

**Estados Financieros Consolidados
Intermedios**

**correspondientes al período terminado
al 30 de junio de 2011**

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

Miles de pesos

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES REVISION DE ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS

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


Av. Providencia 1760
Pisos 6, 7, 8, 9, 13 y 18
Providencia, Santiago
Chile
Fono: (56-2) 729 7000
Fax: (56-2) 374 9177
e-mail: deloittechile@deloitte.com
www.deloitte.cl

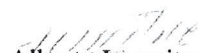
Hemos revisado el estado consolidado de situación financiera intermedio de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y filiales al 30 de junio de 2011 y los estados consolidados intermedios integrales de resultados por los períodos de seis y tres meses terminados el 30 de junio de 2011 y 2010 y los correspondientes estados de flujo de efectivo y de cambios en el patrimonio por los períodos de seis meses terminados en esas mismas fechas. Los estados financieros consolidados intermedios y sus correspondientes notas, preparados de acuerdo con NIC 34 "Información financiera intermedia" incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) emitidas por el International Accounting Standard Board (IASB), son responsabilidad de la Administración de Sociedad Austral de Electricidad S.A.

Hemos efectuado nuestras revisiones de acuerdo con normas de auditoría establecidas en Chile para una revisión de información financiera intermedia. Una revisión de información financiera intermedia consiste principalmente en aplicar procedimientos analíticos y efectuar indagaciones a las personas responsables de los asuntos financieros y contables. El alcance de esta revisión es significativamente menor que el de una auditoría efectuada de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile, cuyo objetivo es expresar una opinión sobre los estados financieros tomados en su conjunto. Por lo tanto, no expresamos tal opinión.

Basados en nuestras revisiones, no tenemos conocimiento de cualquier modificación significativa que debiera efectuarse a los estados financieros consolidados intermedios mencionados en el primer párrafo, para que estos estén de acuerdo con NIC 34 incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera.

Con fecha 9 de marzo de 2011, emitimos una opinión sin salvedades sobre los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2010 y 2009 de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y filiales, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), en los cuales se incluye el estado consolidado de situación financiera al 31 de diciembre de 2010 que se presenta en los estados financieros consolidados adjuntos, además de sus correspondientes notas.


Septiembre 09, 2011


Alberto Lemaitre
RUT: 6.303.649-8

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Situación Financiera
 Al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010
 (En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	30/06/2011	31/12/2010
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	4	9.857.346	12.760.606
Otros Activos Financieros, Corriente	5	371.038	-
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	6	63.764.433	55.917.028
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	7	7.105.936	3.168.753
Inventarios	8	8.301.062	7.679.481
Activos por Impuestos Corrientes	9	2.150.368	1.805.801
Otros Activos no Financieros, Corrientes		203.060	446.735
Total de Activos Corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.		91.753.243	81.778.404
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		91.753.243	81.778.404
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros Activos Financieros, No Corriente	10	372.496	1.069.333
Otros Activos No Financieros, No Corriente		123.364	123.346
Derechos por Cobrar No Corrientes	6	4.011.602	2.389.671
Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía, Neto	11	25.255.372	24.746.728
Plusvalía	12	174.416.006	174.416.006
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	13	276.198.197	271.156.029
Activos por Impuestos Diferidos	14	4.905.096	2.455.085
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		485.282.133	476.356.198
TOTAL ACTIVOS		577.035.376	558.134.602

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Situación Financiera
 Al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010
 (En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30/06/2011	31/12/2010
PASIVOS CORRIENTES			
Otros Pasivos Financieros, Corriente	15	39.755.951	17.065.251
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	17	34.954.362	30.807.617
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	7	32.082.178	20.140.131
Otras Provisiones	18	658.947	841.180
Pasivos por Impuestos Corrientes	9	2.397.292	3.253.433
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	19	5.116.411	4.919.444
Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	18	1.785.398	3.033.152
Total Pasivos Corrientes distintos de las pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		116.750.539	80.060.208
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		116.750.539	80.060.208
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	15	71.959.536	91.943.639
Pasivo por Impuestos Diferidos	14	11.464.326	20.658.757
Otros Pasivos No Financieros No Corrientes		1.244.486	709.578
Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados	18	3.269.190	3.070.504
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		87.937.538	116.382.478
PATRIMONIO			
Capital Emitido	20	304.502.828	304.485.617
Ganancias (pérdidas) Acumuladas	20	40.717.609	41.888.405
Otras Reservas	20	22.897.952	11.174.236
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		368.118.389	357.548.258
Participaciones No Controladoras	20	4.228.910	4.143.658
TOTAL PATRIMONIO		372.347.299	361.691.916
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		577.035.376	558.134.602

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Resultados Integrales
 Por los períodos terminados al 30 de junio de 2011 y 2010
 (En miles de pesos)

Estado de Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	Nota	01/01/2011 al 30/06/2011 M\$	01/01/2010 al 30/06/2010 M\$	01/04/2011 30/06/2011 M\$	01/04/2010 30/06/2010 M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	21	141.495.495	114.701.890	73.730.875	63.082.575
Otros ingresos, por Naturaleza	21	7.482.815	5.173.025	4.107.403	2.669.394
Materias Primas y Consumibles Utilizados	22	(111.531.697)	(81.871.296)	(57.905.407)	(43.954.146)
Gastos por Beneficios a los Empleados	23	(4.820.177)	(4.956.940)	(2.599.040)	(2.559.493)
Gasto por Depreciación y Amortización	24	(5.406.825)	(5.467.093)	(2.836.650)	(2.791.238)
Otros Gastos por Naturaleza	25	(12.003.958)	(10.485.373)	(6.553.793)	(5.507.389)
Otras Ganancias (Pérdidas)		86.758	(16.927)	28.055	(11.200)
Ingresos Financieros	26	410.133	230.409	239.678	44.200
Costos Financieros	26	(1.760.687)	(1.685.529)	(947.749)	(862.319)
Diferencias de Cambio	26	(195.333)	(437.309)	10.856	(255.812)
Resultados por Unidades de Reajuste	26	(2.092.250)	(1.307.347)	(1.498.944)	(1.023.471)
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto		11.664.274	13.877.510	5.775.284	8.831.101
Gasto por Impuestos a las Ganancias	14	(1.998.066)	(2.299.559)	(925.987)	(1.446.696)
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Continuas		9.666.208	11.577.951	4.849.297	7.384.405
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas					
Ganancia (pérdida)		9.666.208	11.577.951	4.849.297	7.384.405
Ganancia (pérdida), atribuible a					
Ganancia (pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora		9.509.828	11.436.281	4.767.352	7.320.136
Ganancia (pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras	20	156.380	141.670	81.945	64.269
Ganancia (pérdida)		9.666.208	11.577.951	4.849.297	7.384.405
Ganancia por acción básica					
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Continuas (*)	\$/acción	0,0010560	0,0635017	0,0005294	0,0406462
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Discontinuas	\$/acción	-	-	-	-
Ganancia (pérdida) por Acción Básica	\$/acción	0,0010560	0,0635017	0,0005294	0,0406462

(*) Debido a la fusión materializada con fecha 31 de mayo de 2011, la Sociedad realizó una redenominación de sus acciones, por lo que cada accionista recibió 50 acciones nuevas por cada una de las que eran propietarios.

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Otros Resultados Integrales
 Por los períodos terminados al 30 de junio de 2011 y 2010
 (En miles de pesos)

Estado del Resultado Integral	NOTA	01/01/2011 al 30/06/2011 M\$	01/01/2010 al 30/06/2010 M\$	01/04/2011 30/06/2011 M\$	01/04/2010 30/06/2010 M\$
Ganancia (Pérdida)		9.666.208	11.577.951	4.849.297	7.384.405
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos					
Diferencias de cambio por conversión					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de Impuestos	20	163.649	401.603	(14.260)	216.121
Otro resultado integral, antes de Impuestos, diferencias de cambio por conversión		163.649	401.603	(14.260)	216.121
Coberturas del flujo de efectivo					
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos	20	228.520	-	167.905	-
Otro resultado integral, antes de Impuestos, coberturas del flujo de efectivo		228.520	-	167.905	-
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		392.169	401.603	153.645	216.121
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral					
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	20	(43.473)	-	(31.350)	-
Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral		(43.473)	-	(31.350)	-
Otro Resultado Integral		348.696	401.603	122.295	216.121
Resultado Integral Total		10.014.904	11.979.554	4.971.592	7.600.526
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral Atribuible a los propietarios de la Controladora		9.858.360	11.837.482	4.889.661	7.536.040
Resultado integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		156.544	142.072	81.931	64.486
Resultado Integral Total		10.014.904	11.979.554	4.971.592	7.600.526

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados de cambios en el patrimonio neto
 Por los períodos terminados al 30 de junio de 2011 y 2010
 (En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Cambio en otras reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
				Superavit de Revaluación	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas				
Saldo Inicial al 01/01/2011	304.485.617	-	-	-	(1.583.657)	141.790	-	12.616.103	11.174.236	41.888.405	357.548.258	4.143.658	361.691.916
Ajustes de Períodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Períodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	304.485.617	-	-	-	(1.583.657)	141.790	-	12.616.103	11.174.236	41.888.405	357.548.258	4.143.658	361.691.916
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										9.509.828	9.509.828	156.380	9.666.208
Otro resultado integral					163.485	185.047			348.532		348.532	164	348.696
Resultado integral											9.858.360	156.544	10.014.904
Dividendos										(10.675.499)	(10.675.499)		(10.675.499)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	17.211										17.211		17.211,00
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios					(138)	12		11.375.310	11.375.184	(5.125)	11.370.059	(71.292)	11.298.767
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto											-		-
Total de cambios en patrimonio	17.211	-	-	-	163.347	185.059	-	11.375.310	11.723.716	(1.170.796)	10.570.131	85.252	10.655.383
Saldo Final al 30/06/2011	304.502.828	-	-	-	(1.420.310)	326.849	-	23.991.413	22.897.952	40.717.609	368.118.389	4.228.910	372.347.299

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Cambio en otras reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
				Superavit de Revaluación	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas				
Saldo Inicial al 01/01/2010	332.757.617	-	-	-	(1.039.523)	-	-	12.616.103	11.576.580	27.269.305	371.603.502	3.944.453	375.547.955
Ajustes de Períodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Períodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	332.757.617	-	-	-	(1.039.523)	-	-	12.616.103	11.576.580	27.269.305	371.603.502	3.944.453	375.547.955
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										11.436.281	11.436.281	141.670	11.577.951
Otro resultado integral					401.201				401.201		401.201	402	401.603
Resultado integral											11.837.482	142.072	11.979.554
Dividendos										(4.638.567)	(4.638.567)		(4.638.567)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	(28.272.000)										(28.272.000)		-28.272.000,00
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios											-	(45.302)	(45.302)
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto											-		-
Total de cambios en patrimonio	(28.272.000)	-	-	-	401.201	-	-	-	401.201	6.797.714	(21.073.085)	96.770	(20.976.315)
Saldo Final al 30/06/2010	304.485.617	-	-	-	(638.322)	-	-	12.616.103	11.977.781	34.067.019	350.530.417	4.041.223	354.571.640

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Flujo de Efectivo Directo
 Por los períodos terminados al 30 de junio de 2011 y 2010
 (En miles de pesos)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01/01/2011 al 30/06/2011	01/01/2010 al 30/06/2010
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación		156.260.203	133.120.000
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		156.230.928	133.002.862
Otros cobros por actividades de operación		29.275	117.138
Clases de pagos		(136.386.714)	(117.327.569)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(127.681.100)	(110.625.976)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(4.660.564)	(4.418.787)
Otros pagos por actividades de operación		(4.045.050)	(2.282.806)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(982.426)	(1.134.265)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		18.891.063	14.658.166
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		(5.083.000)	-
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		4.450	50.206
Compras de propiedades, planta y equipo		(12.891.989)	(11.169.723)
Cobros a entidades relacionadas		296.000	-
Dividendos recibidos		-	-
Intereses recibidos		377.988	185.288
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(17.296.551)	(10.934.229)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Préstamos de entidades relacionadas		14.700.000	10.206.934
Pagos de préstamos		-	(3.501.116)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(2.339.768)	-
Dividendos pagados		(15.085.850)	(1.819.582)
Intereses pagados		(1.739.998)	(1.879.631)
Otras entradas (salidas) de efectivo		-	(28.274.361)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(4.465.616)	(25.267.756)
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio			
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(2.871.104)	(21.543.819)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(32.156)	2.090
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(32.156)	2.090
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(2.903.260)	(21.541.729)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período		12.760.606	36.191.457
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	5	9.857.346	14.649.728

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

ÍNDICE

1	Información General y Descripción del Negocio	10
2	Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas	11
2.1	Principios contables	11
2.2	Nuevos pronunciamientos contables	11
2.3	Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas	12
2.4	Período cubierto	13
2.5	Bases de preparación	13
2.6	Entidades filiales	13
2.7	Principios de consolidación y combinación de negocios	14
2.8	Moneda funcional	14
2.9	Bases de conversión	15
2.10	Compensación de saldos y transacciones	15
2.11	Propiedades, planta y equipo	15
2.12	Activos intangibles	17
2.12.1	Plusvalía comprada	17
2.12.2	Servidumbres	17
2.12.3	Programas informáticos	17
2.12.4	Gastos de investigación y desarrollo	17
2.13	Deterioro de los activos	17
2.14	Arrendamientos	18
2.15	Instrumentos financieros	18
2.15.1	Activos Financieros no derivados	18
2.15.2	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	19
2.15.3	Pasivos financieros no derivados	19
2.15.4	Derivados y operaciones de cobertura	19
2.15.5	Instrumentos de patrimonio	20
2.16	Inventarios	20
2.17	Otros pasivos no financieros	21
2.17.1	Ingresos diferidos	21
2.17.2	Subvenciones estatales	21
2.17.3	Obras en construcción para terceros	21
2.18	Provisiones	21
2.19	Beneficios a los empleados	21
2.20	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	22
2.21	Impuesto a las ganancias	22
2.22	Reconocimiento de ingresos y gastos	22
2.23	Ganancias por acción	23
2.24	Dividendos	23
2.25	Estado de flujos de efectivo	23
3	Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	24
3.1	Generación eléctrica	24
3.2	Transmisión y subtransmisión	25
3.3	Distribución	25
3.4	Marco regulatorio	27
3.4.1	Aspectos generales	27
3.4.2	Ley Corta I	27
3.4.3	Ley Corta II	28
3.4.4	Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	29
4	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	30
5	Otros Activos Financieros Corriente	30
6	Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar	31
7	Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas	33
8	Inventarios	36
9	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	37
10	Otros Activos Financieros no Corriente	38
11	Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	39
12	Plusvalía Comprada	40
13	Propiedades, planta y equipos	40
14	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos	42
14.1	Impuesto a la renta	42
14.2	Impuestos diferidos	43
15	Otros Pasivos Financieros	44
16	Política de Gestión de Riesgos	47
16.1	Riesgo de negocio	47

