.841.135	30.712.894
Otros Activos Financieros, No Corriente	10.474.223		10.474.223
Totales	112.681.725	26.841.135	139.522.860

b) Pasivos Financieros

Pasivos financieros al 31/12/14	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados de cobertura M\$	Total M\$
Otros pasivos financieros, préstamos que devengan interés	501.156.826	482.369	501.639.195
Otros pasivos financieros, Derivado	-	-	-
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	60.508.628	-	60.508.628
Cuentas por pagar a empresas relacionadas, corrientes	27.798.617	-	27.798.617
Totales	589.464.071	482.369	589.946.440

Pasivos financieros al 31/12/13	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados de cobertura M\$	Total M\$
Otros pasivos financieros, préstamos que devengan interés	393.838.871	-	393.838.871
Otros pasivos financieros, Derivado	-	-	-
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	45.303.325	-	45.303.325
Cuentas por pagar a empresas relacionadas, corrientes	28.324.733	-	28.324.733
Totales	467.466.929	-	467.466.929

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.

La sociedad filial STN ha tomado instrumentos derivados de mencionados en la nota 2.15.4, correspondiente a swap de moneda.

El detalle de los instrumentos al 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

Empresa	Banco	Instrumento	Fecha inicio	Fecha vencimiento	Tenor (days)	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	860	0,00%	35.452	0,13%

La Sociedad clasifica sus coberturas como "Cobertura de Flujos de Caja":

Instrumento de cobertura	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$	Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de Cobertura
Cross Currency Swaps (*)	(482.369)	-	Flujo de UF	Riesgo de moneda	Flujo de caja
Total	(482.369)				

(*) 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 31.12.2014	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	3.237.634	3.237.634
Saldo en Bancos	1.801.118	1.801.118
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	122.545.541	122.545.541

Pasivos Financieros - al 31.12.2014	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Bonos	500.485.745	544.760.696
Leasing	671.081	670.328
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	60.508.628	60.508.628

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

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

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

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

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

Nivel 1: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante cuotas de mercados (sin ajustes) en mercado activos y considerando los mismos Activos y Pasivos valorizados.

Nivel 2: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante datos de cotizaciones de mercado, no incluidos en Nivel 1, que sean observables para los Activos y Pasivos valorizados, ya sea directamente (precios) o indirectamente (derivado de los precios).

Nivel 3: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante técnicas de valoración, que incluyan datos sobre los Activos y Pasivos valorizados, que no se basen en datos de mercados observables.

16. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

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

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Cuentas por pagar comerciales	56.420.978	40.973.850
Otras cuentas por pagar	4.087.650	4.329.475
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	60.508.628	45.303.325

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

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Proveedores por compra de energía y peajes	43.125.220	27.961.083
Proveedores por compra de combustible y gas	499.004	894.687
Cuentas por pagar importaciones en Tránsito	477.362	219.065
Cuentas por pagar bienes y servicios	12.319.392	11.899.015
Dividendos por pagar a terceros	132.346	130.393
Cuentas por pagar instituciones fiscales	273.363	266.441
Otras cuentas por pagar	3.681.941	3.932.641
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	60.508.628	45.303.325

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

Proveedores con pago al día	Saldo al				Saldo al			
	31/12/2014				31/12/2013			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	2.116.709	50.966.777	3.337.492	56.420.978	2.328.081	36.725.455	1.920.314	40.973.850
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Mas de 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales	2.116.709	50.966.777	3.337.492	56.420.978	2.328.081	36.725.455	1.920.314	40.973.850

17. Provisiones

17.1. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados

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

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corriente	
	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	1.225.950	1.117.243
Provisión por beneficios anuales	5.058.929	4.838.998
Totales	6.284.879	5.956.241

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

Movimientos en provisiones	Por vacaciones del personal M\$	Por beneficios anuales M\$	Total M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2014	1.117.243	4.838.998	5.956.241
Movimientos en provisiones			
Provisiones adicionales	-	432.241	432.241
Incremento (decremento) en provisiones existentes	347.776	4.362.475	4.710.251
Provisión utilizada	(239.069)	(4.574.785)	(4.813.854)
Total movimientos en provisiones	108.707	219.931	328.638
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	1.225.950	5.058.929	6.284.879

Movimientos en provisiones	Por vacaciones del personal M\$	Por beneficios anuales M\$	Total M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2013	1.249.721	3.853.378	5.103.099
Movimientos en provisiones			
Provisiones adicionales	1.538	78.707	80.245
Incremento (decremento) en provisiones existentes	400.352	3.973.150	4.373.502
Provisión utilizada	(534.368)	(3.066.237)	(3.600.605)
Total movimientos en provisiones	(132.478)	985.620	853.142
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	1.117.243	4.838.998	5.956.241

17.2. Otras provisiones a corto plazo

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

Otras provisiones a corto plazo	Corriente	
	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	343.849	840.684
Totales	343.849	840.684

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

Movimientos en provisiones	Por reclamaciones legales M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2014	840.684
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	69.137
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(254.774)
Provisión utilizada	(311.198)
Total movimientos en provisiones	(496.835)
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	343.849

Movimientos en provisiones	Por reclamaciones legales M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2013	1.135.486
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	150.307
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(159.921)
Provisión utilizada	(250.688)
Reversos de provisión no utilizada.	(34.500)
Total movimientos en provisiones	(294.802)
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	840.684

17.3. Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados

a) Beneficios de prestación definida:

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

El desglose de las provisiones no corrientes al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicio	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	6.863.880	6.036.390
Totales	6.863.880	6.036.390

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

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2014	6.036.390
Costo por intereses	590.190
Costo del servicio del año	532.823
Pagos en el año	(706.664)
Variación actuarial por cambio tasa	610.451
Variación actuarial por experiencia	(199.310)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	6.863.880

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo al 01 de enero de 2013	5.332.746
Costo por intereses	329.865
Costo del servicio del año	463.865
Pagos en el año	(184.735)
Variación actuarial por cambio tasa	57.438
Variación actuarial por experiencia	37.211
Saldo al 31 de diciembre de 2013	6.036.390

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

Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Costo por intereses	590.190	329.865
Costo del servicio del año	532.823	463.865
Total Gasto reconocido en el estado de resultados	1.123.013	793.730
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	411.141	94.649
Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	1.534.154	888.379

- d) Hipótesis actuariales utilizadas al 31 de diciembre de 2014 y 2013

Tasa de descuento (nominal)	5,94%
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

Al 31 de diciembre de 2014, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de 1 punto porcentual en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

Sensibilización de la tasa de descuento	Disminución de 1% M\$	Incremento de 1%
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos aumento / (disminución) de pasivo	687.869	(584.110)

Al 31 de diciembre de 2014, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de 1 punto porcentual en la tasa esperada de incremento salarial genera los siguientes efectos:

Sensibilización esperada de incremento salarial	Disminución de 1% M\$	Incremento de 1%
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos (disminución) / aumento de pasivo	(598.570)	691.776