16.1.1	Riesgo Regulatorio	47
16.2	Riesgo financiero.....	49
16.2.1	Tipo de cambio	50
16.2.2	Variación UF	50
16.2.3	Tasa de interés	50
16.2.4	Riesgo de liquidez.....	51
16.2.5	Riesgo de crédito.....	51
16.2.6	Instrumentos financieros por categoría	52
16.2.7	Instrumentos derivados.....	53
16.2.8	Valor Justo de instrumentos financieros.....	54
17	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	56
18	Provisiones.....	56
18.1	Provisiones corrientes	56
18.1.1	Otras Provisiones.....	56
18.1.2	Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados.....	57
18.2	Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados	58
18.3	Juicios y multas.....	59
18.3.1	Juicios.....	59
18.3.2	Multas	60
19	Otros Pasivos no Financieros	60
20	Patrimonio	61
20.1	Patrimonio neto de la Sociedad	61
20.1.1	Capital suscrito y pagado	61
20.1.2	Dividendos	61
20.1.3	Disminuciones de capital	61
20.1.4	Otras reservas	62
20.1.5	Diferencias de conversión.....	63
20.1.6	Ganancias (Pérdidas) Acumuladas	63
20.2	Gestión de capital.....	63
20.3	Restricciones a la disposición de fondos	63
20.4	Participaciones no controladoras.....	63
21	Ingresos	64
22	Materias Primas y Consumibles Utilizados	64
23	Gastos por Beneficios a los Empleados.....	64
24	Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro	65
25	Otros Gastos por Naturaleza	65
26	Resultado Financiero.....	65
27	Información por Segmento	66
28	Hechos Posteriores	70
29	Medio Ambiente	70
30	Garantías Comprometidas con Terceros	71
31	Cauciones Obtenidas de Terceros.....	71
32	Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo	72
33	Información Adicional sobre Deuda Financiera.....	73
34	Moneda Extranjera	75

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

Estados financieros consolidados intermedios

Al 30 de junio de 2011

(En miles de pesos)

1 Información General y Descripción del Negocio

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

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

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

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

La Sociedad es una filial indirecta de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. Esta última es la sociedad a través de la cual el fondo canadiense Ontario Teachers’ Pension Plan Board y el fondo estadounidense Morgan Stanley Infrastructure Partners controlan las empresas del Grupo Saesa, de las que la Sociedad forma parte.

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

Las sociedades filiales inscritas en el Registro de Entidades Informantes son Compañía Eléctrica Osorno S.A., Luz Osorno, inscrita con el número 116, Empresa Eléctrica de Aisén S.A., Edelayen, inscrita con el número 28 y Sistema de transmisión del Sur S.A., STS, inscrita con el número 114.

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

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

La filial SGA (Sociedad Generadora Austral S.A.) comercializa energía eléctrica en el mercado spot del CDEC-SIC y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado y otra parte se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel y Luz Osorno).

La filial STS desarrolla la actividad de transmisión, que corresponde principalmente al servicio de transporte de energía a las generadoras con contrato de suministro con empresas distribuidoras de las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos; además, prestación de servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.

2 Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

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

Los Estados Financieros consolidados intermedios de la Sociedad y sus filiales, han sido preparados de acuerdo con IFRS. Para estos fines, las IFRS comprenden las normas emitidas por el Consejo Internacional de Normas de Contabilidad ("IASB" en inglés) y las interpretaciones emitidas por el Comité Internacional de Interpretaciones sobre Informes Financieros ("IFRIC" en inglés). Los presentes estados financieros fueron aprobados por el Directorio en sesión celebrada con fecha 09 de septiembre de 2011.

2.2 Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2011:

Enmiendas a NIIFs	Fecha de aplicación obligatoria
NIC 24, Revelación de Partes Relacionadas	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011
NIC 32, Clasificación de Derechos de Emisión	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de febrero de 2010
Mejoras a NIIFs Mayo 2010 – colección de enmiendas a siete Normas Internacionales de Información Financiera	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011

Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
CINIIF 19, Extinción de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2010

Enmiendas a Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
CINIIF 14, El límite sobre un activo por beneficios definidos, requerimientos mínimos de fondeo y su interacción	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011

Las aplicaciones de estos pronunciamientos contables no han tenido efectos significativos para la Sociedad y sus filiales en estos estados financieros.

- b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2012 y siguientes:

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados intermedios, los siguientes pronunciamientos habían sido emitidos por el IASB, pero no eran de aplicación obligatoria y la Administración decidió no aplicarlos retrospectivamente (es decir con anterioridad a la fecha de aplicación obligatoria).

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 9, Instrumentos Financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 10, Estados Financieros Consolidado	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 11, Acuerdos Conjuntos	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 12, Revelaciones de Participaciones en Otras Entidades	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 13, Mediciones de Valor Razonable	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013

Enmiendas a NIIFs	Fecha de aplicación obligatoria
NIC 1, Presentación de Estados Financieros – Presentación de Componentes de Otros Resultados Integrales	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2012
NIC 12, Impuestos diferidos - Recuperación del Activo Subyacente	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2012
NIC 19, Beneficios a los empleados (2011)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 1 (Revisada), Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera – (i) Eliminación de Fechas Fijadas para Adoptadores por Primera Vez – (ii) Hiperinflación Severa	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2011.
NIIF 7, Instrumentos Financieros: Revelaciones - Revelaciones – Transferencias de Activos Financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2011

La Administración estima que estas normas, enmiendas e interpretaciones, antes descritas no tendrán un efecto significativo en los estados financieros del Grupo.

2.3 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros consolidados intermedios es responsabilidad del Directorio de la Sociedad, que manifiesta expresamente que se ha dado cumplimiento a las NIIF.

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

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

- **Vida útil económica de activos:** La vida útil de los bienes de propiedades, planta y equipo que son utilizadas para propósitos del cálculo de la depreciación, es determinada en base a estudios técnicos preparados por especialistas externos e internos. Adicionalmente, se utilizan estos estudios para nuevas adquisiciones de bienes de propiedades, planta y equipo, o cuando existen indicadores que las vidas útiles de estos bienes deben ser cambiadas.
- **Deterioro de activos:** La Sociedad y sus filiales revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no pueda ser recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro. En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo efectivo

independiente son agrupados en una unidad generadora de efectivo ("UGE") a la cual pertenece el activo. El monto recuperable de estos activos o UGE, es medido como el mayor valor entre su valor razonable y su valor libro.

- **Estimación de deudores incobrables y existencias obsoletas:** La Sociedad y sus filiales ha estimado el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar y de la obsolescencia de inventario, para lo que ha establecido porcentajes de provisión por tramos de vencimiento y la tasa de rotación de sus inventarios, respectivamente.
- **Beneficios del personal - Indemnización por años de servicio:** Las obligaciones reconocidas por concepto de indemnizaciones por años de servicio nacen del convenio colectivo suscrito con los trabajadores de la Sociedad y sus filiales, en los que se establece el compromiso por parte de ellas. La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de diferencias entre los resultados esperados o por cambios en los supuestos actuariales, son reconocidos dentro de los costos de la operación en el estado de resultados del período.

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

- **Ingresos y costos de explotación:** La Sociedad y sus filiales consideran como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el ejercicio, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al cierre del período. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación. También se consideran como parte de los ingresos y costos de explotación determinados montos del sistema eléctrico, entre otros compra y venta de energía y cobro de peajes, que permite estimar la liquidación global del Sistema Eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros, y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.
- **Litigios y contingencias:** La Sociedad y sus filiales evalúa periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad y sus filiales han opinado que se obtendrán resultados favorables o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

2.4 Período cubierto

Los presentes estados financieros consolidados intermedios comprenden los estados de situación financiera de Saesa (Ex Los Lagos II) y filiales al 30 de junio de 2011 y al 31 de diciembre de 2010, y los resultados de sus operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los períodos terminados al 30 de junio de 2011 y al 30 de junio de 2010.

2.5 Bases de preparación

Los presentes estados financieros consolidados intermedios han sido preparados de acuerdo con la Normas Internacionales de Información Financiera, NIIF (IFRS por sus siglas en inglés), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

2.6 Entidades filiales

Son Sociedades Filiales aquellas en las que la Sociedad controla la mayoría de los derechos de voto, o sin darse esta situación, tiene facultad para dirigir las políticas financieras y operativas de las mismas.

En el siguiente cuadro se muestran todas las sociedades en que se da la situación descrita en el párrafo anterior a la fecha de los presentes estados financieros consolidados:

PAIS	RUT	NOMBRE SOCIEDAD	MONEDA FUNCIONAL	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN			
				30/06/2011			31/12/2010
				DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL	TOTAL
CHILE	96.956.660-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. (*)	\$ Chilenos	0,0000%	0,0000%	0,0000%	99,9921%
CHILE	96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	\$ Chilenos	99,9000%	0,0000%	99,9000%	99,9000%
CHILE	88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	\$ Chilenos	93,1797%	0,0000%	93,1797%	93,1797%
CHILE	96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	\$ Chilenos	99,8954%	0,0000%	99,8954%	99,8954%
CHILE	99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	US\$	99,9000%	0,0000%	99,9000%	99,9000%

(*) En mayo de 2011 se produjo la fusión por absorción de la Sociedad con su filial (Antigua Saesa).

2.7 Principios de consolidación y combinación de negocios

Las Sociedades filiales se consolidan por el método de integración global, integrándose en los estados financieros consolidados la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones entre la Sociedad y sus filiales.

Para contabilizar las operaciones de la Sociedad y sus filiales, se han utilizado los siguientes principios:

- En la fecha de adquisición, los activos, pasivos y pasivos contingentes de la sociedad filial son registrados a valor de mercado. En el caso que exista una diferencia positiva entre el costo de adquisición y el valor razonable de los activos y pasivos de la sociedad adquirida, incluyendo pasivos contingentes, correspondientes a la participación de la matriz, esta diferencia es registrada como menor valor o plusvalía comprada (goodwill). En el caso de que la diferencia sea negativa, ésta se registra con abono a resultados.
- El valor de la participación de los accionistas minoritarios en el patrimonio y en los resultados de las filiales consolidadas por integración global se presenta, respectivamente, en los rubros "Patrimonio: Participaciones no controladoras" del estado de situación financiera consolidado y "Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras" en el estado de resultados integral consolidado.
- 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 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.

Todos los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas por integración global se han eliminado en el proceso de consolidación.

2.8 Moneda funcional

La moneda funcional para la Sociedad y sus filiales se determinó como la moneda del ambiente económico principal en que funciona. Las transacciones en monedas distintas a las que se realizan en la moneda funcional de la entidad se convierten a la tasa de cambio vigente a la fecha

de transacción. Los activos y pasivos expresados en monedas distintas a la moneda funcional se vuelven a convertir a las tasas de cambio de cierre. Las ganancias y pérdidas por la reconversión se incluirán en las utilidades o pérdidas netas dentro de las otras partidas financieras.

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

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

Aquellas filiales con moneda funcional distinta a la de la Sociedad se convierten según lo indicado en el numeral 2.7 anterior.

2.9 Bases de conversión

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional se consideran transacciones en moneda extranjera. Las operaciones que realizan la Sociedad y sus filiales en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el período, las diferencias entre el tipo de cambio contabilizado y el que está vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integral.

Asimismo, al cierre de cada período, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de cada sociedad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados.

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

	30.06.2011	31.12.2010	30.06.2010
Dólar Estadounidense	468,15	468,01	547,19
Unidad de Fomento	21.889,89	21.455,55	21.202,16

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

- Los costos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo: instalaciones de distribución, transmisión o generación eléctrica. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad y sus filiales. El monto activado por este concepto ascendió a M\$419.121, por el período terminado al 30 de junio de 2011 y a M\$199.001, por el período terminado al 30 de junio de 2010.

- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$591.203 por el período terminado al 30 de junio de 2011 y a M\$462.819 por el período terminado al 30 de junio de 2010.
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad y filiales deberán hacer frente en relación con la obligación de cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. La Sociedad y filiales, revisan anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

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

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

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

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

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

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

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

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

	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificio	40-80
Plantas y equipos :	
Lineas y redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	30-40
Subestaciones	20-60
Sistema de Generación	20-80
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 comprada es inicialmente medida al costo y posteriormente medida 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 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 Gastos de investigación y desarrollo

Durante el período presentado la Sociedad y sus filiales no han registrado gastos por este concepto, de haberlos se contabilizan con cargo a resultados en el ejercicio en que ocurren.

2.13 Deterioro de los activos

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Respecto de otros activos financieros, principalmente inversiones, la Sociedad y sus filiales tienen políticas para administrar el riesgo de deterioro, que exigen un riesgo mínimo a los instrumentos colocados y una jerarquía para aprobaciones. Hasta la fecha no se han detectado ni realizado deterioro por este tipo de activos.

2.14 Arrendamientos

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

La Sociedad y sus filiales no presenta arrendamientos financieros, de haberlos, en aquellos en que actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo y un pasivo por el mismo monto, igual al valor razonable del bien arrendado, o bien, si éste fuera menor, al valor actual de los pagos mínimos por el arrendamiento. Posteriormente, los pagos mínimos por arrendamiento se asignan entre gasto financiero y reducción de la obligación. El cargo financiero se asigna a cada período pendiente durante el plazo del arrendamiento, de modo que se obtenga una tasa de interés constante sobre el saldo de la obligación.

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

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

2.15 Instrumentos financieros

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

2.15.1 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 se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha del balance que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas a cobrar se incluyen en deudores comerciales y otras cuentas por cobrar en el balance. Los superiores a 12 meses se clasifican en derechos 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 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 períodos posteriores estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de tasa de interés efectiva.