17.4. Juicios y multas

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

a) Juicios

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

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapa Procesal	Monto M\$
SAESA	7° Juzgado Civil de Santiago	11661-11	Demanda civil por daños (Becerra con SAESA y otros)	Pendiente en primera instancia	24.627
SAESA	16° Juzgado Civil de Santiago	5054-2011	Demanda civil por daños (Medel con SAESA y otros)	Pendiente en primera instancia	24.627
SAESA	2° Juzgado Civil de Osorno	C-3395-2011	Demanda civil de indemnización de perjuicios (Riquelme con SAESA)	Pendiente en primera instancia.	24.627
SAESA	Juzgado de Policía Local de Río Bueno	1485-2011	Demanda del consumidor (Hott con SAESA)	Pendiente en primera instancia	33.000
SAESA	1° Juzgado Civil de Osorno	3379-2012	Demanda de indemnización de perjuicios (INELCO con SAESA)	Pendiente en primera instancia	1.131.332
SAESA	Juzgado de Letras de Puerto Varas	C-451-13	Demanda de indemnización de perjuicios (Navarro con Sossur, Timberlink y SAESA)	Pendiente en primera instancia	24.627
SAESA	2° Juzgado Civil de Puerto Montt	4127-2014	Indemnización de perjuicios en sede contractual, Constructora Bauen con SAESA.	Pendiente en primera instancia	14.452
SAESA	2° Juzgado Civil de Osorno	3832-2014	Servidumbre. Gómez con SAESA.	Pendiente en primera instancia	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	2° Juzgado Civil de Osorno	181-2014	Ruiz con SAESA. Servidumbre.	Pendiente en primera instancia	100.000
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 Civil de Castro	1589-2014	Indemnización de perjuicios (Ojeda con Saesa)	Pendiente en primera instancia	14.824
SAESA	Juzgado del Trabajo de Osorno	O-137-2014	Nullidad de despido	Pendiente en primera instancia	78.718
SAESA	Juzgado del Trabajo de Puerto Montt	T-28-2014	Tutela Laboral	Pendiente en primera instancia	5.000
FRONTEL	3° Juzgado civil de Temuco	1703-2010	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio. (Benavides y otros con FRONTEL)	Pendiente en segunda instancia.	24.627
FRONTEL	4° Juzgado Civil de Santiago	37020-2010	Demanda de indemnización de perjuicios (CELCO con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	2.903.336
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Osorno	2366-2011	Demanda de indemnización de perjuicios (Conejeros con FRONTEL)	Pendiente en segunda instancia	24.627
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Temuco	988-2013	Demanda de indemnización de perjuicios extracontractual. Incendio. (Peña con FRONTEL)	Pendiente en primera instancia	24.627
FRONTEL	Juzgado de Letras de Collipulli	114-2013	Demanda de indemnización de perjuicios extracontractual. Incendio.	Pendiente en primera instancia	170.000
FRONTEL	Primer Juzgado civil de Temuco	5829-2013	Cobro por reembolso	Pendiente en primera instancia	23.258
FRONTEL	Primer Juzgado de Letras de Angol	689-2013	Servidumbre (Leonelli con FRONTEL) (*)	Pendiente en primera instancia	399.854
FRONTEL	Primer Juzgado de Letras de Angol	688-2013	Servidumbre (Cortés con Frontel) (*)	Pendiente en primera instancia	278.315
FRONTEL	Primer Juzgado Civil de Osorno	2695-2013	Indemnización de perjuicios (Campos con Frontel)	Pendiente en primera instancia	24.627
FRONTEL	Juzgado Civil de Nacimiento	362-2013	Indemnización de perjuicios (Salazar con Frontel)	Pendiente en primera instancia	24.627
FRONTEL	Primer Juzgado de Letras de Angol	747-2013	Indemnización de perjuicios (Serv. Inmobiliaria con Frontel) (*)	Pendiente en primera instancia	623.558
FRONTEL	Juzgado de Letras de Purén	70-2013	Indemnización de Perjuicios (Serv. De la Cruz con Frontel) (*)	Pendiente en primera instancia	540.216
FRONTEL	Juzgado de Letras de Purén	67-2013	Indemnización de Perjuicios (Serv. San Martín con Frontel) (*)	Pendiente en primera instancia	603.036
FRONTEL	Juzgado de Letras de Angol	310-2014	Extinción de servidumbre (Cuevas con Frontel)	Pendiente en primera instancia	No determinado
FRONTEL	2° Juzgado Civil de Temuco	3007-2014	Indemnización de perjuicios (González con Frontel)	Pendiente en primera instancia	24.627
FRONTEL	Juzgado de Letras de Carahue	41-2014	Demanda de indemnización de perjuicios. Incendio.	Pendiente en primera instancia	25.832
FRONTEL	Juzgado Civil de Angol	C- 479-2014	Impugnación de tasación en indemnización Serv (Sierra Nevada con FRONTEL) (*)	Pendiente en primera instancia	64.891
EDELAYSEN	Juzgado de Letras de Chaitén	C-14-2013	Demanda de precario (Hechenleitner con EDELAYSEN)	Pendiente en segunda instancia	Indeterminado
LUZ OSORNO	2° Juzgado Civil de Osorno	C-81-2012	Demanda de indemnización de perjuicios (Sáez con SAESA)	Pendiente en primera instancia	64.405
LUZ OSORNO	Juzgado de Policía Local de Río Negro	50.685	Ley del consumidor. Recabarren.	Pendiente en primera instancia	24.627
STS	1° Juzgado Civil de Osorno	2164-2014	Impugnación de tasación en indemnización de perjuicios (Munzenmayer Con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	116.640
STS	1° Juzgado Civil de Osorno	1587-2014	Impugnación de tasación en indemnización de perjuicios (Canio Víctor y otros con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	90.086
STS	1° Juzgado Civil de Osorno	1585-2014	Impugnación de tasación en indemnización de perjuicios (Canio Esteban con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	40.456
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	2° Juzgado Civil de Osorno	2329-2014	Impugnación de tasación en indemnización de perjuicios (Otarola con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	56.464
STS	1 Juzgado Civil de Valdivia	3545-2014	Reivindicatoria.	Pendiente en primera instancia	N/A

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

Al 31 de diciembre de 2014, la Sociedad y sus filiales han realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación. 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 UF1.000.

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

b) Multas

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

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
SAESA	REX 954 de fecha 30.06.2014	VIALIDAD	Falta de permiso.	Judicializado.	17.279
SAESA	REX 955 de fecha 30.06.2014	VIALIDAD	Falta de permiso.	Judicializado.	30.239
SAESA	Res. Multa 1474 /2014 /078 de fecha 29.07.2014	DIR. TRABAJO	Laborales	Pendiente Recurso de Reposición	18.575
EDELAYSEN	REX 2629 de fecha 12.02.2014	SEC	Exceder índices de continuidad de suministro.	Pendiente Recurso de Reposición	1.037
Multas pendientes de resolución de años anteriores					
FRONTEL	Res. Ex. 2254 de fecha 25.11.2009	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	10.368
STS	Res. Ex. 096 DRX de fecha 08.06.2011	SEC	Mantenimiento	Judicializada	32.399
EDELAYSEN	Res. Ex. 96 DRX de fecha 20.06.2011	SEC	Infracción comunicación puesta en servicio	Judicializada	1.296
EDELAYSEN	Res. Ex. 830 de fecha 16.05.2012	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	3.110
EDELAYSEN	Res. Ex. 080 de fecha 31.07.2013	SEC	Calidad de Servicio	Pendiente Recurso de Reposición	4.320
LUZ OSORNO	Res. Ex. 2035 de fecha 28.08.2013	VIALIDAD	Falta de permiso de Vialidad.	Judicializada	10.800

El monto reconocido por provisiones en los estados financieros consolidados son, 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 obtendrán 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 diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No Corrientes	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$	M\$	M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	27.044.092	22.793.582	-	-
Otras obras de terceros	7.043.855	6.744.561	-	-
Ingresos anticipados por venta de peajes	-	-	11.757.727	11.580.292
Otros pasivos no financieros no corrientes (*)	-	-	4.709.992	1.929.254
Totales	34.087.947	29.538.143	16.467.719	13.509.546

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 2.18.2.

(*) Incluye participación en Eletrans S.A. por M\$3.518.619 al 31 de diciembre de 2014 y M\$1.621.801 al 31 de diciembre de 2013 y Eletrans II S.A. por M\$1.045.725 al 31 de diciembre de 2014 y M\$167.860 al 31 de diciembre de 2013. Ver Nota 32.

19. Patrimonio

19.1. Patrimonio neto de la Sociedad

19.1.1. Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el capital social de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. ascendía a M\$340.106.755. El capital está representado por 100 acciones serie A y 71.581.000 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 30 de abril de 2014 se aprobó el reparto de las utilidades correspondientes al ejercicio 2013, lo que significó la distribución de M\$24.127.175. Adicionalmente se acordó el pago de un dividendo provisorio de M\$1.872.825, con cargo a las utilidades del ejercicio 2014.

En Junta Ordinaria de Accionistas del 30 de abril de 2013 se aprobó el reparto de las utilidades correspondientes al ejercicio 2012 y años anteriores, lo que significó la distribución de M\$20.000.000.

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 ejercicios.

19.1.3. Otras reservas

El detalle al 31 de diciembre de 2014 de otras reservas, es el siguiente:

	Saldo al 01 de enero de 2014 M\$	Cambio en otras reservas			Saldo al 31 de diciembre de 2014 M\$
		Reservas por diferencias de conversión enero a diciembre de 2014 M\$	Reservas de cobertura M\$	Reservas de pérdidas actuariales M\$	
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(1.337.629)	4.460.442			3.122.813
Reservas de cobertura negocios conjuntos, neta de impuesto	(1.679.751)				(1.679.751)
Reservas de cobertura, neta de impuesto	2.466		(2.100.317)		(2.097.851)
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales	(136.557)			(296.366)	(432.923)
Otras reservas varias	10.806.918				10.806.918
Efecto Fusión STS y Sagesa (proforma)	9.870				9.870
Efecto fusión filiales 31.05.2011 (*)	19.506.605				19.506.605
Totales	27.171.922	4.460.442	(2.100.317)	(296.366)	29.235.681

Otras reservas varias por M\$10.806.918, está compuesta por M\$8.506.366 que corresponde a revalorización del capital pagado por el año 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros, y por M\$2.300.552, por efecto de absorción de su filial Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., realizada el 5 de diciembre de 2008. Esta última operación fue tratada como unificación de intereses por corresponder a empresas bajo control común.

El valor de M\$8.982 corresponde al efecto de la fusión de la filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. con la filial Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.

(*) El efecto por fusión de M\$19.506.605 se origina en la fusión por absorción de las sociedades filiales (Antigua Saesa y Antigua Frontel). Producto de lo anterior y de acuerdo a normas tributarias vigentes, se originaron beneficios tributarios que implicaron mayores activos por impuestos diferidos de M\$19.749.955. El monto restante por M\$243.350, corresponde al ajuste de participación de la Sociedad en Saesa y Frontel producto del canje de acciones, como consecuencia de la fusión materializada el 31 de mayo de 2012.

El detalle al 31 de diciembre de 2013 de otras reservas, es el siguiente:

	Saldo al 01 de enero de 2013 M\$	Cambio en otras reservas			Saldo al 31 de diciembre de 2013 M\$
		Reservas por diferencias de conversión enero a diciembre de 2013 M\$	Reservas de cobertura M\$	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales	
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(3.928.074)	2.590.445			(1.337.629)
Reservas de cobertura negocios conjuntos, neta de impuesto			(1.679.751)		(1.679.751)
Reservas de cobertura, neta de impuesto	(76.055)		78.521		2.466
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales	(60.701)			(75.856)	(136.557)
Otras reservas varias	10.806.918				10.806.918
Efecto Fusión STS y Sagesa (proforma)	9.870				9.870
Efecto fusión filiales 31.05.2011 (*)	19.506.605				19.506.605
Totales	26.258.563	2.590.445	(1.601.230)	(75.856)	27.171.922

19.1.4. Diferencias de conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de conversión netas de impuestos del estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	1.155.937	(116.077)
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	2.101.603	(1.230.417)
Eletrans S.A.	(121.552)	8.753
Eletrans II S.A.	(17.256)	112
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	4.081	-
Totales	3.122.813	(1.337.629)

19.1.5. Ganancias Acumuladas

Los saldos de Ganancias Acumuladas al 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia acumulada M\$
Saldo Inicial al 1/01/2014	17.678.419	373.036	18.051.455
Efecto en patrimonio Oficio N°856 SVS	(2.133.742)		(2.133.742)
Ganancia atribuibles a los propietarios de la controladora	12.408.484		12.408.484
Reverso provisión y pago de dividendo año anterior	(18.761.847)		(18.761.847)
Provisión dividendo mínimo del año	(1.849.721)		(1.849.721)
Saldo final al 31/12/2014	7.341.593	373.036	7.714.629

La utilidad distributable del ejercicio 2014, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2014, esto es M\$10.274.742 (se deduce el impacto relacionado con las diferencias en los activos y pasivos por impuestos diferidos generados por la aplicación de la Ley 20.780, Reforma Tributaria). Cabe mencionar que la Sociedad repartió M\$1.872.825 como dividendo provisorio con cargo a la utilidad distributable del ejercicio 2014, ya mencionado en Nota 19.1.2.

Los saldos de Ganancias Acumuladas al 31 de diciembre de 2013, es el siguiente:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia acumulada M\$
Saldo Inicial al 1/01/2013	16.539.706	373.036	16.912.742
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	24.127.175		24.127.175
Reverso provisión y pago de dividendo año anterior	(15.750.309)		(15.750.309)
Provisión dividendo mínimo del año	(7.238.153)		(7.238.153)
Saldo final al 31/12/2013	17.678.419	373.036	18.051.455

La utilidad distributable del ejercicio 2013, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2013, esto es M\$24.127.175.

19.2. Gestión de capital

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

19.3. Restricciones a la disposición de fondos

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

Al 31 de diciembre la cuenta de reserva especial no tiene saldo.

19.4. Patrimonio de participaciones no controladores

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de no controladores en el patrimonio al 31 de diciembre de 2014 y 2013 y los efectos en ganancia de los no controladores al 31 de diciembre de 2014 y 2013, son los siguientes:

RUT	Empresa	Participación en filiales		Patrimonio de filiales		Resultado de filiales		Participaciones No Controladores Patrimonio		Participaciones No Controladores Ganancia (pérdida)	
		31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
		%	%	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	6,79330	6,79330	69.388.782	67.307.169	5.056.105	4.823.666	4.713.789	4.572.377	343.476	327.686
77.683.400-9	SAGESA S.A.	0,00133	0,00133	26.013.368	23.037.663	96.647	(264.267)	345	306	1	(4)
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX LAGOS II S.A.)	0,08364	0,08364	400.721.981	383.997.885	27.373.266	26.968.636	335.178	321.188	22.895	22.557
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A. (EX LAGOS II S.A.)	0,68666	0,68666	155.220.900	157.453.915	6.325.250	9.072.888	1.065.839	1.081.171	43.432	62.299
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA.	0,07509	0,07509	26.363.606	23.339.687	156.729	(210.674)	19.797	17.525	117	(158)
77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	0,00001	0,00001	105.104.640	92.037.051	15.084.219	12.710.596	6	5	1	1
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA.	0,00290	0,00290	579.989.815	562.664.926	33.668.176	35.631.950	16.798	16.296	975	1.032
76.410.374-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL NORTE S.A.	10,00000	0,00000	(109.283)	-	(38.929)	-	-	(10.928)	-	(3.892)
Totales								6.140.824	6.008.868	407.005	413.413

20. Ingresos

El detalle de este rubro en las cuentas de resultados consolidados al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Venta de Energía	368.002.261	323.297.831
Ventas de energía	368.002.261	323.297.831
Otras Prestaciones y Servicios	7.604.334	8.535.732
Apoyos	581.505	1.278.677
Arriendo de medidores	1.215.984	1.376.789
Cortes y reposición	1.948.564	2.039.556
Pagos fuera de plazo	3.391.288	3.269.385
Otros	466.993	571.325
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	375.606.595	331.833.563

Otros Ingresos, por naturaleza	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Otros Ingresos		
Construcción de obras y trabajos a terceros	16.035.283	12.924.674
Venta de materiales y equipos	7.294.522	5.886.757
Arrendamientos	2.587.828	2.479.572
Intereses créditos y préstamos	957.062	903.977
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	6.553.217	5.378.982
Otros Ingresos	4.487.802	3.338.660
Total Otros ingresos, por naturaleza	37.915.714	30.912.622

21. Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Compras de energía y peajes	231.722.274	192.508.496
Combustibles para generación y materiales	26.852.809	28.985.521
Totales	258.575.083	221.494.017

22. Gastos de Personal

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Gastos de Personal	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	22.726.221	21.458.219
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	3.517.815	2.878.047
Gastos por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	1.213.284	584.893
Activación costo de personal	(2.434.322)	(2.338.528)
Totales	25.022.998	22.582.631

23. Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Depreciación y Amortización	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Depreciaciones	21.286.543	17.530.417
Amortizaciones de Intangibles	930.227	954.142
Pérdidas por deterioro	11.801	301.762
Totales	22.228.571	18.786.321

24. Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Operación y mantención sistema eléctrico	12.107.481	10.906.237
Sistema generación	2.530.289	2.786.851
Mantención medidores, ciclo comercial	8.207.748	8.438.354
Operación vehículos, viajes y viáticos	1.790.466	1.495.760
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	195.203	181.207
Provisiones y Castigos	1.698.745	1.630.254
Gastos de administración	11.022.986	8.735.849
Otros gastos por naturaleza	12.013.112	10.982.506
Totales	49.566.030	45.157.018

25. Resultados Financieros

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Ingresos Financieros	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	1.554.214	1.642.312
Otros ingresos financieros	774.345	230.066
Total Ingresos Financieros	2.328.559	1.872.378

Costos Financieros	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Gastos por préstamos bancarios	-	(2.155.990)
Gastos por bonos	(17.593.794)	(14.906.554)
Gastos por leaseback	(29.313)	(42.445)
Otros gastos financieros	(1.658.879)	(1.853.711)
Activación gastos financieros	987.091	1.582.264
Total Costos Financieros	(18.294.895)	(17.376.436)

Resultado por unidades de reajuste	(22.645.672)	(6.928.903)
Diferencias de cambio	246.395	(61.833)
Positivas	1.604.820	672.025
Negativas	(1.344.156)	(733.858)
Total Costos Financieros	(40.694.172)	(24.367.172)

Total Resultado Financiero	(38.365.613)	(22.494.794)
-----------------------------------	---------------------	---------------------