El método de tasa de interés efectiva corresponde al método de cálculo del costo amortizado de un pasivo financiero y de la asignación de los 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 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 realizará con una periodicidad trimestral. Cada vez que se autorice a operar con instrumentos derivados, deberá cuantificarse la efectividad de aquellos derivados contratados como instrumentos de cobertura. Esta efectividad deberá estar dentro de los límites definidos por la norma para ello (80% - 125%). Aquella parte del valor razonable de los derivados de cobertura que, de acuerdo a la respectiva metodología, resulte inefectiva, deberá ser considerada para efectos de límites de riesgo.

a) Clasificación de los instrumentos de cobertura

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

a.1) Coberturas de valor razonable

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

a.2) Coberturas de flujo de caja

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

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

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

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

La Sociedad y sus filiales en forma habitual realizan un análisis de sus contratos, con el objeto de reflejar de manera precisa y oportuna el valor de estos, así como también, para identificar posibles derivados implícitos. En caso que exista algún derivado implícito, la Sociedad procede a su valoración 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 sus filiales se registran al monto de la contraprestación recibida, netos los costos directos de emisión. Actualmente la Sociedad y sus filiales sólo tienen emitidas acciones ordinarias serie A y serie B.

2.16 Inventarios

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

2.17 Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.17.1 Ingresos diferidos

En este rubro se incluyen, fundamentalmente, emisiones de documentos o pagos recibidos de clientes por servicios, especialmente de apoyos de cables telefónicos, que según contrato estipulan pagos anticipados. Estos montos se registran como ingresos diferidos en el pasivo del estado financiero y se imputan a resultados en el rubro "Ingresos de actividades ordinarias" del estado de resultados en la medida que se devenga el servicio.

2.17.2 Subvenciones estatales

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

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

2.17.3 Obras en construcción para terceros

Las otras obras a terceros corresponden a obras eléctricas facturadas y/o cobradas por anticipado a terceros, distintos de subvenciones gubernamentales, generando un abono al pasivo y un cargo a cuentas por cobrar. La construcción de la obra genera cargos a este pasivo hasta el término del contrato. La utilidad es reconocida en proporción al grado de avance.

2.18 Provisiones

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de sucesos pasados, en cuya liquidación la Sociedad 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.

2.19 Beneficios a los empleados

Las condiciones de empleo estipulan el pago de una indemnización por años de servicio cuando un contrato de trabajo llega a su fin. Normalmente esto corresponde a la proporción de un mes por cada año de servicio y a base del nivel de sueldo base. Este beneficio ha sido definido como un beneficio de largo plazo.

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, las cuales se actualizan en forma periódica. La obligación reconocida en el balance general representa el valor actual de la obligación de indemnización por años de servicio. Las utilidades y pérdidas actuariales se reconocen de inmediato en el estado de resultados dentro del costo de operación.

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

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 4,05% anual real, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

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

2.20 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

2.21 Impuesto a las ganancias

El resultado por impuesto a las ganancias del período, se define como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades de la Sociedad y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del período, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones o agregados. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen.

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

Aquellas variaciones que provienen de combinaciones de negocio y que no se reconocen en la toma de control por no estar asegurada su recuperación se imputan, dentro del período de medición, reduciendo, en su caso, el valor de la plusvalía comprada que haya sido contabilizada en la combinación de negocios. Cualquier otro beneficio por impuestos diferidos adquiridos que se realice deberá reconocerse en resultado (o fuera de resultado, según lo indique la normativa).

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

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

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

2.22 Reconocimiento de ingresos y gastos

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

2.23 Ganancias por acción

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

2.24 Dividendos

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

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

Para el cálculo de la utilidad líquida distribuable 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 ejercicio. Los ajustes de primera adopción a IFRS, no formarán parte de este cálculo en la medida que no se realicen.

2.25 Estado de flujos de efectivo

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

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

3 Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

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

En sistemas con una capacidad instalada igual o superior a 200 MW, los actores del sector eléctrico operan coordinadamente, y dicha coordinación está a cargo de un Centro de Despacho Económico de Carga (“CDEC”), el cual 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 Edelayen, cuya capacidad instalada de generación es inferior a los 200 MW, pero superior a los 1.500 KW, y que atiende principalmente el consumo de la Región XI. El SIC y el SING son los principales sistemas eléctricos del país y en conjunto representan más del 99% de la generación eléctrica de estos cuatro sistemas.

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. 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 todos los traspasos 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 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.

En los Sistemas Medianos cuya operación está en manos de Edelayen, como son Aysén, Palena y Carrera, existe una serie de condiciones que los diferencian 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). En estos sistemas eléctricos los

costos de generación y transmisión son determinados por un estudio específico realizado cada cuatro años.

3.2 Transmisión y subtransmisión

Los sistemas de transmisión se clasifican según el tamaño y capacidad de sus redes 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 recuperar y remunerar sus inversiones en activos de transmisión y recuperar los costos asociados a la operación de dichos activos.

Sistema	Cobro de Peaje
Transmisión Troncal	<p><u>Área de Influencia Común (desde Quillota a 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 CNE cada 4 años en base a costos eficientes de inversión, operación, mantención y administración de las instalaciones, más las pérdidas eficientes.
Transmisión Adicional	Peajes negociados libremente entre el propietario de las instalaciones de transmisión y usuarios.

El Área de Influencia Común (“AIC”) es el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos del sistema y en donde se cumplen ciertas condiciones mínimas de utilización.

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 Nudo Equivalente: 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 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. El Sistema de Transmisión Troncal se divide en dos zonas, un Área de Influencia Común (AIC), la que es financiada en 80% por las inyecciones (generación) y en 20% por los retiros (clientes). Las instalaciones troncales que no pertenecen al AIC se financiarán entre inyecciones y retiros, según el sentido de los flujos esperados.
- 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 Comisión Nacional de Energía ("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 reales, 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. Durante el año 2009

se publicaron las nuevas tarifas de los SSAA, las que permanecerán vigentes hasta su próxima revisión, con ocasión del proceso tarifario de VAD del año 2012.

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. Las últimas modificaciones a la Ley, y que tuvieron un positivo impacto en el sector, fueron 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”).

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 y transmisión. Los principales cambios introducidos por esta ley fueron:

a) **Nuevo régimen para los sistemas de transmisión:** Se reconocen tres tipos de instalaciones de transmisión diferentes, dependiendo principalmente del tamaño y capacidad de sus redes: (a) Transmisión Troncal, (b) Subtransmisión y (c) Transmisión Adicional. Los dos primeros serán de acceso abierto y con tarifas reguladas.

- **Transmisión Troncal:** El peaje por uso del Sistema de Transmisión Troncal es fijado cada cuatro años por el Ministerio de Energía, y considera la anualidad del valor de inversión (“AVI”), con una tasa de retorno del valor de inversión (“VI”) considerando la vida útil de los activos y la recuperación de los costos de administración, operación y mantenimiento (“COMA”). El VI y el COMA, así como sus fórmulas de indexación, son determinados cada cuatro años en el Estudio de Transmisión Troncal, el que identifica además ampliaciones y nuevas obras necesarias en el Sistema de Transmisión Troncal.

Los proyectos de ampliación son asignados al dueño del activo a ser ampliado, y los ingresos se ajustan cuando la ampliación entra en servicio y las nuevas obras requeridas son adjudicadas en procesos de licitación abierta al licitante que ofrezca el menor cargo por peaje por los siguientes 20 años.

El 80% de las tarifas son de cargo de las empresas generadoras que se encuentren dentro del AIC a prorrata del uso. El 20% restante son de cargo de las empresas distribuidoras y/o de los clientes no regulados también a prorrata del uso. Los pagos por peaje que hagan las empresas de servicio público de distribución eléctrica se traspasarán íntegramente a sus clientes regulados.

- **Subtransmisión:** Los peajes por el uso del Sistema de Subtransmisión se determinan cada cuatro años sobre la base de costos medios de inversión, operación y mantenimiento de instalaciones adaptadas a la demanda. El costo anual de inversión será calculado considerando una rentabilidad de 10% sobre el valor de las instalaciones y su vida útil. Los estudios de subtransmisión para determinar el valor de inversión, los costos de administración, operación, mantención y pérdidas, son desarrollados por consultores contratados por las empresas con bases definidas por la CNE, quien luego emitirá un informe técnico con las observaciones y correcciones que determine.
- **Transmisión Adicional:** Son consideradas instalaciones adicionales las que no clasifican en alguno de los 2 tipos descritos anteriormente. Corresponden a instalaciones dedicadas a satisfacer las demandas de un número reducido de clientes importantes o bien, a la evacuación de un grupo de centrales. Las tarifas por el uso de los Sistemas de Transmisión

Adicionales serán determinadas por contratos entre los usuarios y los respectivos propietarios de dichas instalaciones.

- b) **Límite de potencia instalada para clientes libres:** A contar de marzo del año 2006, los clientes con potencia instalada entre 0,5 MW y 2 MW pueden elegir el régimen tarifario (libre o regulada) que les aplicará por períodos mínimos de cuatro años. Esta opción deberá comunicarse con un año de anticipación. El límite podrá ser rebajado por el Ministerio.
- c) **Peajes de distribución:** Para abastecer a clientes libres que usen instalaciones de distribución. El peaje de distribución se ha definido como un valor igual al VAD de la distribuidora más un ajuste por precio de compra en las barras de inyección al sistema de distribución.
- d) **Panel de Expertos:** Se crea un 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.
- e) **Precio Nudo:** El precio nudo se aplicará en sistemas de más de 200 MW de capacidad instalada. El cálculo de dicho precio nudo incluirá un cargo único por el uso del Sistema de Transmisión Troncal y los costos de la subtransmisión. La banda para la fijación del precio nudo en torno al precio de clientes libres se redujo de +/-10% a +/- 5% y se aplica sobre el precio de energía.
- f) **Servicios complementarios:** Los Centros de Despacho Económico de Carga deberán operar, administrar y valorizar la prestación de servicios complementarios para coordinar una operación confiable y económica del sistema eléctrico.
- g) **Sistemas Medianos:** Se definen como Sistemas Medianos, los sistemas eléctricos que posean una capacidad instalada de generación superior a 1,5 MW e inferior a 200 MW. La tarificación de estos sistemas se hace en base al Costo Total de Largo Plazo (CTLTP).

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. Los principales cambios introducidos fueron:

- a) **Obligación de suministro:** Las compañías de distribución eléctrica 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.
- b) **Licitaciones para el suministro:** Las distribuidoras 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. Las licitaciones podrán hacerse en forma conjunta entre distintas compañías de distribución.
- c) **Traspaso de precios a clientes finales:** Las distribuidoras deberán traspasar a sus clientes regulados los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros, conforme a sus respectivos contratos. En caso de que el precio promedio de una concesionaria sobrepase en más de un 5% el precio promedio del sistema, el sobreprecio será absorbido por todos los clientes regulados del sistema.
- d) **Estabilidad en precios:** Si el precio de nudo de largo plazo indexado experimenta una variación de más de 10% entre las fijaciones, éste será ajustado y los precios promedio de cada distribuidora volverán a ser calculados.
- e) **Ajuste a precios de mercado:** Si se producen diferencias significativas entre el precio de mercado, calculado sobre los precios medios de clientes libres y precio de nudo de largo plazo, y el precio teórico, calculado sobre el precio de nudo informado por la CNE, el precio de nudo deberá ser ajustado.

- f) **Regulación de demanda de clientes regulados:** Los generadores tienen la posibilidad de pactar reducciones o aumentos temporales en el consumo de energía con cualquier consumidor a cambio de compensaciones.

3.4.4 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.
- d) **Centros de Despacho Económico de Carga (“CDEC”):** Organismos integrados por las principales empresas generadoras y transmisoras de cada sistema eléctrico, que regulan el funcionamiento coordinado de las centrales generadoras y líneas de transmisión, que funcionan interconectadas en el correspondiente sistema eléctrico.

4 Efectivo y Equivalentes al Efectivo

a) El detalle del rubro al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Efectivo en Caja	1.007.703	1.445.040
Saldo en Bancos	1.100.660	2.063.386
Otros instrumentos de renta fija	7.748.983	9.252.180
Totales	9.857.346	12.760.606

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

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

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

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	9.851.266	12.748.224
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	6.080	12.382
Totales		9.857.346	12.760.606

5 Otros Activos Financieros Corrientes

Al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010 la Sociedad y sus filiales presentan el siguiente saldo en este rubro:

Otros Activos Financieros	Corrientes	
	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Derivados (*)	371.038	-
Total	371.038	-

(*) Ver Nota 16.2.7

6 Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	30/06/2011		31/12/2010	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	51.023.176	-	43.639.054	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	16.479.885	4.533.558	15.950.991	2.853.749
Totales	67.503.061	4.533.558	59.590.045	2.853.749

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	30/06/2011		31/12/2010	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	48.688.858	-	41.395.339	-
Otras cuentas por cobrar, neto	15.075.575	4.011.602	14.521.689	2.389.671
Totales	63.764.433	4.011.602	55.917.028	2.389.671

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 30 de junio de 2011 es de M\$ 67.776.035 y al 31 de diciembre de 2010 es de M\$ 58.306.699.