26. Información por Segmento

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

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

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

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

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

ACTIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		STN		ELIMINACIONES		TOTALES SAESA	
	31/12/14	31/12/13	31/12/14	31/12/13	31/12/14	31/12/13	31/12/14	31/12/13	31/12/14	31/12/13	31/12/14	31/12/13	31/12/14	31/12/13	31/12/14	31/12/13
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES																
Efectivo y equivalentes al efectivo	48.813.258	8.678.622	420.445	1.464.020	81.007	3.389.312	3.310.186	2.052.982	5.268.547	4.202.080	2.658.691	-	-	-	60.552.134	19.787.016
Otros activos financieros corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros activos no financieros corrientes	168.636	215.063	9.559	7.837	231.419	207.311	-	-	170.088	157.224	-	-	-	-	579.702	587.435
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	81.126.676	40.594.944	6.180.590	2.336.995	7.069.559	12.424.464	1.667.517	1.329.646	3.633.354	3.862.500	-	-	-	-	99.677.696	60.538.449
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	20.954.724	27.480.958	8.539	2.149	58.609	3.899	5.013.760	6.548.679	10.579.996	9.035.716	30.338	(34.049.235)	(41.462.892)	-	2.596.731	1.808.507
Inventarios corrientes	7.875.424	6.398.170	127.713	179.836	1.018.005	847.219	-	-	1.462.773	1.483.433	-	-	-	-	10.483.915	8.908.658
Activos por impuestos corrientes, corriente	1.273.273	1.969.303	52.990	52.990	54.244	232.540	-	197.485	1.065.655	879.417	579.500	-	-	-	3.025.662	3.331.735
Total de activos corrientes distintos de los activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios..	160.211.991	85.326.958	6.799.826	4.043.827	8.512.843	17.104.745	9.991.463	10.128.792	22.180.413	19.620.370	3.268.529	0	(34.049.235)	(41.462.892)	176.915.830	94.761.800
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	160.211.991	85.326.958	6.799.826	4.043.827	8.512.843	17.104.745	9.991.463	10.128.792	22.180.413	19.620.370	3.268.529	0	(34.049.235)	(41.462.892)	176.915.830	94.761.800
ACTIVOS NO CORRIENTE																
Otros activos financieros no corrientes	-	-	-	-	5.479.871	7.618.239	-	-	-	520.085	-	-	-	-	5.479.871	8.138.324
Otros activos no financieros, no Corrientes	507	507	-	-	59.429	59.429	80.833	69.890	1.059	1.059	-	-	-	-	141.828	130.885
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	10.282.271	10.485.632	160.722	93.597	482.777	71.033	-	-	435.899	95.021	-	-	-	-	11.361.669	10.745.283
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	193.551.890	178.344.992	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(193.551.890)	(178.344.992)	-	-	-
Activos intangibles distintos de la plusvalía	4.692.898	4.523.489	24.424	24.857	19.499.897	19.163.703	-	-	127.749	34.811	-	-	-	-	24.344.968	23.746.860
Plusvalía	174.416.006	174.416.006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	174.416.006	174.416.006
Propiedades, planta y equipo	141.084.774	137.329.206	15.705.405	15.753.144	198.085.990	126.270.078	-	-	57.416.919	56.513.319	3.341.567	-	-	-	356.634.655	335.865.747
Activos por impuestos diferidos	5.295.351	3.406.284	107.257	88.693	3.870.421	3.108.238	47.687	39.324	247.956	129.024	122.892	-	-	-	9.691.564	6.771.563
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	529.323.697	508.506.116	15.997.808	15.960.291	168.478.385	156.290.720	128.520	109.214	58.229.582	57.293.319	3.464.459	0	(193.551.890)	(178.344.992)	582.070.561	559.814.668
TOTAL ACTIVOS	689.535.688	593.833.074	22.797.634	20.004.118	176.991.228	173.395.465	10.119.983	10.238.006	80.409.995	76.913.689	6.732.988	0	-227.601.125	-219.807.884	758.986.391	654.576.468
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS																
PASIVOS CORRIENTES																
Otros pasivos financieros corrientes	9.010.723	8.286.789	-	-	-	-	-	-	-	-	482.369	-	-	-	9.493.092	8.286.789
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	35.336.511	21.990.796	2.061.517	1.180.782	3.561.189	4.580.489	1.085.341	1.431.200	1.872.741	1.997.301	33.145	-	-	-	43.950.444	31.180.568
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	49.585.609	41.179.726	2.688.471	1.020.515	45.762.517	53.396.079	453.677	554.354	1.478.845	1.564.179	6.326.757	(34.049.235)	(37.935.303)	-	72.246.441	56.251.961
Otras provisiones corrientes	140.969	193.089	17.425	24.904	31.618	234.515	-	-	15.575	16.778	-	-	-	-	205.587	539.108
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	2.274.083	1.051.243	333.245	321.269	115.251	2.655.373	189.670	23	262.064	138.618	-	-	-	-	3.174.313	4.166.526
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	3.396.344	3.120.072	103.120	89.329	522.017	490.771	-	-	361.547	378.693	0	0	-	-	4.383.028	4.078.865
Otros pasivos no financieros corrientes	21.157.841	16.769.064	355.957	459.390	778.527	663.812	-	-	498.677	448.621	-	-	-	-	22.821.402	18.365.887
Total Pasivos Corrientes en Operación	120.902.080	92.610.779	5.589.735	3.096.189	50.771.519	62.026.039	1.728.688	2.055.399	4.489.449	4.544.190	6.842.271	0	-34.049.235	-41.462.892	156.274.507	122.869.704
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	120.902.080	92.610.779	5.589.735	3.096.189	50.771.519	62.026.039	1.728.688	2.055.399	4.489.449	4.544.190	6.842.271	0	-34.049.235	-41.462.892	156.274.507	122.869.704
PASIVOS NO CORRIENTES																
Otros pasivos financieros no corrientes	159.525.130	112.127.873	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	159.525.130	112.127.873
Pasivo por impuestos diferidos	196.721	138.397	1.160.994	941.429	8.773.544	7.291.349	-	-	6.082.604	4.745.592	-	-	-	-	16.213.863	13.116.767
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	3.510.374	3.152.693	68.685	50.126	492.025	372.402	-	-	425.973	294.494	-	-	-	-	4.497.057	3.869.715
Otros pasivos no financieros no corrientes	4.679.402	1.805.447	434	364	11.849.500	11.668.624	-	-	23.187	22.244	-	-	(98.355)	-	16.454.168	13.496.679
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	167.911.627	117.224.410	1.230.113	991.919	21.115.069	19,332.375	-	-	6.531.764	5,062.330	0	0	98.355	-	196,690.218	142,611,034
TOTAL PATRIMONIO NETO	400,721,981	383,997,885	15,977,786	15,916,010	105,104,640	92,037,051	8,391,295	8,182,607	69,388,782	67,307,169	-109,283	0	-193,453,535	-178,344,992	406,021,666	389,095,730
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	689,535,688	593,833,074	22,797,634	20,004,118	176,991,228	173,395,465	10,119,983	10,238,006	80,409,995	76,913,689	6,732,988	0	-227,601,125	-219,807,884	758,986,391	654,576,468

ACTIVOS	FRONTEL		SAGESA		ELIMINACIONES		EMPRESAS HOLDING		TOTALES	
	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
ACTIVOS CORRIENTES										
Activos Corrientes en Operación										
Efectivo y equivalentes al efectivo	17.899.767	9.303.533	352.851	401.703	-	-	1.499.298	1.220.642	80.304.050	30.712.894
Otros activos financieros corrientes	-	-	133.512	115.464	-	-	-	-	133.512	115.464
Otros activos no financieros corrientes	151.786	135.403	331.953	303.126	-	-	-	-	1.063.441	1.025.964
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	21.780.568	23.283.849	1.087.287	940.343	-	-	-	-	122.545.541	84.762.641
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	85.384	8.558	1.062.338	1.299.547	(80.912.891)	(100.703.803)	78.234.476	98.401.054	1.066.038	613.863
Inventarios corrientes	4.387.313	3.634.467	899.329	834.456	-	-	-	-	15.770.557	13.377.581
Activos por Impuestos corrientes, corriente	389.555	728.731	3.098	2.803	-	-	3.821.303	3.710.904	7.238.618	7.774.173
Total de activos corrientes distintos de los activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	44.694.373	37.094.541	3.870.368	3.897.442	(80.912.891)	(100.703.803)	83.555.077	103.332.600	228.122.757	138.382.580
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	44.694.373	37.094.541	3.870.368	3.897.442	(80.912.891)	(100.703.803)	83.555.077	103.332.600	228.122.757	138.382.580
ACTIVOS NO CORRIENTE										
Otros activos financieros no corrientes	-	-	3.049.325	2.335.899	-	-	-	-	8.529.196	10.474.223
Otros activos no financieros, no Corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	141.828	130.895
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	3.841.611	2.184.390	110.554	29.566	-	-	-	-	15.313.834	12.959.239
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	129.742	116.459	-	-	(1.187.468.531)	(1.149.583.053)	1.187.338.789	1.149.466.594	-	-
Activos intangibles distintos de la plusvalía	5.876.486	4.780.022	-	-	-	-	-	-	30.221.454	28.526.882
Plusvalía	57.029.460	57.029.460	-	-	-	-	-	-	231.445.466	231.445.466
Propiedades, planta y equipo	143.892.937	141.025.770	37.879.459	31.305.678	-	-	-	-	538.407.051	508.197.195
Activos por impuestos diferidos	972.094	834.133	4.767.639	3.914.501	-	-	1.641	1.244	15.432.938	11.521.441
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	211.742.330	205.970.234	45.806.977	37.585.644	(1.187.468.531)	(1,149,583,053)	1,187,340,430	1,149,467,838	839,491,767	803,255,331
TOTAL ACTIVOS	256,436,703	243,064,775	49,677,345	41,483,086	(1,268,381,422)	(1,250,286,856)	1,270,895,507	1,252,800,438	1,067,614,524	941,637,911
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS										
PASIVOS CORRIENTES										
Otros pasivos financieros corrientes	266.645	1.510.794	671.081	1.138.425	-	-	5.689.196	4.931.584	16.120.014	15.867.592
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	14.886.685	12.533.485	1.368.375	1.289.671	-	-	303.124	299.601	60.508.628	45.303.325
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	5.692.020	36.763.971	14.541.904	10.260.093	(80.912.891)	(100.703.803)	16.230.943	25.752.511	27.798.617	28.324.733
Otras provisiones corrientes	138.262	301.576	-	-	-	-	-	-	343.849	840.684
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	910.875	1.485.799	2.725	7.518	-	-	92.338	116.585	4.180.251	5.776.428
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	1.769.202	1.716.122	132.649	161.254	-	-	-	-	6.284.879	5.956.241
Otros pasivos no financieros corrientes	11.266.545	11.172.256	-	-	-	-	-	-	34.087.947	29.538.143
Total Pasivos Corrientes en Operación	34,930,234	65,484,003	16,716,734	12,856,961	(80,912,891)	(100,703,803)	22,315,601	31,100,281	149,324,185	131,607,146
Pasivos Incluidos en Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	34,930,234	65,484,003	16,716,734	12,856,961	(80,912,891)	(100,703,803)	22,315,601	31,100,281	149,324,185	131,607,146
PASIVOS NO CORRIENTES										
Otros pasivos financieros no corrientes	61.343.942	15.317.711	-	575.454	-	-	264.650.109	249.950.241	485.519.181	377.971.279
Pasivo por impuestos diferidos	2.684.251	2.786.961	6.824.245	4.875.651	-	-	519.311	415.171	26.241.670	21.174.550
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	2.244.031	2.029.524	122.792	137.151	-	-	-	-	6.863.880	6.036.390
Otros pasivos no financieros no corrientes	13.345	12.661	206	206	-	-	-	-	16.467.719	13.509.546
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	66,285,569	20,126,857	6,947,243	5,588,462	-	-	265,169,420	250,365,412	535,092,450	418,691,765
TOTAL PATRIMONIO NETO	155,220,900	157,453,915	26,013,368	23,037,663	(1,187,468,531)	(1,149,583,053)	983,410,486	971,334,745	383,197,889	391,339,000
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	256,436,703	243,064,775	49,677,345	41,483,086	(1,268,381,422)	(1,250,286,856)	1,270,895,507	1,252,800,438	1,067,614,524	941,637,911