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. Otro aspecto importante que establece la ley 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 la ley, están obligadas a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A junio de 2011 la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a más de 410 mil clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo Cliente	Cantidad Miles	Participación ventas %
Residencial	357	36%
Comercial	33	30%
Industrial	3	20%
Otros	17	13%
Total	410	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 corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad fidelizar al cliente con una gama más amplia de productos tales como retail 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 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010 el análisis de los deudores por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados, es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados pero no deteriorados	30/06/2011	31/12/2010
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	12.266.746	10.849.885
Con vencimiento entre tres y seis meses	1.075.911	1.080.600
Con vencimiento entre seis y doce meses	421.510	383.876
Con vencimiento mayor a doce meses	166.915	116.227
Totales	13.931.082	12.430.588

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	5%	33%
181 a 270	34%	66%
271 a 360	66%	66%
361 o más	100%	100%

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

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

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 01 de enero de 2010	3.087.261
Aumentos (disminuciones) del período	1.120.336
Montos castigados	(70.502)
Saldo al 31 de diciembre 2010	4.137.095
Aumentos (disminuciones) del período	361.141
Montos castigados	(237.652)
Saldo al 30 de junio de 2011	4.260.584

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 30 de junio de 2011, es el siguiente:

Accionistas	Número de Acciones		Total	Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Los Ríos Limitada	371.661.603	8.997.443.992.100	8.997.815.653.703	99,9156%
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	375.450	6.761.257.700	6.761.633.150	0,0751%
Sociedad Inmobiliaria Rahue Ltda.	4.122	123.662.933	123.667.055	0,0014%
Manicke Ferré, Marola Jesús	1.962	58.849.343	58.851.305	0,0007%
Finkelstein Veliz, Clara Lea	1.418	42.542.841	42.544.259	0,0005%
Inversiones Correntoso Ltda	1.307	39.211.746	39.213.053	0,0004%
Sociedad Austral de Electricidad S.A. (*)	1.130	33.881.993	33.883.123	0,0004%
Inversiones Electricas del Sur S.A	1.066	31.978.511	31.979.577	0,0004%
Bravo Michell, Clodomiro	884	26.521.860	26.522.744	0,0003%
Conca Hnos. Ltda..	791	23.730.085	23.730.876	0,0003%
Minoritarios	248.044.715	208.209.300	456.254.015	0,0051%
Totales	620.094.448	9.004.793.838.412	9.005.413.932.860	100%

(*) Corresponde a las acciones que pertenecían a los accionistas que se acogieron a retiro en abril de 2011 como consecuencia de la fusión de la Sociedad con su filial, aprobada en Junta Extraordinaria de Accionistas el 30 de marzo de 2011.

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 en cuentas corrientes pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación.

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

RUT	Sociedad	País de Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	30/06/2011		31/12/2010	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76024782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	120.238		89.476	
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.335.453		2.029.200	
76067075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	16.630		15.858	
76073168-4	Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	5.072		4.042	
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	127		131	
76024762-6	MSIP Condor Holding SPA	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	7.387		5.655	
76833170-7	Andescan SPA	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.167		2.148	
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	4.497.844		-	
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Materiales, Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	121.018		1.022.243	
Totales							7.105.936	-	3.168.753	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	País de Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	30/06/2011		31/12/2010	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Compra energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	7.646.830		3.804.269	
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	6.864.218		9.156.221	
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	10		25	
76067075-8	Inversiones Los Ríos Ltda	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.850.541		7.170.720	
76024762-6	MSIP Condor Holding SPA	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	79		96	
76024762-6	MSIP Condor Holding SPA	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	701.021			
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.021		3.252	
76024782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	14.015.316			
76024782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.142		5.548	
Totales							32.082.178	-	20.140.131	-

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	30/06/2011 M\$	30/06/2010 M\$
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Matriz común	Peajes	79.441	10.187
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Matriz común	Préstamos en cuenta corriente	65.191	-
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Matriz común	Compra energía y potencia	(21.746.067)	(4.782.424)
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Servicio costo de personal	399.241	452.657
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Peajes (neto)	(10.316)	27.584
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Mantenimiento sistema	22.904	41.427
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Venta energía y potencia	17.020	40.458
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Préstamos en cuenta corriente	2.844	(36)
76024782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Matriz común	Préstamos en cuenta corriente	(15.316)	-
76024762-6	MSIP Condor Holding SPA	Chile	Matriz	Préstamos en cuenta corriente	(1.021)	-
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Matriz	Préstamos en cuenta corriente	(240.640)	(11.191)

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. El año 2011 correspondió la renovación del Directorio, eligiéndose como Directores a los señores Jorge Lesser García – Huidobro, Iván Díaz – Molina, John Watt, Kevin David Kerr, Stacey Purcell, Adil Rahmathulla, Thomas Gray y Olivia Penelope Steedman.

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

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

Director	30/06/2011 M\$	30/06/2010 M\$ (*)
Lawrence S. Coben	-	-
Pedro Pablo Errázuriz	-	4.447
Jorge Lesser García-Huidobro	-	4.447
Iván Díaz-Molina	-	-
Totales	-	8.894

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

(*) Corresponden a los saldos pendientes por pagar a los Directores de “Antigua Saesa” y Saesa (Ex Inversiones Los Lagos II S.A.)

b) Remuneración del Directorio

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

El beneficio corresponde al pago de UF 83 a cada Director de la Sociedad, para el período abril 2011 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2012.

Los Directores señores John Watt, Kevin David Kerr, Stacey Purcell, Adil Rahmathulla, Thomas Gray y Olivia Penelope Steedman, en atención a ser estos trabajadores dependientes de las sociedades matrices extranjeras de la Sociedad, renunciaron a la remuneración que les correspondería por el ejercicio del cargo de Director de la Sociedad. Sólo los Directores Jorge Lesser García-Huidobro e Iván Díaz-Molina recibirán su remuneración.

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 30 de junio de 2011 y al 30 de junio de 2010 son las siguientes:

Director	30/06/2011 M\$	30/06/2010 M\$
Lawrence S. Coben	-	12.638
Pedro Pablo Errázuriz	892	7.877
Jorge Lesser García-Huidobro	10.981	4.739
Iván Díaz-Molina	10.981	-
Totales	22.854	25.254

Las remuneraciones pagadas a los Directores incluyen a la “Antigua Saesa” y Saesa (Ex Inversiones Los Lagos II S.A.)

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

El equipo gerencial de la Sociedad lo componen un Gerente General, seis Gerentes de Área y 18 Subgerentes.

Las remuneraciones del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados ascienden a M\$792.393 al 30 de junio de 2011 y a M\$811.454 al 30 de junio de 2010 (incluye Antigua Saesa).

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

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

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

8 Inventarios

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010, es el siguiente:

Clases de inventario	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Materiales de operación y mantenimiento	7.214.529	6.541.278
Materiales en tránsito	1.007.315	896.839
Existencias retail	553.203	621.217
Petróleo	233.546	189.143
Provisión por obsolescencia	(707.531)	(568.996)
Totales	8.301.062	7.679.481

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

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

Inventarios utilizados durante el período según gasto	30/06/2011	30/06/2010	01/04/2011	01/04/2010
	M\$	M\$	30/06/2011 M\$	30/06/2010 M\$
Materias primas y consumibles utilizados	3.841.751	3.867.232	1.977.198	2.057.117
Otros gastos por naturaleza (*)	784.422	603.227	444.110	93.134
Totales	4.626.173	4.470.459	2.421.308	2.150.251

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

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 30 de junio de 2011 ascienden a M\$3.939.747 (M\$3.274.830 en 2010) y los materiales utilizados en FNDR al 30 de junio de 2011 ascienden a M\$67.572 (M\$89.733 en 2010).

El efecto en resultados de la provisión por obsolescencia alcanzó a M\$138.535 para el período enero - junio 2011, y M\$128.207 para el período enero - junio 2010, M\$67.086 para el período abril - junio 2011 y M\$98.334 para el período abril - junio de 2010.

9 Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010, es el siguiente:

	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Impuesto renta por recuperar	1.638.051	872.355
IVA Crédito fiscal por recuperar	82.357	195.771
Crédito por utilidades absorbidas	429.960	694.252
Crédito Sence	-	43.423
Totales	2.150.368	1.805.801

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Impuesto a la renta	1.105.679	1.672.809
Iva Débito fiscal	1.193.137	1.530.086
Otros	98.476	50.538
Totales	2.397.292	3.253.433

10 Otros Activos Financieros no Corriente

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010, es el siguiente:

Otros activos financieros no corriente	30/06/2011	31/12/2010
	No Corriente M\$	No Corriente M\$
Crédito por Impuesto Ley Austral	372.496	1.069.333
TOTAL	372.496	1.069.333

Este activo corresponde a crédito por impuestos Ley Austral, que se recuperará en periodos futuros a base de la generación de flujos de las sociedades que los generaron. La valoración 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.

11 Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010, es el siguiente:

Activos intangibles neto	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Activos intangibles identificables, neto	25.255.372	24.746.728
Servidumbres	22.182.979	22.182.979
Software	3.072.393	2.563.749

Activos intangibles bruto	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Activos intangibles identificables, bruto	27.089.481	26.065.954
Servidumbres	22.182.979	22.182.979
Software	4.906.502	3.882.975

Amortización activos intangibles	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Activos intangibles identificables	(1.834.109)	(1.319.226)
Servidumbres	-	-
Software	(1.834.109)	(1.319.226)

La composición y movimientos del activo intangible durante el período 2011 y 2010 son los siguientes:

Movimiento año 2011		Software neto	Servidumbres neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 01 de enero de 2011		2.563.749	22.182.979	24.746.728
Movimientos	Adiciones	1.023.710	-	1.023.710
	Retiros	-	-	-
	Gastos por amortización	(515.066)	-	(515.066)
	Total movimientos	508.644	-	508.644
Saldo final al 30 de junio de 2011		3.072.393	22.182.979	25.255.372

Movimiento año 2010		Software neto	Servidumbres neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 01 de enero de 2010		2.774.564	22.182.979	24.957.543
Movimientos	Adiciones	825.410	-	825.410
	Retiros	(33.943)	-	(33.943)
	Gastos por amortización	(1.002.282)	-	(1.002.282)
	Total movimientos	(210.815)	-	(210.815)
Saldo final al 31 de diciembre de 2010		2.563.749	22.182.979	24.746.728

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

El período de explotación de los derechos de servidumbre, en general, no tiene límite de expiración por lo que son considerados activos con vida útil indefinida y en consecuencia no están sujetos a amortización.

Los softwares o programas informáticos y licencias se amortizan en forma lineal entre 4 y 6 años. La amortización de estos bienes se presenta en el rubro "Gastos por Depreciación y Amortización" de los Estados financieros integrales.

12 Plusvalía Comprada

A continuación se presenta el detalle de la plusvalía por las unidades generadoras de efectivo o grupos de éstas a las que está asignada y los saldos al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010:

Rut	Compañía	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
90021000-0	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	124.944.061	124.944.061
96956660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	49.471.945	49.471.945
Totales		174.416.006	174.416.006

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

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

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

13 Propiedades, planta y equipos

A continuación se presentan los saldos del rubro al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	276.198.197	271.156.029
Construcción en Curso	29.623.507	38.053.117
Terrenos	13.448.087	13.448.087
Edificios	7.419.288	7.454.466
Planta y Equipo	219.919.763	207.067.254
Equipamiento de Tecnologías de la Información	1.061.169	1.212.121
Instalaciones Fijas y Accesorios	460.753	443.011
Vehículos de Motor	2.105.299	2.052.577
Otras Propiedades, Planta y Equipo	2.160.331	1.425.396

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	346.881.967	337.834.385
Construcción en Curso	29.623.507	38.053.117
Terrenos	13.448.087	13.448.087
Edificios	11.519.275	11.430.007
Planta y Equipo	278.477.400	261.431.522
Equipamiento de Tecnologías de la Información	4.718.111	4.798.332
Instalaciones Fijas y Accesorios	937.138	894.653
Vehículos de Motor	3.235.215	2.988.761
Otras Propiedades, Planta y Equipo	4.923.234	4.789.906

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(70.683.770)	(66.678.356)
Edificios	(4.099.987)	(3.975.541)
Planta y Equipo	(58.557.637)	(54.364.268)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(3.656.942)	(3.586.211)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(476.385)	(451.642)
Vehículos de Motor	(1.129.916)	(936.184)
Otros	(2.762.903)	(3.364.510)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante el período 2011 y 2010 es el siguiente:

Movimiento año 2011		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo Inicial al 01 de enero de 2011		38.053.117	13.448.087	7.454.466	1.212.121	443.011	2.052.577	1.425.396	207.067.254
Movimientos	Adiciones	8.146.233	-	89.268	31.083	53.838	246.452	930.727	17.038.317
	Retiros	(16.575.843)	-	-	(2.509)	(5.598)	-	(9.735)	(8.306)
	Gastos por depreciación	-	-	(124.446)	(179.526)	(30.498)	(193.730)	(186.057)	(4.177.502)
	Total movimientos	(8.429.610)	-	(35.178)	(150.952)	17.742	52.722	734.935	12.852.509
Saldo final al 30 de junio de 2011		29.623.507	13.448.087	7.419.288	1.061.169	460.753	2.105.299	2.160.331	219.919.763

Movimiento año 2010		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo Inicial al 01 de enero de 2010		37.273.647	13.430.686	7.049.827	1.257.708	520.664	2.614.859	1.726.801	194.903.500
Movimientos	Adiciones	20.582.329	51.616	675.832	758.752	11.528	60.317	442.803	21.683.717
	Retiros	(19.802.859)	(34.215)	(30.241)	(56.047)	(20.075)	(184.460)	(3.855)	(1.479.399)
	Gastos por depreciación	-	-	(240.952)	(748.292)	(69.106)	(438.139)	(740.353)	(8.040.564)
	Total movimientos	779.470	17.401	404.639	(45.587)	(77.653)	(562.282)	(301.405)	12.163.754
Saldo final al 31 de diciembre de 2010		38.053.117	13.448.087	7.454.466	1.212.121	443.011	2.052.577	1.425.396	207.067.254

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

Informaciones adicionales de propiedades, planta y equipo

- La depreciación de los Bienes de Propiedad, Planta y Equipo se presenta en la cuenta "Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación".
- La Sociedad y sus filiales cuentan con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (centrales, subestaciones, construcciones, contenido y existencias) con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.
- Los activos en construcción según se explica en Nota 2.11 incluyen activación de costos financieros por M\$419.121 al 30 de junio de 2011 y a M\$199.001 por el período terminado al 30 de junio de 2010 y los costos de personal relacionados directamente con obras en curso por M\$591.203 al 30 de junio de 2011 y a M\$462.819 por el período terminado al 30 de junio de 2010.
- El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010 no es significativo. La Sociedad no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.

14 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

14.1 Impuesto a la renta

- a) El detalle del gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados Consolidado correspondiente a los periodos enero - junio 2011 y enero - junio 2010 y por el trimestre abril-junio 2011 y abril-junio 2010, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	30/06/2011 M\$	30/06/2010 M\$	01/04/2011 30/06/2011 M\$	01/04/2010 30/06/2010 M\$
Gasto por impuestos corrientes	2.335.075	1.868.305	1.541.430	1.323.379
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto corriente	(2.185)	-	76.972	267
Otro gasto por impuesto corriente	1.932	3.247	612	801
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	2.322.348	1.914.388	1.606.540	1.367.283
Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	(319.157)	385.171	(680.553)	79.413
Otro gasto por impuesto diferido	(5.125)	-	-	-
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	(324.282)	385.171	(680.553)	79.413
Gasto por impuesto a las ganancias	1.998.066	2.299.559	925.987	1.446.696

- b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a la ganancia (pérdida) antes de impuesto al 30 de junio de 2011 y al 30 de junio de 2010 es la siguiente:

Conciliación del gasto utilizando la tasa efectiva	30/06/2011 M\$	30/06/2010 M\$
Utilidad Antes de Impuestos	11.664.274	13.877.510
(Gasto) Ingreso por Impuestos a las ganancias Utilizando la Tasa Legal (20%)	(2.332.855)	(2.359.177)
Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles	7.486	969
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	(51.451)	(32.220)
Efecto Impositivo de la Utilización de Pérdidas Fiscales No Reconocidas Anteriormente	-	(33.377)
Efecto Impositivo de Beneficio Fiscal No Reconocido Anteriormente en el EE.RR.	1	-
Efecto Impositivo de Impuesto provisto en Exceso en Periodos Anteriores	(141.062)	(16.950)
Corrección monetaria tributaria de las Inversiones	(257.196)	(1.358.539)
Corrección monetaria tributaria del Patrimonio	532.753	1.584.452
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	297.426	(3.248)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(32.726)	(54.707)
Ajuste Empresas Fusionadas	(20.442)	-
Ajuste de tasas por recuperación de Pérdida Tributarias	-	(26.762)
Total ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal	334.789	59.618
(Gasto) por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	(1.998.066)	(2.299.559)
Tasa impositiva efectiva	17,13%	16,57%

Con fecha 29 de julio de 2010 se promulgó la ley N° 20.455, la cual "Modifica diversos cuerpos legales para obtener recursos destinados al financiamiento de la reconstrucción del país", después del terremoto del 27 de febrero de 2010, la cual fue publicada en el Diario Oficial con fecha 31 de julio de 2010. Esta ley, entre otros aspectos, establece un aumento transitorio de la tasa de impuesto a la renta para los años comerciales 2011 y 2012 (a un 20% y 18,5%, respectivamente), volviendo nuevamente al 17% el año 2013.

Como consecuencia de estos cambios transitorios en la tasa de impuesto a la renta y sus efectos en activos y pasivos por impuestos diferidos que se reversarán en dichos años respecto a los calculados a partir de 2013 de 17%, han llevado a que la Sociedad reconozca un mayor ingreso por impuesto a las ganancias de M\$ 5.912 en el periodo enero – junio 2011.

14.2 Impuestos diferidos

- a) El detalle de los saldos de impuestos diferidos registrados al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010, es el siguiente:

Diferencia temporal	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	30/06/2011	31/12/2010	30/06/2011	31/12/2010
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a Activo Fijo (*)	2.467.995	-	11.382.929	20.489.570
Impuestos diferidos relativos a Indemnización años de servicio	18.178	33.399	12.754	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión cuentas incobrables	783.856	759.163	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión de vacaciones	127.660	150.417	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión obsolescencia	132.118	104.411	-	-
Impuestos diferidos relativos a Ingresos anticipados	105.255	124.866	-	-
Impuestos diferidos relativos a Gastos Anticipados	688.279	703.929	-	5.145
Impuestos diferidos relativos a Provisión Beneficios Personal	141.814	306.782	-	-
Impuestos diferidos relativos a Otras Provisiones	266.116	143.955	2.232	164.042
Impuestos diferidos relativos a Derivados	173.825	128.163	66.411	-
Total Impuestos Diferidos	4.905.096	2.455.085	11.464.326	20.658.757

(*) El 31 de mayo de 2011, la Sociedad se fusionó por absorción con su filial (Antigua Saesa). Producto de lo anterior y de acuerdo con las normas tributarias vigentes, el mayor valor tributario de la Sociedad respecto de la filial, se distribuyó entre los activos no monetarios de ésta última dando origen a un aumento en las bases de activos tributarios que generan diferencias temporarias. Estas diferencias originaron un activo por impuesto diferido de M\$11.368.759, que para efectos de presentación se muestra neto en el activo por impuestos diferidos relativos a Activo Fijo.

- b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación Financiera Consolidado Intermedio en los períodos 2011 y 2010 es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2010	2.994.515	19.928.742
Incremento (decremento)	(539.430)	730.015
Saldo al 31 de diciembre de 2010	2.455.085	20.658.757
Impuesto Diferido Efecto por Fusión	11.368.759	-
Incremento (decremento)	(8.918.748)	(9.194.431)
Saldo al 30 de junio de 2011	4.905.096	11.464.326

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

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

15 Otros Pasivos Financieros

- a) El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de este rubro al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010, es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	30/06/2011		31/12/2010	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Préstamos bancarios	38.043.579	-	15.885.218	21.437.774
Bonos	843.250	71.959.536	564.846	70.505.865
Derivados (*)	869.122	-	615.187	-
Totales	39.755.951	71.959.536	17.065.251	91.943.639

(*) Ver nota 16.2.7

- b) El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010, es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No corriente			
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento		Total no corriente
					Indeterminado	Hasta 1 mes	1a 3 meses	3 a 12 meses	al 30-06-2011	1 a 5 años	5 años a más	al 30-06-2011
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
Chile	USD	anual	1,83%	Sin Garantía	-	-	-	22.179.287	22.179.287	-	-	-
Chile	USD	anual	1,91%	Sin Garantía	-	-	-	10.922.868	10.922.868	-	-	-
Chile	USD	anual	2,24%	Sin Garantía	-	-	-	4.941.424	4.941.424	-	-	-
Totales					-	-	-	38.043.579	38.043.579	-	-	-

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No corriente			
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento		Total no corriente
					Indeterminado	Hasta 1 mes	1a 3 meses	3 a 12 meses	al 31-12-2010	1 a 5 años	5 años a más	al 31-12-2010
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
Chile	UF	semestral	0,90%	Sin Garantía	-	-	-	23.970	23.970	21.437.774	-	21.437.774
Chile	USD	anual	1,95%	Sin Garantía	-	-	-	10.920.850	10.920.850	-	-	-
Chile	USD	anual	2,26%	Sin Garantía	-	-	-	4.940.398	4.940.398	-	-	-
Totales					-	-	-	15.885.218	15.885.218	21.437.774	-	21.437.774

- c) El desglose por banco de los Préstamos Bancarios al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010, es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	30 de junio 2011					
						Corriente			No Corriente		
						Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
SAESA	BANCO ESTADO	97030000-7	USD	1,83%	ANUAL	-	22.179.287	22.179.287	-	-	-
SAESA	BANCO BCI	97006000-6	USD	1,91%	ANUAL	-	10.922.868	10.922.868	-	-	-
SAESA	BANCO BCI	97006000-6	USD	2,24%	ANUAL	-	4.941.424	4.941.424	-	-	-
Totales						-	38.043.579	38.043.579	-	-	-

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de diciembre 2010					
						Corriente			No Corriente		
						Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
SAESA	BANCO ESTADO	97030000-7	UF	0,90%	SEMESTRAL	-	23.970	23.970	21.437.774	-	21.437.774
SAESA	BANCO BCI	97006000-6	USD	1,95%	ANUAL	-	10.920.850	10.920.850	-	-	-
SAESA	BANCO BCI	97006000-6	USD	2,26%	ANUAL	-	4.940.398	4.940.398	-	-	-
Totales						-	15.885.218	15.885.218	21.437.774	-	21.437.774

d) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público, Bonos al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010, es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No Corriente			
					Vencimiento				Total Corriente	Vencimiento		Total no Corriente
					Indeterminada M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 30-06-2011 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 30-06-2011 M\$
Chile	UF	semestral	5,25%	Sin Garantía	-	-	-	449.939	449.939	13.906.518	38.629.218	52.535.736
Chile	UF	anual	2,83%	Sin Garantía	-	-	-	393.311	393.311	9.573.349	9.850.451	19.423.800
Totales					-	-	-	843.250	843.250	23.479.867	48.479.669	71.959.536

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No Corriente			
					Vencimiento				Total Corriente	Vencimiento		Total no Corriente
					Indeterminada M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 31-12-2010 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 31-12-2010 M\$
Chile	UF	semestral	5,25%	Sin Garantía	-	-	-	450.746	450.746	12.116.075	39.377.245	51.493.320
Chile	UF	anual	2,83%	Sin Garantía	-	-	-	114.100	114.100	9.357.547	9.654.998	19.012.545
Totales					-	-	-	564.846	564.846	21.473.622	49.032.243	70.505.865

e) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público, Bonos al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	30 de junio 2011					
					Corriente			No Corriente		
					Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
SAESA	BONO SERIE F/ N°398	UF	5,25%	Sin Garantía	-	449.939	449.939	13.906.518	38.629.218	52.535.736
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	2,83%	Sin Garantía	-	393.311	393.311	9.573.349	9.850.451	19.423.800
Totales					-	843.250	843.250	23.479.867	48.479.669	71.959.536

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2010					
					Corriente			No Corriente		
					Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
SAESA	BONO SERIE F/ N°398	UF	5,25%	Sin Garantía	-	450.746	450.746	12.116.075	39.377.245	51.493.320
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	2,83%	Sin Garantía	-	114.100	114.100	9.357.547	9.654.998	19.012.545
Totales					-	564.846	564.846	21.473.622	49.032.243	70.505.865

f) Colocación de Bonos

Con fecha 19 de diciembre de 2007 la Sociedad colocó la emisión de bonos Serie G por una suma total de 300.000 Unidades de Fomento. Los referidos bonos Serie G fueron colocados con cargo a la línea de bonos inscrita en el Registro de Valores con fecha 17 de septiembre de 2002, bajo el número 301. Los fondos fueron destinados al refinanciamiento de las amortizaciones de los bonos Serie E que fueron colocados con cargo a la Línea de Bonos inscrita bajo el número 397.

Con fecha 21 de octubre de 2008, la Sociedad realizó una segunda colocación de bonos Serie G por una suma total de 300.000 Unidades de Fomento para el refinanciamiento de la Serie E.

Con fecha 27 de octubre de 2009, la Sociedad realizó una tercera colocación de bonos Serie G por una suma total de 300.000 Unidades de Fomento para el refinanciamiento de la Serie E.

Los costos de colocación y menor valor de colocación asociados a estos instrumentos se presentan en el rubro Otros Pasivos Financieros Corriente y no Corriente y se amortizan según el método de la tasa de interés efectiva.

g) Otros Aspectos

Las deudas de la Sociedad y filiales incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También hay obligaciones relacionadas con el mantenimiento del control de las empresas eléctricas por parte de la Matriz, así como el mantenimiento de sus activos esenciales (líneas e instalaciones de distribución de la Sociedad, y las respectivas concesiones de distribución asociadas a dichos activos que permitan a la Sociedad y sus filiales en conjunto, tener la capacidad de distribuir a lo menos mil GWh al año). Los contratos regulan los flujos entre compañías relacionadas por conceptos de créditos, con excepción de aquellos con transacciones que están directamente relacionadas con el giro del negocio. Los contratos también regulan la entrega de fianzas, codeudas solidarias, avales o cualquier garantía personal a terceros distintos de las empresas del grupo.

Ratios financieros (medido sobre estados financieros consolidados)

En la Sociedad:

- Razón de Endeudamiento (RE). Mantener al final de cada trimestre una RE consolidado no superior a 1,25 veces.
- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta sobre EBITDA menor a 3,5 veces.

Al 30 de junio de 2011, la Sociedad y sus filiales han dado cumplimiento a estas restricciones.

16 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 Sociedad Austral de Electricidad S.A. y sus Filiales son los siguientes:

16.1 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 Edelaysen. La Autoridad, además de fijar tarifas, dicta las normas de calidad de producto y operación 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.

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

16.1.1 Riesgo Regulatorio

a) Cambio de la regulación

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

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

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

Asimismo, en marzo de 2004 y mayo de 2005, se publicaron en el Diario Oficial la Ley N° 19.940 y N° 20.018 que modificaron la Ley General Sobre Servicios Eléctricos y su Reglamento y que convencionalmente se han denominado como la "Ley Corta I" y "Ley Corta II", respectivamente.

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.

Actualmente, continúa en el Congreso la tramitación del proyecto de modificación a la Ley Eléctrica en materias relacionadas con la distribución, presentada por el Poder Ejecutivo a fines del año 2007, sin mostrar mayores avances en su tramitación.

Hacia fines del primer semestre del 2011 se han presentado indicaciones a los siguientes proyectos de modificación a la LGSE:

- Ampliación de la matriz energética mediante el uso de fuentes de energía renovables no convencionales, en adelante Proyecto ERNC, e
- Incentivo de las inyecciones de energía proveniente de medios renovables no convencionales, conectados a la redes de distribución, mediante el uso de los mismos empalmes de conexión a la red utilizados para el suministro a clientes finales, en adelante Proyecto net metering.

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 distribución

En la medida que aumenta el consumo y se van produciendo economías de escala, las tarifas de distribución tienden a disminuir, lo que ha ocurrido principalmente en las fijaciones tarifarias de distribución de estos últimos años.

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El último Decreto de fórmulas tarifarias, que rigen desde noviembre de 2008 hasta octubre de 2012, fue publicado el 8 de abril de 2009. 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.

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 Edelayesen, 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.

c) 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. En enero de 2009 fueron publicadas las fórmulas tarifarias de subtransmisión que regirán desde enero de 2009 hasta noviembre de 2010.

Un nuevo proceso tarifario comenzó durante el 2009, con la finalidad de que los nuevos precios estén determinados y entren a regir hacia fines del 2010. No obstante, este proceso se ha visto retrasado respecto de su programación original por propia iniciativa de la Autoridad administrativa (CNE), quien en la etapa de entrega extendió el plazo para aumentar el desarrollo del estudio y posteriormente, en la etapa de revisión, para efectuar análisis más detallados de los estudios presentados, y para la elaboración del Informe Técnico con los cambios realizados por la Autoridad. Asimismo, el Panel de Expertos ha extendido el plazo de análisis de las discrepancias presentadas por las empresas al Informe Técnico de la CNE y la publicación de su respectivo Dictamen.

De acuerdo a lo anterior, se espera que durante el segundo semestre del 2011 se dé por concluido este proceso tarifario y con ello, se apliquen de manera retroactiva los recargos que finalmente sean fijados mediante Decreto Supremo.