	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		STN	
Estado Resultados Integrales	01/01/2014 al	01/01/2013 al	01/01/2014 al	01/01/2013 al	01/01/2014 al	01/01/2013 al	01/01/2014 al	01/01/2013 al	01/01/2014 al	01/01/2013 al	01/01/2014 al	01/01/2013 al
Ganancia (Pérdida)	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias	207.395.105	162.248.053	15.992.754	12.348.670	26.167.971	23.283.611	18.677.695	26.211.335	18.752.045	17.914.883	-	-
Otros ingresos	20.525.972	16.432.804	654.327	835.072	1.529.040	1.346.347	87.481	286.059	1.186.064	1.078.221	-	-
Materias primas y consumibles utilizados	(167.393.877)	(124.687.957)	(11.496.236)	(8.623.928)	(299.484)	(552.252)	(17.142.763)	(25.326.140)	(6.237.218)	(6.516.312)	-	-
Gastos por beneficios a los empleados	(11.181.542)	(9.676.045)	(423.695)	(378.381)	(1.502.368)	(1.376.282)	-	-	(1.660.344)	(1.530.601)	-	-
Gasto por depreciación y amortización	(7.939.635)	(7.345.403)	(771.584)	(610.537)	(3.474.778)	(2.995.825)	-	-	(2.526.141)	(2.060.353)	-	-
Otros gastos, por naturaleza	(21.967.649)	(20.608.147)	(1.192.874)	(1.336.643)	(3.905.628)	(3.104.765)	(60.157)	(73.540)	(4.412.806)	(3.724.650)	(3.262)	-
Otras ganancias (pérdidas)	86.337	(16.964)	(16.457)	(2.383)	20.972	(1.580)	-	-	(14.903)	(7.440)	-	-
Ingresos financieros	1.119.876	2.136.590	39.570	32.727	821.558	410.719	371.658	493.397	635.407	610.526	7.477	-
Costos financieros	(6.195.054)	(6.955.322)	(26.857)	(161)	(1.534.555)	(1.617.736)	-	(47)	(1.540)	(1.441)	(43.234)	-
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	20.879.858	19.237.866	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diferencias de cambio	33.744	58.729	(6)	599	(4.012)	10.120	(1.262.181)	(726.404)	2	2.602	(14.269)	-
Resultados por unidades de reajuste	(6.501.529)	(2.196.143)	7.616	5.744	523.306	171.573	10.320	6.992	41.400	20.724	-	-
Ganancia antes de impuestos	28.861.606	28.628.061	2.766.558	2.270.779	18.342.022	15.573.930	682.053	871.652	5.761.966	5.786.159	(53.288)	0
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	(1.488.340)	(1.659.425)	(444.945)	(407.056)	(3.257.803)	(2.863.334)	(309.735)	(277.671)	(705.861)	(962.493)	14.359	-
Ganancia procedente de operaciones continuadas	27.373.266	26.968.636	2.321.613	1.863.723	15.084.219	12.710.596	372.318	593.981	5.056.105	4.823.666	(38.929)	0
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	27.373.266	26.968.636	2.321.613	1.863.723	15.084.219	12.710.596	372.318	593.981	5.056.105	4.823.666	(38.929)	0

	SAESA CONSOLIDADO		FRONTEL		SAGESA		EMPRESAS HOLDING		ELECTRICAS CONSOLIDADO	
Estado Resultados Integrales	01/01/2014 al	01/12/2013 al	01/01/2014 al	01/12/2013 al	01/01/2014 al	01/12/2013 al	01/01/2014 al	01/12/2013 al	01/01/2014 al	01/12/2013 al
Ganancia (Pérdida)	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias	286.985.570	242.006.552	88.581.296	89.817.955	9.423.018	15.875.295	-	-	375.606.595	331.833.563
Otros ingresos	23.982.884	19.978.503	12.035.244	9.342.671	1.897.586	1.591.448	-	-	37.915.714	30.912.622
Materias primas y consumibles utilizados	(202.569.578)	(165.706.589)	(58.849.857)	(59.459.381)	(6.538.937)	(12.194.286)	-	-	(258.575.083)	(221.494.017)
Gastos por beneficios a los empleados	(14.767.949)	(12.961.309)	(9.714.956)	(9.008.811)	(540.093)	(612.511)	-	-	(25.022.998)	(22.582.631)
Gasto por depreciación y amortización	(14.712.138)	(13.012.118)	(6.248.140)	(4.682.866)	(1.268.293)	(1.091.337)	-	-	(22.228.571)	(18.786.321)
Otros gastos, por naturaleza	(31.542.376)	(28.847.745)	(15.530.797)	(13.355.191)	(2.421.295)	(2.892.687)	(71.562)	(61.343)	(49.566.030)	(45.157.018)
Otras ganancias (pérdidas)	75.949	(28.367)	(50.174)	(21.119)	12.143	(64.583)	-	-	37.918	(183.069)
Ingresos financieros	1.576.887	1.469.118	685.842	416.301	7.955	16.422	57.875	(29.463)	2.328.559	1.872.378
Costos financieros	(6.382.581)	(6.359.866)	(1.828.694)	(1.876.228)	(1.293.329)	(1.205.592)	(8.790.291)	(7.934.750)	(18.294.895)	(17.376.436)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	(1.491.035)	(354.731)	17.818	15.198	-	-	35.443.200	35.893.142	(1.491.035)	(354.731)
Diferencias de cambio	(1.246.722)	(654.354)	(3.754)	(1.055)	1.496.871	593.576	-	-	246.395	(61.833)
Resultados por unidades de reajuste	(5.918.887)	(1.991.110)	(2.191.653)	(353.414)	(10.525)	11.805	(14.524.607)	(4.596.184)	(22.645.672)	(6.928.903)
Ganancia antes de impuestos	33.990.024	33.537.984	6.902.175	10.834.060	765.101	27.550	12.114.615	23.271.402	18.310.897	31.693.604
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	(6.192.325)	(6.169.979)	(576.925)	(1.761.172)	(668.454)	(291.817)	1.942.296	1.069.952	(5.495.408)	(7.153.016)
Ganancia procedente de operaciones continuadas	27.797.699	27.368.005	6.325.250	9.072.888	96.647	(264.267)	14.056.911	24.341.354	12.815.489	24.540.588
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas										
Ganancia (pérdida)	27.797.699	27.368.005	6.325.250	9.072.888	96.647	(264.267)	14.056.911	24.341.354	12.815.489	24.540.588

27. Hechos Posteriores

Con fecha 4 de marzo de 2015, la sociedad filial STS ha concurrido a la constitución de una sociedad anónima denominada "Sistema de Transmisión del Centro S.A." ("STC") con la finalidad de desarrollar, construir, poner en servicio, operar, mantener y administrar las instalaciones del proyecto denominado "Línea Alta Tensión 2x220 Kv San Fabián-Ancoa" y sus obras asociadas (el "Proyecto").

Para estos efectos, STS se ha asociado con Eléctrica Puntilla S.A. ("Puntilla"), quien será el otro accionista de STC y tendrá un 49,9% de participación en dicha sociedad. Puntilla ha pagado las acciones suscritas en STC mediante el aporte a dicha sociedad de todos los activos asociados al Proyecto de que era titular al 31 de enero del presente año. STS, a su vez, pagará el 50,1% del capital en STC suscrito por ella dentro del plazo de 3 años, a medida de que las necesidades sociales lo requieran. STS se ha comprometido a aportar, adicionalmente, los recursos adicionales que resulten necesarios para la construcción del Proyecto.