Los riesgos relacionados con la regulación de los negocios de Distribución y Subtransmisión son bajos, debido a que por definición se remuneran sobre la base de una rentabilidad razonable aplicada a la inversión realizada, además de los costos de operar esos activos. En particular, para la fijación tarifaria de Subtransmisión en curso no se esperan efectos adversos en los ingresos de la compañía.

d) Contratos de suministro

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

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

En virtud del complejo escenario financiero de la empresa Campanario S.A. y su eventual incumplimiento del contrato de suministro que representa aproximadamente el 20% de los consumos de los clientes regulados de la empresa, cabe mencionar que la declaratoria de quiebra de una empresa generadora adjudicataria de contratos licitados de suministro de potencia y energía no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia para sus clientes regulados, debiendo pagar los precios establecidos en el respectivo contrato de suministro, y en caso de producirse el término anticipado del contrato de suministro por resolución judicial, nace 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.

A mayor abundamiento, con fecha 26 de agosto de 2011, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, SEC, emitió la Resolución Exenta N° 2228 que confirma lo indicado en el párrafo anterior, en relación a que el suministro debe ser entregado por los integrantes del sistema, a los precios acordados en los contratos de suministro.

e) Abastecimiento de energía

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

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

- Las Leyes Cortas mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.
- Las acciones que actualmente se encuentra desarrollando el regulador, tendientes por un lado a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento de gas argentino y por otro al reconocer que otro año seco como el 2010 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.

En la actualidad hay proyectos en construcción por una capacidad aproximada de 1.900 MW, los que podrían entrar en funcionamiento en los próximos 3 años (2011 – 2013).

16.2 Riesgo financiero

La exposición a cambios de variables de mercado, como tasas de interés y tipo de cambio, se encuentra acotada. Por una parte, el 65% de la deuda financiera está estructurada a largo plazo mediante bonos y se encuentra denominada en UF, consistente con el perfil de flujos de la Sociedad y sus filiales.

Por otro lado, cerca del 47% de la deuda financiera está a tasa fija, un 18% a tasa variable y un 35% a tasa variable pero protegida por Cross Currency Swap, de acuerdo con lo que se indica en el párrafo siguiente.

Al 30 de junio de 2011, la Sociedad tiene las siguientes deudas en USD a tasa variable Libo:

Fecha suscripción	Monto USD MUSD	Monto CLP M\$
03-09-2010	23.185	10.922.868
13-10-2010	10.504	4.941.424
29-04-2011	47.228	22.179.287

Con el objeto de dar cumplimiento a la política establecida, la Sociedad contrató tres Cross Currency Swap para proteger su exposición de moneda (USD a UF) y tasa de interés (tasas finales de: 0,95 + UF; 1,75 + UF y 1,78 + UF).

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.

16.2.1 Tipo de cambio

La Sociedad y sus principales filiales que operan en moneda funcional peso realizan limitadas operaciones en moneda distinta de su moneda funcional y corresponden principalmente a pagos por la compra de materiales o insumos asociados a proyectos del sistema eléctrico que son comercializados en mercados extranjeros, normalmente en dólares. Estas transacciones son específicas y por montos y períodos que no generan impactos relevantes en la Sociedad y sus filiales.

Como se menciona en la nota 16.2 al 30 de junio la Sociedad tiene tres créditos en USD, la exposición de moneda se encuentra acotada a través de tres Cross Currency Swap (Ver nota 16.2.7).

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

16.2.2 Variación UF

El 65% de la deuda financiera está estructurada en UF, consistente con los flujos de la Sociedad y sus filiales.

De los ingresos de la Sociedad un 90% 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 IPMN. Debido al tipo de indexación mencionado la Sociedad no administra el riesgo de variación por UF.

16.2.3 Tasa de interés

En la actualidad el 82% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija y/o protegida, es decir, una tasa variable que cuenta con un derivado de cobertura a tasa fija. La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de las tasas variables con respecto a la TAB (Tasa Activa Bancaria), suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes, esta metodología consiste en medir la variación positiva de un punto de la TAB a la fecha de presentación 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 MM\$122 durante el periodo enero - junio de 2011. Para este análisis no se consideró los créditos en USD que tiene la Sociedad, debido a que el riesgo de tasa de interés está cubierto con un instrumento de derivado. 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, protegida y variable, después de derivados contratados, es la siguiente:

	30/06/2011	30/06/2010
Tasa Interés Variable	18%	39%
Tasa Interés Protegida	35%	0%
Tasa Interés Fija	47%	61%

16.2.4 Riesgo de liquidez

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

Debido a lo anterior, la deuda financiera se encuentra estructurada a largo plazo, mediante créditos bancarios y bonos.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de una correcta administración de los recursos de la Sociedad y sus filiales. 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 Sociedad.

Saesa y sus filiales en la actualidad cuentan con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.750.000 en conjunto con la sociedad Frontel, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta Diciembre del año 2015, con spread máximos acordados. A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de estas Sociedades, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

16.2.5 Riesgo de crédito

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

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

Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad operacional, se distingue dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otros relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad fidelizar al cliente con una gama más amplia de productos tales como retail 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 retail, instalaciones eléctricas y construcciones de obras, la Política de la Sociedad y sus filiales establece plazos que van de 12 ó 24 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	5%	33%
181 a 270	34%	66%
271 a 360	66%	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.

16.2.6 Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

al 30 de junio de 2011	Mantenidos hasta al vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Instrumentos financieros derivados	-	-	-	371.038	371.038
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y derechos por cobrar no corrientes	-	67.776.035	-	-	67.776.035
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	7.105.936	-	-	7.105.936
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	9.857.346	-	-	-	9.857.346
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	372.496	-	-	372.496
Totales	9.857.346	75.254.467	-	371.038	85.482.851

al 31 de diciembre de 2010	Mantenidos hasta al vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y derechos por cobrar no corrientes	-	58.306.699	-	-	58.306.699
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	3.168.753	-	-	3.168.753
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	12.760.606	-	-	-	12.760.606
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	1.069.333	-	-	1.069.333
Totales	12.760.606	62.544.785	-	-	75.305.391

b) Pasivos Financieros

al 30 de junio de 2011	Mantenidos al vencimiento	Préstamos y cuentas por pagar	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	-	110.846.365	-	-	110.846.365
Derivado	-	-	-	869.122	869.122
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	34.954.362	-	-	34.954.362
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	32.082.178	-	-	32.082.178
Totales	-	177.882.905	-	869.122	178.752.027

al 31 de diciembre de 2010	Mantenidos al vencimiento	Préstamos y cuentas por pagar	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	-	108.393.703	-	-	108.393.703
Derivado	-	-	-	615.187	615.187
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	30.807.617	-	-	30.807.617
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	20.140.131	-	-	20.140.131
Totales	-	159.341.451	-	615.187	159.956.638

16.2.7 Instrumentos derivados

La Sociedad, siguiendo su política de gestión de riesgos financieros suscribe 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 del dólar respecto del peso o la UF, producto de obligaciones existentes en monedas distintas al peso o a la UF. Los derivados de tasas de interés son utilizados para fijar o limitar la tasa de interés variable de obligaciones financieras. Estos instrumentos corresponden principalmente a Cross Currency Swaps.

Al 30 de junio de 2011, la Sociedad clasifica sus coberturas como "Cobertura de Flujos de Caja".

El detalle de la cartera es el siguiente:

Instrumento de cobertura	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$	Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de Cobertura
Cross Currency Swaps (*)	(753.425)	(547.434)	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Cross Currency Swaps (*)	(115.697)	(67.753)	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Cross Currency Swaps (**)	371.038		Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja

(*) Presentado en la cuenta Otros Pasivos Financieros Corrientes.

(**) Presentado en la cuenta Otros Activos Financieros Corrientes.

En relación a las coberturas de flujo de caja presentadas al 30 de junio de 2011, la Sociedad no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad de las coberturas.

16.2.8 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 30.06.2011	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	1.007.703	1.007.703
Saldo en Bancos	1.100.660	1.100.660
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	63.764.433	63.764.433

Pasivos Financieros - al 30.06.2011	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Deuda Bancaria	38.043.579	38.297.380
Bonos	72.802.786	80.749.382
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	34.954.362	34.954.362

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.

- El Costo Amortizado de los Depósitos a Plazo es una buena aproximación del Fair Value, debido a que son operaciones de muy corto plazo (menores a 30 días).
- 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. La valorización realizada no considera la alternativa de prepago que poseen estos bonos.
- 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.

17 Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Proveedores por compra de energía	23.552.522	24.733.896
Cuentas por pagar bienes y servicios	9.699.261	4.646.961
Dividendos por pagar a terceros	49.107	85.795
Cuentas por pagar instituciones fiscales	122.642	123.034
Otras cuentas por pagar	1.530.830	1.217.931
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	34.954.362	30.807.617

18 Provisiones

18.1 Provisiones corrientes

18.1.1 Otras Provisiones

a) El desglose de este rubro al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010, es el siguiente:

Otras provisiones a corto plazo	Provisiones	
	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	658.947	841.180
Totales	658.947	841.180

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante el período 2011 y 2010, es el siguiente:

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 31 de diciembre de 2010	841.180
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	43.855
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(74.715)
Provisión utilizada	(129.884)
Reversos de provisión no utilizada.	(21.489)
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	(182.233)
Saldo final al 30 de junio de 2011	658.947

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 1 de enero de 2010	938.510
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	486.081
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(78.274)
Provisión utilizada	(243.976)
Reversos de provisión no utilizada	(261.161)
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	(97.330)
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	841.180

18.1.2 Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados

a) El desglose de este rubro al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Provisiones	
	30/06/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	665.201	778.995
Provisión por beneficios anuales	1.120.197	2.254.157
Total	1.785.398	3.033.152

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante el período 2011 y 2010, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Otras Provisiones
Saldo inicial al 31 de diciembre de 2010	3.033.152
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	5.535
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	420.687
Provisión utilizada	(1.484.897)
Reversos de provisión no utilizada.	(189.079)
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	(1.247.754)
Saldo final al 30 de junio de 2011	1.785.398

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Otras Provisiones
Saldo inicial al 1 de enero de 2010	3.066.095
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	9.055
Incremento (decremento) en provisiones existentes	1.617.397
Provisión utilizada	(1.659.395)
Reversos de provisión no utilizada	-
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	(32.943)
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	3.033.152

18.2 Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados

- a) El desglose de las provisiones no corrientes al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010, es el siguiente:

	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	3.269.190	3.070.504
Total	3.269.190	3.070.504

- b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante el período 2011 y 2010, es el siguiente:

Provisiones no corriente, por beneficios a los empleados	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2010	2.604.750
Provisión del período	690.812
Pagos en el período	(225.058)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	3.070.504
Provisión del período	270.965
Pagos en el período	(72.279)
Saldo al 30 de junio de 2011	3.269.190

- c) Hipótesis actuariales utilizadas

Tasa de descuento (real)	4,05%
Tasa esperada de incrementos salariales (real)	1,50%
Tablas de mortalidad	RV 2009 H / RV 2009 M

18.3 Juicios y multas

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

18.3.1 Juicios

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

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapas Procesales	Monto M\$
SAESA	1° Juzgado de Letras de Pto. Montt	2547-2006	Demanda de indemnización de perjuicios por fallecimiento de trabajador de contratista ocurrida en el año 1999. (Hernández con SAESA)	Recurso de casación rechazado. Pendiente cumplimiento por parte del deudor principal	10.945
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	30197	Demanda de indemnización de perjuicios por daños derivados de incendio. (Mancilla con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	21.890
SAESA	1° Juzgado de Letras de Pto. Montt	6743-2007	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en domicilio. (Sanhueza con SAESA)	Proceso en etapa de fallo.	21.890
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4642-MULTA 74	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de sentencia.	11.486
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4643-MULTA 76	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de sentencia.	11.486
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4644-MULTA 73	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de sentencia.	11.486
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4645-MULTA 75	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de sentencia.	11.486
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4646-MULTA 77	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de sentencia.	11.486
SAESA	Juzgado de Letras de Quellón	258	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de discusión.	804
SAESA	1° Juzgado Laboral de Puerto Montt	85-2008	Demanda laboral subsidiaria (Marchant con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	1.500
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	400-2009	Demanda de indemnización de perjuicios por reposición tardía de suministro. (Chovar con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia en etapa de prueba	23.000
SAESA	5° Juzgado Civil de Santiago	C-33096-2008	Demanda de cobro de pesos por traslado de redes eléctricas. (Fisco con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	22.000
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	2005-2009	Demanda de nulidad de convenio de pago (Proclint con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	4925-09	Demanda juicio sumario de comodato precario (Avenida con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	4924-09	Demanda en juicio sumario de comodato precario (Rojas con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	4921-09	Demanda en juicio sumario de comodato precario (González con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado
SAESA	Juzgado de Letras de Lonchoche	8293	Demanda de indemnización de perjuicios en procedimiento especial indígena (Antillanca con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	18.500
SAESA	1° Juzgado Civil de Osorno	1979-2010	Demanda de indemnización de perjuicios por responsabilidad extracontractual por daños derivados de problemas de voltaje. (González Cárdenas con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	38.350
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	37398	Demanda de indemnización de perjuicios (Sociedad Turística Huaihue Limitada con Saesa)	Proceso pendiente en 1° instancia	121.600
SAESA	1° Juzgado de Letras de Puerto Montt	5047-10	Demanda de indemnización de perjuicios (Ulloa con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	392.500
SAESA	7° Juzgado Civil de Santiago	11661-11	Demanda civil por daños (Becerra con SAESA y otros)	Proceso pendiente en 1° instancia	21.455
SAESA	1° Juzgado de Letras de Osorno	103-2011	Demanda de cobro de pesos (COLBUN con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	709.431
SAESA	1° Juzgado de Letras de Puerto Montt	1881-2010	Demanda de comodato precario (Hechenleitner con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado
SAESA	Juzgado de Letras de Cochrane	1428-2010	Demanda de indemnización de perjuicios por choque de vehículo (Parra con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	10.683
SAESA	16° Juzgado Civil de Santiago	5054-2011	Demanda civil por daños (Medel con SAESA y otros)	Proceso pendiente en 1° instancia	21.455
EDELAYSÉN	Juzgado de Letras de Chile chico	3588	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio forestal (Pérez con EDELAYSÉN)	Proceso pendiente en 1 instancia. Estado de abandono de procedimiento	21.890
EDELAYSÉN	Juzgado de letras de Chaitén	005-2008	Demanda de comodato precario	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de discusión.	Indeterminado
EDELAYSÉN	Juzgado de Letras de Coyhaique	966-2011	Demanda de indemnización de perjuicios (Mata con EDELAYSÉN)	Proceso pendiente en 1° instancia	21.576
LUZ OSORNO	1° Juzgado de Letras de Osorno	545-10	Demanda de indemnización de perjuicios extracontractual (Neaguel con Luz Osorno)	Proceso pendiente en 1° instancia	60.000
LUZ OSORNO	18 Juzgado Civil de Santiago	35.017-2009	Reclamo de ilegalidad por multa Vialidad.	En Trámite.	1.914

Al 30 de junio de 2011, la Sociedad y sus filiales han realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación para ellas. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los presentes estados financieros, que incluye a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar, que la Sociedad y sus filiales cuentan con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 1.000.

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

18.3.2 Multas

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

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
STS	Res. Ex. 096 DRX de fecha 08.06.11	SEC	Mantenimiento	Reposición pendiente	28.716
EDELAYSEN	Res. Ex. 96 DRXI de fecha 20.06.11	SEC	Infracción comunicación puesta en servicio	Reposición pendiente.	1.149
EDELAYSEN	Res. Ex. 98 DRXI de fecha 24.06.11	SEC	No cumplir instrucciones	Reposición pendiente.	11.486
LUZ OSORNO	Res. Ex. 103 DRX de fecha 14.06.11	SEC	Instrucciones no cumplidas.	Judicializada	7.658
Multas pendientes de resolución de años anteriores					
SAESA	Res. Ex. 7717/08/20 de fecha 01.01.08	DIR. TRABAJO	Laborales	Pendiente solicitud de invalidación	1.532
SAESA	Res. Ex. 138 de fecha 31.08.09	SEC	Mantenimiento	Recurso de reposición pendiente.	28.716
SAESA	Res. Ex. 015 DRX de fecha 28.01.10	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Recurso de reposición pendiente.	32.545
SAESA	Res. Ex. 159 DRX de fecha 27.07.10	SEC	Falta de mantenimiento.	Recurso de reposición pendiente.	9.572
SAESA	Res. Ex. 160 DRX de fecha 27.07.10	SEC	Falta de mantenimiento.	Recurso de reposición pendiente.	17.230
SAESA	Res. Ex. 030 DRR de fecha 26.08.10	SEC	Falta de mantenimiento.	Recurso de reposición pendiente.	19.144
SAESA	Res. Ex. 3488 de fecha 01.12.10	SEC	Exceder índices de continuidad de suministro.	Recurso de reposición pendiente	95.567
SAESA	Res. Ex. 2510 de fecha 31.12.10	VIAL.	Falta de permiso vialidad	En trámite.	1.914
SAESA	Res. Ex. 2509 de fecha 31.12.10	VIAL.	Falta de permiso vialidad	En trámite.	1.914
STS	Res. Ex. 031 DRR de fecha 26.08.10	SEC	Falta de mantenimiento.	Recurso de reposición pendiente.	19.144
STS	Res. Multa 8225/10/67 de fecha 03.12.10	DIR. TRABAJO	Condiciones sanitarias contratista.	En trámite.	2.297
EDELAYSEN	Res. Ex. 074 de fecha 18.08.09	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Recurso de reposición pendiente.	1.914
EDELAYSEN	Res. Ex. 183 DRXI de fecha 24.11.10	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Recurso de reposición pendiente	11.486
EDELAYSEN	Res. Ex. 3478 de fecha 01.12.10	SEC	Exceder índices de continuidad de suministro.	Recurso de reposición pendiente	49.162
LUZ OSORNO	Res. Ex. 3489 de fecha 01.12.10	SEC	Exceder índices de continuidad de suministro.	Recurso de reposición pendiente	8.270

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 obtendrá resultados favorables o que los resultados son inciertos y las multas se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

19 Otros Pasivos no Financieros

El movimiento de este rubro del Estado de Situación Consolidado adjunto durante el período 2011 y 2010, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros corrientes	Saldo al	
	30/06/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
Obras FNDR	2.535.454	2.734.653
Otras obras de terceros	2.580.957	2.184.791
Total otros pasivos no financieros corrientes	5.116.411	4.919.444

Las subvenciones corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación social, netos de los costos realizados por la Sociedad y sus filiales y se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.17.2

20 Patrimonio

20.1 Patrimonio neto de la Sociedad

20.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 30 de junio de 2011 el capital social de SAESA (Ex Los Lagos II) asciende a M\$304.502.828 y al 31 de diciembre de 2010 ascendía a M\$304.485.617. El capital está representado por 620.094.448 acciones serie A y 9.004.793.838.412 acciones serie B totalmente suscritas y pagadas.

El aumento de capital por M\$17.211 corresponde a la incorporación de la participación no controladora de Antigua Saesa en la Sociedad, como consecuencia de la fusión materializada el 31 de mayo de 2011.

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

20.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 30 de marzo de 2011 se aprobó el pago de un dividendo final de \$ 0,08328 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2010, lo que significa un pago de M\$ 14.998.820. El dividendo antes señalado se pagó a partir del 02 de mayo de 2011.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 26 de marzo de 2010 se aprobó el pago de \$ 0,00958 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2009, lo que significó un pago de M\$ 1.725.639. El dividendo antes señalado se pagó a partir del 26 de abril de 2010.

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

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

20.1.3 Disminuciones de capital

Con fecha 4 de marzo de 2010 en Junta Extraordinaria de Accionistas se aprobó una disminución de capital de M\$ 28.272.000, con respecto a lo anterior el Directorio de la Sociedad en sesión celebrada el 13 de abril de 2010 y en uso de las facultades conferidas por la Junta Extraordinaria de Accionistas, acordó dentro de otras materias materializar el pago de \$ 0,15698 por acción a partir del 7 de mayo de 2010.

20.1.4 Otras reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Otras reservas al 30 de junio de 2011 y 2010 son los siguientes:

Al 30 de junio de 2011

	Cambio en otras reservas				Saldo al 30 de junio de 2011
	Saldo al 01 de enero de 2011 M\$	Trasposos enero a junio de 2011 M\$	Reservas por diferencias de conversión enero a junio M\$	Reservas de cobertura M\$	
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(1.583.657)		163.347		(1.420.310)
Reservas de cobertura	141.790			185.059	326.849
Otras reservas varias	12.616.103				12.616.103
Efecto por fusión 31.05.2011		11.375.310			11.375.310
Totales	11.174.236	11.375.310	163.347	185.059	22.897.952

Otras reservas varias por M\$12.616.103, está compuesta por M\$1.001.277, que corresponde a revalorización del capital pagado por el periodo 05 de agosto de 2009 a diciembre de 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros. El valor de M\$11.614.826 corresponde al valor de Otras reservas resultante de la división de Los Lagos Ltda., en cuatro empresas, la continuadora legal Los Lagos, y Lagos II, Los Lagos III y Los Lagos IV. A SAESA (Ex Los Lagos II) se le asignaron las acciones que Los Lagos tenía en Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Antigua SAESA). Una vez determinado el patrimonio de cada compañía, se distribuyeron proporcionalmente a las cuentas de Capital Pagado y Otras reservas según PCGA anteriores, lo que fue aprobado por los socios en la escritura de división respectiva.

El efecto por fusión de M\$11.375.310 se origina en la fusión por absorción de la Sociedad con su filial (Antigua Saesa). Producto de lo anterior y de acuerdo a normas tributarias vigentes, el mayor valor tributario de la Sociedad respecto de la filial, se distribuyó entre los activos no monetarios de ésta última dando origen a un aumento en las bases de activos tributarios que generan diferencias temporarias. Estas diferencias originaron un activo por impuesto diferido de M\$11.368.759. El monto por M\$ 6.551, corresponde a la incorporación de la participación no controladora de Antigua Saesa en la Sociedad, como consecuencia de la fusión materializada el 31 de mayo de 2011.

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

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

Al 30 de junio de 2010

	Cambio en otras reservas		Saldo al 30 de junio de 2010
	Saldo al 01 de enero de 2010 M\$	Reservas por diferencias de conversión M\$	
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(1.039.523)	401.201	(638.322)
Otras reservas varias	12.616.103		12.616.103
Totales	11.576.580	401.201	11.977.781

20.1.5 Diferencias de conversión

El detalle de la sociedad filial que presenta diferencias de conversión netas de impuestos al 30 de junio de 2011 y 2010 es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	30/06/2011 M\$	30/06/2010 M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	1.420.310	638.322
Totales	1.420.310	638.322

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

20.1.6 Ganancias (Pérdidas) Acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias (Pérdidas) Acumuladas al 30 de junio de 2011 y 2010 son los siguientes:

M\$	Utilidad líquida distributable acumulada	Ajustes de primera Adopción no realizados	Ganancia (pérdida) acumulada
Saldo Inicial al 1/01/11	37.835.316	4.053.089	41.888.405
Transferencia y otros cambios	(5.125)		(5.125)
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	9.509.828		9.509.828
Dividendos (incluye provisión del período)	(10.675.499)		(10.675.499)
Saldo final al 30/06/11	36.664.520	4.053.089	40.717.609

M\$	Utilidad líquida distributable acumulada	Ajustes de primera Adopción no realizados	Ganancia (pérdida) acumulada
Saldo Inicial al 1/01/10	23.216.216	4.053.089	27.269.305
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	11.436.281		11.436.281
Dividendos (incluye provisión del período)	(4.638.567)		(4.638.567)
Saldo final al 30/06/10	30.013.930	4.053.089	34.067.019

20.2 Gestión de capital

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

20.3 Restricciones a la disposición de fondos

En virtud de los contratos de deuda que posee la Sociedad y sus filiales, el envío de flujo a sus accionistas está condicionado, al cumplimiento de las restricciones financieras mencionadas en la nota 15 g).

20.4 Participaciones no controladoras

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de terceros en el patrimonio al 30 de junio de 2011, 31 de diciembre de 2010 y resultados al 30 de junio de 2011 y 30 de junio de 2010 es el siguiente:

Interés Minoritario	Participación en filiales		Patrimonio de filiales		Resultado de filiales		Participaciones no controladoras (Patrimonio)		Participaciones no controladoras (Ganancia / Pérdida)	
	30/06/2011 %	31/12/2010 %	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$	30/06/2011 M\$	30/06/2010 M\$	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$	30/06/2011 M\$	30/06/2010 M\$
Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Antigua Saesa)		0,0079	-	308.138.803	-	11.455.770	-	24.250	-	901
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	6,8203	6,8203	60.475.847	58.940.383	2.194.107	1.946.734	4.124.634	4.019.911	149.644	132.773
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	0,1000	0,1000	78.396.761	77.154.308	3.808.785	6.024.976	78.397	77.155	3.809	6.025
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	0,1046	0,1046	13.527.259	13.554.016	370.048	471.091	14.150	14.178	387	493
Sociedad Generadora Austral S.A.	0,1000	0,1000	11.729.038	8.163.356	2.539.859	1.477.916	11.729	8.164	2.540	1.478
TOTALES							4.228.910	4.143.658	156.380	141.670

21 Ingresos

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados Consolidados al 30 de junio de 2011 y 2010, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	30/06/2011	30/06/2010	01/04/2011	01/04/2010
	M\$	M\$	30/06/2011	30/06/2010
	M\$	M\$	M\$	M\$
Venta de Energía	138.861.746	112.378.581	72.432.014	61.904.340
Ventas de energía	138.861.746	112.378.581	72.432.014	61.904.340
Otras Prestaciones y Servicios	2.633.749	2.323.309	1.298.861	1.178.235
Apoyos	414.950	316.238	207.476	158.119
Arriendo de medidores	466.047	470.888	232.427	235.495
Cortes y reposición	869.204	824.032	404.176	455.481
Pagos fuera de plazo	680.887	578.726	349.890	278.961
Otros	202.661	133.425	104.892	50.179
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	141.495.495	114.701.890	73.730.875	63.082.575

Otros Ingresos, por naturaleza	30/06/2011	30/06/2010	01/04/2011	01/04/2010
	M\$	M\$	30/06/2011	30/06/2010
	M\$	M\$	M\$	M\$
Otros Ingresos				
Construcción de obras y trabajos a terceros	2.916.073	1.758.925	1.401.640	989.765
Venta de materiales y equipos	2.041.543	1.591.315	1.077.597	707.022
Arrendamientos	192.190	171.931	112.623	74.592
Intereses Créditos y Préstamos	188.327	164.130	86.603	81.373
Ingresos Retail	1.258.012	1.235.677	713.470	643.717
Otros Ingresos	886.670	251.047	715.470	172.925
Total Otros ingresos, por naturaleza	7.482.815	5.173.025	4.107.403	2.669.394

22 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	30/06/2011	30/06/2010	01/04/2011	01/04/2010
	M\$	M\$	30/06/2011	30/06/2010
	M\$	M\$	M\$	M\$
Compras de energía y peajes	107.052.045	78.004.064	55.508.781	41.897.028
Combustibles para generación y materiales	4.479.652	3.867.232	2.396.626	2.057.118
Totales	111.531.697	81.871.296	57.905.407	43.954.146

23 Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	30/06/2011	30/06/2010	01/04/2011	01/04/2010
	M\$	M\$	30/06/2011	30/06/2010
	M\$	M\$	M\$	M\$
Remuneraciones y bonos	4.603.035	4.458.890	2.221.426	2.191.406
Provisión costo de vacaciones	(75.058)	(34.604)	107.583	74.409
Otros costos de personal	532.656	530.934	356.796	378.954
Indemnización por años de servicios	350.747	464.539	238.117	156.498
Activación costo de personal	(591.203)	(462.819)	(324.882)	(241.774)
Totales	4.820.177	4.956.940	2.599.040	2.559.493

24 Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 30 de junio de 2011 y 2010, es el siguiente:

Gasto por Depreciación y Amortización	30/06/2011	30/06/2010	01/04/2011	01/04/2010
	M\$	M\$	30/06/2011	30/06/2010
Depreciaciones	4.891.759	4.998.089	2.568.669	2.538.319
Amortizaciones de Intangibles	515.066	469.004	267.981	252.919
Totales	5.406.825	5.467.093	2.836.650	2.791.238