La participación de Puntilla en STC tendrá carácter transitorio, toda vez que se ha obligado a vender a STS o a un tercero designado por ésta su participación en STC desde la fecha de puesta en marcha del Proyecto y hasta seis meses después de dicha fecha, de conformidad a los términos y condiciones de los acuerdos suscritos entre las partes.

Se estima que el costo de la inversión total para la puesta en marcha del Proyecto asciende a 70 millones de Dólares.

En el período comprendido entre el 1 de enero de 2015 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, no han ocurrido otros hechos significativos que afecten a los mismos.

28. Medio Ambiente

El detalle de los costos ambientales al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Empresa que efectúa el desembolso	Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Saesa	Evaluación plan de manejo	Inversión	556	-
Saesa	Asesorías medioambientales	Costo	2.218	1.416
Saesa	Gestión de residuos	Costo	2.635	395
Saesa	Reforestaciones	Inversión	11.919	16.991
Saesa	Otros gastos medioambientales	Costo	512	392
Saesa	Proyectos de inversión	Inversión	43.764	-
STS	Evaluación plan de manejo	Inversión	1.443	5.852
STS	Asesorías medioambientales	Costo	3.387	1.627
STS	Gestión de residuos	Costo	-	1.730
STS	Reforestaciones	Inversión	12.330	72.310
STS	Otros gastos medioambientales	Costo	75	41
STS	Permisos sectoriales y otros	Inversión	2.540	-
STS	Proyectos de inversión	Inversión	85.258	100.447
Edelaysen	Asesorías medioambientales	Costo	3.323	154
Edelaysen	Gestión de residuos	Costo	5.962	7.115
Edelaysen	Otros gastos medioambientales	Costo	96	-
Edelaysen	Proyectos de inversión	Inversión	11.505	12.544
Frontel	Evaluación plan de manejo	Inversión	2.824	2.014
Frontel	Asesorías medioambientales	Costo	5.838	213
Frontel	Gestión de residuos	Costo	625	1.771
Frontel	Reforestaciones	Inversión	21.839	37.577
Frontel	Otros gastos medioambientales	Costo	448	301
Frontel	Proyectos de inversión	Inversión	65.939	73.832
Sagesa	Asesorías medioambientales	Costo	7.543	2.142
Sagesa	Gestión de residuos	Costo	23.157	19.849
Sagesa	Otros gastos medioambientales	Costo	117	161
Sagesa	Proyectos de inversión	Inversión	21.309	70.732
Totales			337.162	429.606

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.

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

29.1. Garantías comprometidas con terceros

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

Las garantías entregadas al 31 de diciembre de 2014 son las siguientes:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Activos comprometidos				2014	2015	2016	2017	2018	2019
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Valor contable	Total						
Gobierno Regional de la Araucanía	Frontel	Garantía obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos		4.290.689	-	2.805.991	1.160.222	324.476	-	-
Gobierno Regional del Bío Bío	Frontel	Garantía obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos		4.951.422	-	4.059.677	652.993	238.752	-	-
Municipalidad de Tucapel	Frontel	Garantía obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos		42.494	-	42.494	-	-	-	-
Director de Vialidad	Frontel	Garantía obra en construcción	Boleta de garantía	UF		171.449	-	171.449	-	-	-	-
Director de Vialidad Región de la Araucanía	Frontel	Garantía obra en construcción	Boleta de garantía	UF		52.803	-	52.803	-	-	-	-
Director de Vialidad Región del Bío Bío	Frontel	Garantía obra en construcción	Boleta de garantía	UF		113.829	-	80.164	33.665	-	-	-
Empresa Transmisora Valle Allipén	Frontel	Garantía obra en construcción	Boleta de garantía	UF		345.395	-	345.395	-	-	-	-
Municipalidad de Quilacó	Frontel	Garantía obra en construcción	Boleta de garantía	UF		28.756	-	28.756	-	-	-	-
Gobierno Regional de la Araucanía	Saesa	Garantía obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos		320.706	-	320.706	-	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Saesa	Garantía obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos		13.991.854	-	3.539.285	9.768.407	684.162	-	-
Gobierno Regional de los Ríos	Saesa	Garantía obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos		8.642.351	-	1.376.927	2.337.739	4.927.685	-	-
Intero Municipalidad de Puerto Octay	Saesa	Garantía obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos		500	-	500	-	-	-	-
Consortio Viaducto Chaminá S.A.	Saesa	Garantía obra en construcción	Boleta de garantía	UF		74.148	-	74.148	-	-	-	-
Director de Vialidad	Saesa	Garantía obra en construcción	Boleta de garantía	UF		463.531	-	442.598	20.933	-	-	-
Municipalidad de Osorno	Saesa	Garantía obra en construcción	Boleta de garantía	UF		325.533	-	325.533	-	-	-	-
Municipalidad de Puerto Montt	Saesa	Garantía obra en construcción	Boleta de garantía	UF		159.282	-	79.641	79.641	-	-	-
Municipalidad de Río Bueno	Saesa	Garantía obra en construcción	Boleta de garantía	UF		23.840	-	23.840	-	-	-	-
Seruco Chile	Saesa	Garantía obra en construcción	Boleta de garantía	UF		1.492	-	1.492	-	-	-	-
Seruco Región de los Lagos	Saesa	Garantía obra en construcción	Boleta de garantía	UF		125.589	-	19.898	105.691	-	-	-
Chilquinta Energía S.A.	Saesa	Garantía obra en construcción	Boleta de garantía	USD		4.004.550	-	-	-	-	1.795.980	2.208.570
Minera Escondida Ltda	Saesa	Garantía obra en construcción	Boleta de garantía	USD		345.848	-	345.848	-	-	-	-
Ministerio de Energía	Saesa	Garantía obra en construcción	Boleta de garantía	USD		3.039.818	-	3.039.818	-	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Edeleyen	Garantía obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos		408.759	-	-	408.759	-	-	-
Director de Vialidad	Edeleyen	Garantía obra en construcción	Boleta de garantía	UF		22.164	-	22.164	-	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Luz Osorno	Garantía obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos		772.321	-	151.035	621.286	-	-	-
Director de Vialidad	Luz Osorno	Garantía obra en construcción	Boleta de garantía	UF		78.216	-	78.216	-	-	-	-
Director de Vialidad	STS	Garantía obra en construcción	Boleta de garantía	UF		7.487	-	7.487	-	-	-	-
Director de Vialidad Ministerio Obras Públicas	STS	Garantía obra en construcción	Boleta de garantía	UF		4.066	-	4.066	-	-	-	-
Totales						42.808.692	-	17.415.891	14.183.131	7.205.120	1.795.980	2.208.570

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

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

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

Durante el año 2013 en el marco de la presentación a la propuesta de los proyectos Nueva Línea 1x 220 KV A. Melipilla – Rapel y Nueva Línea 2x220 KV Lo Aguirre – A. Melipilla el Consorcio conformado por la filial Saesa y Chilquinta debió presentar a la autoridad boletas de garantía bancarias por seriedad de la propuesta y para constitución de Sociedad Anónima 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\$4.004.550 al 31 de diciembre de 2014.

Según lo indicado en Nota N° 12 de Propiedades, Planta y Equipo, la filial Sagesa hipotecó a favor de Banco Corpbanca el terreno donde se encuentra instalada una turbina obtenida bajo modalidad de arrendamiento financiero. Esta garantía tiene la misma duración que el contrato de leasing, es decir vence en el año 2015, y su valor contable al 31 de diciembre de 2014 es de M\$220.624 y M\$190.756 en diciembre 2013. El saldo por pagar del contrato de Leasing es de M\$671.081 en diciembre 2014 y M\$1.713.879 en diciembre 2013.

30. Caucciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2014, la Sociedad ha recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar, principalmente, el cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, por un total de M\$ 11.982.625.

31. Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

31/12/2014											
RUT	NOMBRE	PAÍS ORIGEN	RELACIÓN DE LA NATURALEZA	TIPO MONEDA	ACTIVOS CORRIENTES M\$	ACTIVOS NO CORRIENTES M\$	PASIVOS CORRIENTES M\$	PASIVOS NO CORRIENTES M\$	INGRESOS ORDINARIOS M\$	GANANCIA (PÉRDIDA) NETA M\$	RESULTADO INTEGRAL TOTAL M\$
77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	8.512.843	168.478.385	50.771.519	21.115.069	26.167.971	15.084.219	15.036.690
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	22.180.413	58.229.582	4.489.449	6.531.764	18.752.045	5.056.105	5.008.338
96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	6.799.826	15.997.808	5.589.735	1.230.113	15.992.754	2.321.613	2.318.492
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A	CHILE	FILIAL	DÓLAR	9.991.463	128.520	1.728.688	-	18.677.695	372.318	1.645.442
76.410.374-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL NORTE S.A	CHILE	FILIAL	DÓLAR	2.689.046	3.464.459	6.262.788	-	-	(38.929)	(408.226)
76.186.388-6	SAGESA S.A	CHILE	FILIAL	DÓLAR	3.870.368	45.806.977	16.716.734	6.947.243	9.423.018	96.647	3.420.808
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	176.915.830	582.070.561	156.274.507	196.690.218	286.985.570	27.797.699	26.541.468
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	44.694.373	211.742.330	34.930.234	66.285.569	88.581.296	6.325.250	6.282.343
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA	CHILE	FILIAL	DÓLAR	20.984.576	228.552.956	78.854.516	6.947.243	9.423.018	125.910	3.477.522
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	235.706.042	839.491.767	219.131.765	269.923.030	375.606.595	34.074.518	36.098.935

31/12/2013											
RUT	NOMBRE	PAÍS ORIGEN	RELACIÓN DE LA NATURALEZA	TIPO MONEDA	ACTIVOS CORRIENTES M\$	ACTIVOS NO CORRIENTES M\$	PASIVOS CORRIENTES M\$	PASIVOS NO CORRIENTES M\$	INGRESOS ORDINARIOS M\$	GANANCIA (PÉRDIDA) NETA M\$	RESULTADO INTEGRAL TOTAL M\$
77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	17.104.745	156.290.720	62.026.039	19.332.375	23.283.611	12.710.596	12.741.382
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	19.620.370	57.293.319	4.544.190	5.062.330	17.914.883	4.823.666	4.824.495
96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	4.043.827	15.960.291	3.096.189	991.919	12.348.670	1.863.723	1.865.580
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A	CHILE	FILIAL	DÓLAR	10.128.792	109.214	2.055.399	-	26.211.335	593.981	1.285.370
76.186.388-6	SAGESA S.A	CHILE	FILIAL	DÓLAR	3.897.442	37.585.644	12.856.961	5.588.462	15.875.295	(264.267)	(1.183.946)
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	94.761.799	559.814.668	122.869.703	142.611.034	242.006.552	27.388.005	21.208.617
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	37.094.541	205.970.234	65.484.003	20.126.857	89.817.955	9.072.888	9.123.032
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA	CHILE	FILIAL	DÓLAR	3.931.657	37.995.484	12.975.647	5.588.462	15.875.295	(210.942)	1.679.522
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	146.670.626	803.255.331	212.916.007	168.326.353	331.833.563	36.044.293	36.958.663

32. Información Financiera Resumida de Negocios Conjuntos

La filial 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 diciembre de 2014 y 2013:

ACTIVOS	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES	6.125,87	11.095,70	3.716.872	5.820.915
ACTIVOS NO CORRIENTES	54.294,15	11.147,99	32.942.976	5.848.347
TOTAL ACTIVOS	60.420,02	22.243,69	36.659.848	11.669.262

PATRIMONIO Y PASIVOS	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES	6.008,41	240,65	3.645.603	126.247
PASIVOS NO CORRIENTES	66.009,86	28.185,92	40.051.483	14.786.616
PATRIMONIO	(11.598,25)	(6.182,88)	(7.037.238)	(3.243.601)
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	60.420,02	22.243,69	36.659.848	11.669.262

Estado de Resultados Integrales	01/01/2014 al	01/01/2013 al	01/01/2014 al	01/01/2013 al
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Ganancia (pérdida)	MUSD	MUSD	M\$	M\$
Otros ingresos	17,04	0,85	9.496	403
Otros gastos, por naturaleza	(456,54)	(295,78)	(261.687)	(146.560)
Ingresos financieros	160,99	123,94	89.395	63.677
Costos financieros	(569,62)	(398,35)	(279.297)	(200.053)
Diferencias de cambio	(3.482,33)	(1.053,66)	(1.877.245)	(538.424)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(4.330,46)	(1.623,00)	(2.319.338)	(820.957)
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	814,57	325,27	431.895	164.618
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	(3.515,89)	(1.297,73)	(1.887.443)	(656.339)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas				
Ganancia (pérdida)	(3.515,89)	(1.297,73)	(1.887.443)	(656.339)

Estado del Resultado Integral	01/01/2014 al	01/01/2013 al	01/01/2014 al	01/01/2013 al
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
Ganancia (Pérdida)	(3.515,89)	(1.297,73)	(1.887.443)	(656.339)
Otro resultado integral				
Coberturas del flujo de efectivo				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	(3.608,37)	(7.306,59)	(2.789.542)	(3.833.110)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo	(3.608,37)	(7.306,59)	(2.789.542)	(3.833.110)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	721,67	1.461,32	557.908	766.622
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período	721,67	1.461,32	557.908	766.622
Otro Resultado Integral	(2.886,70)	(5.845,27)	(2.231.634)	(3.066.488)
Resultado Integral Total	(6.402,59)	(7.143,00)	(4.119.077)	(3.722.827)

Al 31 de diciembre de 2014, debido al patrimonio negativo de Eletrans S.A., la Sociedad registra la inversión en la cuenta otros pasivos no financieros no corrientes por un valor de M\$3.518.619 y al 31 de diciembre de 2013, M\$1.621.801.

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

ACTIVOS	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES	14.473,18	3.902,61	8.781.602	2.047.348
ACTIVOS NO CORRIENTES	14.417,97	3.665,40	8.748.103	1.922.905
TOTAL ACTIVOS	28.891,15	7.568,01	17.529.705	3.970.253

PATRIMONIO Y PASIVOS	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES	28.794,93	7.493,15	17.471.324	3.930.981
PASIVOS NO CORRIENTES	3.543,19	714,80	2.149.830	374.991
PATRIMONIO	(3.446,97)	(639,94)	(2.091.449)	(335.719)
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	28.891,15	7.568,01	17.529.705	3.970.253

Estado de Resultados Integrales	01/01/2014 al	01/01/2013 al	01/01/2014 al	01/01/2013 al
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Ganancia (pérdida)	MUSD	MUSD	M\$	M\$

Otros ingresos	27,15	-	16.310	-
Otros gastos, por naturaleza	(184,16)	(8,83)	(109.160)	(4.646)

Ingresos financieros	309,01	36,84	177.664	18.956
Costos financieros	(451,74)	(100,20)	(246.604)	(51.457)
Diferencias de cambio	(2.135,53)	(54,36)	(1.216.061)	(29.257)

Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(2.435,27)	(126,55)	(1.377.851)	(66.404)
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	500,55	25,31	283.225	13.281
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	(1.934,72)	(101,24)	(1.094.626)	(53.123)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas				
Ganancia (pérdida)	(1.934,72)	(101,24)	(1.094.626)	(53.123)

Estado del Resultado Integral	01/01/2014 al	01/01/2013 al	01/01/2014 al	01/01/2013 al
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
	MUSD	MUSD	M\$	M\$

Ganancia (Pérdida)	(1.934,72)	(101,24)	(1.094.626)	(53.123)
Otro resultado integral				
Coberturas del flujo de efectivo				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos	(2.830,81)	(698,38)	(1.299.734)	(366.375)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo	(2.831)	(698,38)	(1.299.734)	(366.375)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	764,32	139,68	350.928	73.275
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período	764,32	139,68	350.928	73.275
Otro Resultado Integral	(2.066,49)	(558,70)	(948.806)	(293.100)
Resultado Integral Total	(4.001,21)	(659,94)	(2.043.432)	(346.223)

Al 31 de diciembre de 2014, debido al patrimonio negativo de Eletrans II S.A., la Sociedad registra la inversión en la cuenta otros pasivos no financieros no corrientes por un valor de M\$1.045.725 y al 31 de diciembre de 2013, M\$167.860.

33. Información Adicional sobre Deuda Financiera

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

a) Bonos

Resumen de Bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente						
			Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	al 31/12/2014	M\$
			Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	a131/12/2014	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años		
Chile	UF	3,00%	2.357.824	2.357.267	4.715.091	4.562.866	4.440.640	4.318.414	4.196.189	-	17.518.109	
Chile	UF	3,60%	439.368	439.368	878.736	878.737	878.737	878.737	878.737	31.437.335	34.952.283	
Chile	UF	3,75%	-	2.287.500	2.287.500	2.287.500	2.287.500	2.287.500	2.287.500	81.583.434	90.733.434	
Chile	UF	0,88%	-	3.824.096	3.824.096	3.791.588	3.759.081	3.726.573	-	-	11.277.242	
Chile	UF	3,20%	781.862	781.862	1.563.724	1.563.723	1.563.723	1.563.723	1.563.723	73.100.978	79.355.970	
Chile	UF	2,50%	-	917.815	917.815	917.815	5.535.397	9.980.887	9.751.434	14.196.924	40.382.457	
Chile	UF	3,20%	390.931	390.931	781.862	781.862	781.862	781.862	781.862	33.032.107	36.159.555	
Chile	UF	5,00%	-	4.925.420	4.925.420	4.925.420	4.925.420	4.925.420	13.880.729	114.180.191	142.837.180	
Chile	UF	3,90%	-	2.881.371	2.881.371	2.881.371	2.881.371	2.881.371	2.881.371	114.220.489	125.745.973	
Chile	UF	4,00%	-	3.940.336	3.940.336	3.940.336	3.940.336	3.940.336	3.940.336	141.852.096	157.613.440	
Totales			3.969.445	22.745.966	26.715.411	26.531.218	30.994.067	35.284.823	60.161.881	643.603.554	736.575.543	

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente						
			Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	al 31/12/2013	M\$
			Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	a131/12/2013	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años		
Chile	UF	3,00%	2.289.534	2.260.608	4.550.142	4.434.434	4.318.749	4.203.063	4.087.378	3.971.693	21.015.317	
Chile	UF	3,60%	415.866	415.866	831.732	831.732	831.732	831.732	831.732	30.587.178	33.914.106	
Chile	UF	3,75%	-	2.165.120	2.165.120	2.165.120	2.165.120	2.165.120	2.165.120	79.383.872	88.044.352	
Chile	UF	3,30%	-	4.073.345	4.073.345	3.957.963	3.842.581	3.727.199	3.611.816	3.611.816	18.751.375	
Chile	UF	3,00%	913.875	903.968	1.817.843	1.778.193	1.738.520	1.698.871	1.658.198	11.193.134	18.067.916	
Chile	UF	3,00%	-	4.661.912	4.661.912	4.661.912	4.661.912	4.661.912	4.661.912	121.209.735	139.857.383	
Chile	UF	3,90%	-	2.265.410	2.265.410	2.272.219	2.272.219	2.272.219	2.272.219	110.836.958	121.745.834	
Chile	UF	4,00%	-	3.729.530	3.729.530	3.729.530	3.729.530	3.729.530	3.729.530	137.992.595	152.910.715	
Totales			3.619.275	20.475.759	24.095.034	24.286.103	24.015.363	23.744.646	23.473.905	498.786.981	594.306.998	

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	Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	al 31/12/2014	M\$
								Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	a131/12/2014	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años		
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE IN'665	Chile	UF	3,45%	3,00%	2.357.824	2.357.267	4.715.091	4.562.866	4.440.640	4.318.414	4.196.189	-	17.518.109	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE JN'397	Chile	UF	3,60%	3,60%	439.368	439.368	878.736	878.737	878.737	878.737	878.737	31.437.335	34.952.283	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE LN'301	Chile	UF	3,94%	3,75%	-	2.287.500	2.287.500	2.287.500	2.287.500	2.287.500	81.583.434	90.733.434		
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE GN'416	Chile	UF	1,23%	0,88%	-	3.824.096	3.824.096	3.791.588	3.759.081	3.726.573	-	11.277.242		
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE ON'742	Chile	UF	3,26%	3,20%	781.862	781.862	1.563.724	1.563.723	1.563.723	1.563.723	1.563.723	73.100.978	79.355.970	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	Chile	BONO SERIE CN'662	Chile	UF	2,39%	2,50%	-	917.815	917.815	917.815	5.535.397	9.980.887	9.751.434	14.196.924	40.382.457	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	Chile	BONO SERIE GN'663	Chile	UF	3,24%	3,20%	390.931	390.931	781.862	781.862	781.862	781.862	781.862	33.032.107	36.159.555	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A	Chile	BONO SERIE DN'559	Chile	UF	5,57%	5,00%	-	4.925.420	4.925.420	4.925.420	4.925.420	4.925.420	13.880.729	114.180.191	142.837.180	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A	Chile	BONO SERIE HN'762	Chile	UF	3,88%	3,90%	-	2.881.371	2.881.371	2.881.371	2.881.371	2.881.371	114.220.489	125.745.973		
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A	Chile	BONO SERIE EN'646	Chile	UF	4,00%	4,00%	-	3.940.336	3.940.336	3.940.336	3.940.336	3.940.336	141.852.096	157.613.440		
Totales								3.187.583	21.964.104	25.151.687	24.967.495	29.430.344	33.721.100	38.598.158	530.582.576	657.219.673	

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	Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	al 31/12/2013	M\$
								Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	a131/12/2013	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años		
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE IN'665	Chile	UF	3,45%	3,00%	2.289.534	2.260.608	4.550.142	4.434.434	4.318.749	4.203.063	4.087.378	3.971.693	21.015.317	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE JN'397	Chile	UF	3,60%	3,60%	415.866	415.866	831.732	831.732	831.732	831.732	831.732	30.587.178	33.914.106	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE LN'301	Chile	UF	3,94%	3,75%	-	2.165.120	2.165.120	2.165.120	2.165.120	2.165.120	79.383.872	88.044.352		
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE GN'416	Chile	UF	3,67%	3,30%	-	4.073.345	4.073.345	3.957.963	3.842.581	3.727.199	3.611.816	3.611.816	18.751.375	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE ON'742	Chile	UF	3,00%	3,00%	913.875	903.968	1.817.843	1.778.193	1.738.520	1.698.871	1.658.198	11.193.134	18.067.916	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	Chile	BONO SERIE CN'662	Chile	UF	5,57%	5,00%	-	4.661.912	4.661.912	4.661.912	4.661.912	4.661.912	4.661.912	121.209.735	139.857.383	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	Chile	BONO SERIE GN'663	Chile	UF	3,24%	3,20%	-	2.265.410	2.265.410	2.272.219	2.272.219	2.272.219	2.272.219	110.836.958	121.745.834	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A	Chile	BONO SERIE DN'559	Chile	UF	5,57%	5,00%	-	3.729.530	3.729.530	3.729.530	3.729.530	3.729.530	3.729.530	137.992.595	152.910.715	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A	Chile	BONO SERIE HN'762	Chile	UF	3,88%	3,90%	-	2.881.371	2.881.371	2.881.371	2.881.371	2.881.371	114.220.489	125.745.973		
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A	Chile	BONO SERIE EN'646	Chile	UF	4,00%	4,00%	-	3.940.336	3.940.336	3.940.336	3.940.336	3.940.336	141.852.096	157.613.440		
Totales								3.619.275	20.475.759	24.095.034	24.286.103	24.015.363	23.744.646	23.473.905	498.786.981	594.306.998	

b) Leasing

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	Corriente			No Corriente						
							Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	al 31/12/2014	M\$
							Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	a131/12/2014	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años		
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Banco Corpbanca	Chile	USD	0,00%	-	-	671.081	671.081	-	-	-	-	-	-
Totales							-	-	671.081	671.081	-	-	-	-	-	-

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	Corriente			No Corriente						
							Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	al 31/12/2013	M\$
							Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	a131/12/2013	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años		
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Banco Corpbanca	Chile	USD	1,70%	-	-	1.160.667	1.160.667	1.596.081	-	-	-	-	1.596.081
Totales							-	-	1.160.667	1.160.667	1.596.081	-	-	-	-	1.596.081

34. Moneda Extranjera

ACTIVOS		Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
ACTIVOS CORRIENTES					
	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Dólar	Peso chileno	76.204	4.113
(*)	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Peso chileno	Dólar	6.246.589	2.451.806
	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	U.F.	Peso chileno	3.327.768	2.690.855
(*)	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	Peso chileno	Dólar	2.752.954	2.269.989
(**)	Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Dólar	Peso chileno	6.106.573	7.848.226
(*)	Activos por Impuestos Corrientes, Corriente	Peso chileno	Dólar	3.115	200.289
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES				18.513.203	15.465.278
ACTIVOS NO CORRIENTE					
	Otros Activos Financieros, No Corriente	Peso chileno	Dólar	3.049.325	2.399.640
	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	Peso chileno	10.664.790	11.253.830
(*)	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	Peso chileno	Dólar	92.378	29.566
(*)	Activos por Impuestos Diferidos	Peso chileno	Dólar	4.938.218	3.259.986
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES				18.744.711	16.943.022
TOTAL ACTIVOS				37.186.425	32.404.371
PASIVOS		Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
PASIVOS CORRIENTES					
	Otros Pasivos Financieros Corrientes	Dólar	Peso chileno	-	-
	Otros Pasivos Financieros Corrientes	U.F.	Peso chileno	14.966.564	14.729.167
(*)	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	Peso chileno	Dólar	2.486.861	2.720.871
(*)	Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Peso chileno	Dólar	4.494.880	472.003
(**)	Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	Peso chileno	Dólar	13.581.762	10.576.732
(*)	Otras Provisiones Corrientes	Peso chileno	Dólar	-	69.822
(*)	Pasivos por Impuestos Corrientes, Corrientes	Peso chileno	Dólar	382.065	7.541
(*)	Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	Peso chileno	Dólar	132.649	141.337
	Otros Pasivos No Financieros Corrientes	Dólar	Peso chileno	4.564.344	1.789.661
TOTAL PASIVOS CORRIENTES				40.609.125	30.507.134
PASIVOS NO CORRIENTES					
	Otros Pasivos Financieros, No Corriente	U.F.	Peso chileno	485.519.181	377.229.767
(*)	Pasivo por Impuestos Diferidos	Peso chileno	Dólar	6.824.245	4.868.358
(*)	Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados	Peso chileno	Dólar	122.792	137.151
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES				492.466.218	382.235.276
TOTAL PASIVOS				533.075.343	412.742.410

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

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