25 Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 30 de junio de 2011 y 2010, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	30/06/2011	30/06/2010	01/04/2011	01/04/2010
	M\$	M\$	30/06/2011	30/06/2010
Operación y Mantenimiento Sistema Eléctrico	3.135.326	2.041.987	2.214.570	1.268.269
Sistema Generación	411.492	498.146	233.749	259.253
Mantenimiento Medidores, Ciclo Comercial	2.651.567	2.264.123	1.317.553	1.109.484
Operación vehículos, Viajes y Viáticos	357.797	385.212	191.566	194.773
Arriendo Maquinarias, Equipos e Instalaciones	2.916	2.962	127	47
Provisiones y Castigos	506.347	502.805	349.198	366.600
Gastos de Administración	2.291.637	3.246.625	1.210.145	1.420.940
Otros gastos por naturaleza	2.646.876	1.543.513	1.036.885	888.023
Total Otros Gastos por Naturaleza	12.003.958	10.485.373	6.553.793	5.507.389

26 Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 30 de junio de 2011 y 2010, es el siguiente:

Ingresos Financieros	30/06/2011	30/06/2010	01/04/2011	01/04/2010
	M\$	M\$	30/06/2011	30/06/2010
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	327.052	195.369	186.897	32.307
Otros ingresos financieros	83.081	35.040	52.781	11.893
Total Ingresos Financieros	410.133	230.409	239.678	44.200

Costos Financieros	30/06/2011	30/06/2010	01/04/2011	01/04/2010
	M\$	M\$	30/06/2011	30/06/2010
Gastos por préstamos bancarios	(257.643)	(208.842)	(157.131)	(88.710)
Gastos por bonos	(1.637.925)	(1.662.749)	(827.336)	(864.281)
Otros Gastos Financieros	(284.240)	(12.939)	(177.083)	(2.412)
Activación Gastos financieros	419.121	199.001	213.801	93.084
Total Costos Financieros	(1.760.687)	(1.685.529)	(947.749)	(862.319)

Resultado por unidades de reajuste	(2.092.250)	(1.307.347)	(1.498.944)	(1.023.471)
Diferencias de cambio	(195.333)	(437.309)	10.856	(255.812)
Positivas	60.705	650	(1.978)	(2.899)
Negativas	(256.038)	(437.959)	12.834	(252.913)
Total Costo Financiero	(4.048.270)	(3.430.185)	(2.435.837)	(2.141.602)
Total Resultado Financiero	(3.638.137)	(3.199.776)	(2.196.159)	(2.097.402)

27 Información por Segmento

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

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

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

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

Para el periodo 2010, para efectos comparativos con el período actual, se presentaron en conjunto todas las partidas de SAESA (Ex Los Lagos II), con la sociedad absorbida (Antigua SAESA).

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

ACTIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		ELIMINACIONES		TOTALES	
	30/06/11	31/12/10	30/06/11	31/12/10	30/06/11	31/12/10	30/06/11	31/12/10	30/06/11	31/12/10	30/06/11	31/12/10	30/06/11	31/12/10
ACTIVOS CORRIENTES														
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	6.846.943	4.945.044	512.384	667.032	360.332	605.729	4.179	2.349.897	2.133.508	4.192.904	-	-	9.857.346	12.760.606
Otros Activos Financieros, Corriente	371.038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	371.038	-
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	40.131.167	39.033.349	2.677.389	2.747.176	4.785.582	3.968.518	13.028.062	6.824.523	3.142.233	3.343.462	-	-	63.764.433	55.917.028
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	24.181.627	27.936.979	184.557	210.161	3.599	21.511	11.206.007	8.097.460	7.664.537	4.837.945	(36.134.391)	(37.935.303)	7.105.936	3.168.753
Inventarios	5.509.395	5.154.512	92.458	197.484	1.524.510	1.120.238	-	-	1.174.699	1.207.247	-	-	8.301.062	7.679.481
Activos por Impuestos Corrientes	1.011.989	1.052.948	131.908	89.485	54.771	163.163	-	96.065	951.700	404.140	-	-	2.150.368	1.805.801
Otros Activos no Financieros, Corrientes	88.800	159.119	2.002	5.830	58.990	149.833	-	-	53.268	131.953	-	-	203.060	446.735
Total de Activos Corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	78.140.959	78.281.951	3.600.698	3.917.168	6.787.784	6.028.992	24.238.248	17.367.945	15.119.945	14.117.651	(36.134.391)	(37.935.303)	91.753.243	81.778.404
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	78.140.959	78.281.951	3.600.698	3.917.168	6.787.784	6.028.992	24.238.248	17.367.945	15.119.945	14.117.651	(36.134.391)	(37.935.303)	91.753.243	81.778.404
ACTIVOS NO CORRIENTE														
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	-	-	-	-	-	-	-	372.496	1.069.333	-	-	372.496	1.069.333
Otros Activos No Financieros, No Corriente	507	507	-	-	59.430	59.430	62.368	62.350	1.059	1.059	-	-	123.364	123.346
Derechos por Cobrar no Corrientes	3.923.585	2.328.801	36.886	20.332	24.397	27.691	-	-	26.734	12.847	-	-	4.011.602	2.389.671
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	159.899.995	153.692.655	-	-	-	-	-	-	-	-	(159.899.995)	(153.692.655)	-	-
Activos Intangibles distintos de la Plusvalía, Neto	6.275.346	5.771.542	25.940	24.351	18.916.916	18.915.436	-	-	37.170	35.399	-	-	25.255.372	24.746.728
Plusvalía	174.416.006	174.416.006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	174.416.006	174.416.006
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	126.345.321	125.096.517	13.939.522	13.887.544	83.983.229	80.668.624	-	-	51.930.125	51.503.344	-	-	276.198.197	271.156.029
Activos por Impuestos Diferidos	4.606.433	2.213.607	68.096	40.186	83.463	66.283	30.549	1.244	116.555	133.765	-	-	4.905.096	2.455.085
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	475.467.193	463.519.635	14.070.444	13.972.413	103.067.435	99.737.464	92.917	63.594	52.484.139	52.755.747	(159.899.995)	(153.692.655)	485.282.133	476.356.198
TOTAL ACTIVOS	553.608.152	541.801.586	17.671.142	17.889.581	109.855.219	105.766.456	24.331.165	17.431.539	67.604.084	66.873.398	(196.034.386)	(191.627.958)	577.035.376	558.134.602

PATRIMONIO Y PASIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		ELIMINACIONES		TOTALES		
	30/06/11	31/12/10	30/06/11	31/12/10	30/06/11	31/12/10	30/06/11	31/12/10	30/06/11	31/12/10	30/06/11	31/12/10	30/06/11	31/12/10	
PASIVOS CORRIENTES															
Otros Pasivos Financieros, Corriente	39.755.951	17.065.251	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39.755.951	17.065.251
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	23.184.370	19.900.904	1.470.619	1.488.554	4.653.143	5.471.895	4.296.328	2.796.522	1.349.902	1.149.742	-	-	-	34.954.362	30.807.617
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	40.875.174	35.930.936	1.509.287	1.606.573	17.346.872	14.180.530	7.812.602	5.237.758	672.634	1.119.637	(36.134.391)	(37.935.303)	-	32.082.178	20.140.131
Otras provisiones	477.439	523.619	48.448	40.421	47.769	19.546	-	-	85.291	257.594	-	-	-	658.947	841.180
Pasivos por Impuestos corrientes	1.203.714	1.260.630	133.008	123.480	419.574	364.117	493.197	1.071.925	147.799	433.281	-	-	-	2.397.292	3.253.433
Otros pasivos no financieros corrientes	3.827.434	3.708.243	171.584	257.678	757.594	599.713	-	-	359.799	353.810	-	-	-	5.116.411	4.919.444
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	1.376.325	2.375.445	36.498	58.206	154.526	241.468	-	-	218.049	358.033	-	-	-	1.785.398	3.033.152
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	110.700.407	80.765.028	3.369.444	3.574.912	23.379.478	20.877.269	12.602.127	9.106.205	2.833.474	3.672.097	(36.134.391)	(37.935.303)	116.750.539	80.060.208	
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	110.700.407	80.765.028	3.369.444	3.574.912	23.379.478	20.877.269	12.602.127	9.106.205	2.833.474	3.672.097	(36.134.391)	(37.935.303)	116.750.539	80.060.208	
PASIVOS NO CORRIENTES															
Otros Pasivos Financieros, no Corriente	71.959.536	91.943.639	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	71.959.536	91.943.639
Pasivo por Impuestos Diferidos	78.790	8.944.694	739.006	728.996	6.616.186	6.845.320	-	161.978	4.030.344	3.977.769	-	-	-	11.464.326	20.658.757
Otros pasivos no financieros no corrientes	11.809	11.683	232	232	1.212.549	678.205	-	-	19.896	19.458	-	-	-	1.244.486	709.578
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	2.739.221	2.564.034	35.201	31.425	250.245	211.354	-	-	244.523	263.691	-	-	-	3.269.190	3.070.504
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	74.789.356	103.464.050	774.439	760.653	8.078.980	7.734.879	-	161.978	4.294.763	4.260.918	-	-	87.937.538	116.382.478	
PATRIMONIO															
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora	368.118.389	357.572.508	13.527.259	13.554.016	78.396.761	77.154.308	11.729.038	8.163.356	60.475.847	58.940.383	(164.128.905)	(157.836.313)	368.118.389	357.548.258	
Participaciones No Controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.228.910	4.143.658	4.228.910	4.143.658	
TOTAL PATRIMONIO	368.118.389	357.572.508	13.527.259	13.554.016	78.396.761	77.154.308	11.729.038	8.163.356	60.475.847	58.940.383	(159.899.995)	(153.692.655)	372.347.299	361.691.916	
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	553.608.152	541.801.586	17.671.142	17.889.581	109.855.219	105.766.456	24.331.165	17.431.539	67.604.084	66.873.398	(196.034.386)	(191.627.958)	577.035.376	558.134.602	

Estado de Resultados Integrales	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		ELIMINACIONES		TOTALES	
	01/01/2011 al	01/01/2010 al	01/01/2011 al	01/01/2010 al	01/01/2011 al	01/01/2010 al	01/01/2011 al	01/01/2010 al	01/01/2011 al	01/01/2010 al	01/01/2011 al	01/01/2010 al	01/01/2011 al	01/01/2010 al
	30/06/2011	30/06/2010	30/06/2011	30/06/2010	30/06/2011	30/06/2010	30/06/2011	30/06/2010	30/06/2011	30/06/2010	30/06/2011	30/06/2010	30/06/2011	30/06/2010
Ganancia (Pérdida)	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	78.165.401	70.450.383	5.773.554	5.169.011	6.942.199	9.276.423	43.702.189	22.983.072	12.322.221	11.733.039	(5.410.069)	(4.910.038)	141.495.495	114.701.890
Otros ingresos, por Naturaleza	6.747.388	4.497.259	120.572	116.051	368.613	346.028	43.842	13.728	202.400	199.959	-	-	7.482.815	5.173.025
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(64.364.641)	(55.364.748)	(4.539.533)	(4.066.954)	39.327	(79.408)	(40.782.750)	(20.753.455)	(7.294.169)	(6.516.769)	5.410.069	4.910.038	(111.531.697)	(81.871.296)
Gastos por Beneficios a los Empleados	(3.506.463)	(3.696.636)	(127.414)	(125.420)	(492.039)	(449.606)	-	-	(694.261)	(685.278)	-	-	(4.820.177)	(4.956.940)
Gasto por Depreciación y Amortización	(3.080.802)	(3.229.340)	(247.225)	(233.214)	(1.131.984)	(960.170)	-	-	(946.814)	(1.044.369)	-	-	(5.406.825)	(5.467.093)
Otros Gastos por Naturaleza	(8.989.071)	(7.707.456)	(553.174)	(302.120)	(1.126.168)	(926.097)	(42.370)	(21.558)	(1.293.175)	(1.528.142)	-	-	(12.003.958)	(10.485.373)
Otras Ganancias (Pérdidas)	88.692	(14.532)	(487)	-	(93)	(638)	-	-	(1.354)	(1.757)	-	-	86.758	(16.927)
Ingresos Financieros	512.720	230.421	18.070	2.752	17.547	120	306.052	24.424	247.538	83.208	(691.794)	(110.516)	410.133	230.409
Costos Financieros	(2.392.370)	(1.784.857)	(31.103)	(8.481)	(27.447)	(657)	-	(342)	(1.561)	(1.708)	691.794	110.516	(1.760.687)	(1.685.529)
Participación en Ganancia (pérdidas) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	8.756.419	9.779.948	-	-	-	-	-	-	-	-	(8.756.419)	(9.779.948)	-	-
Diferencias de Cambio	(1.539)	650	(39)	(51)	(29.186)	(24.792)	(163.630)	(411.599)	(939)	(1.517)	-	-	(195.333)	(437.309)
Resultados por Unidades de Reajuste	(2.122.000)	(1.308.127)	3.320	(9.492)	3.992	1.827	1.107	1.489	21.331	6.956	-	-	(2.092.250)	(1.307.347)
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto	9.813.734	11.852.965	416.541	542.082	4.564.761	7.183.030	3.064.440	1.835.759	2.561.217	2.243.622	(8.756.419)	(9.779.948)	11.664.274	13.877.510
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(303.906)	(415.783)	(46.493)	(70.991)	(755.976)	(1.158.054)	(524.581)	(357.843)	(367.110)	(296.888)	-	-	(1.998.066)	(2.299.559)
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Continuas	9.509.828	11.437.182	370.048	471.091	3.808.785	6.024.976	2.539.859	1.477.916	2.194.107	1.946.734	(8.756.419)	(9.779.948)	9.666.208	11.577.951
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	9.509.828	11.437.182	370.048	471.091	3.808.785	6.024.976	2.539.859	1.477.916	2.194.107	1.946.734	(8.756.419)	(9.779.948)	9.666.208	11.577.951

28 Hechos Posteriores

En sesión celebrada el 16 de agosto de 2011, el Directorio de la Sociedad, tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director de la Sociedad del señor Kevin David Kerr.

En relación con lo anterior, el Directorio acordó designar en su reemplazo, como Director de la Sociedad, al señor Juan Ignacio Parot Becker, quien ocupará ese cargo hasta la celebración de la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad.

En el período comprendido entre el 1 de julio de 2011 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros, no han ocurrido otros hechos significativos que afecten a los mismos.

29 Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales efectuados al 30 de junio de 2011 y 2010, es el siguiente:

Empresa que efectúa el desembolso	Concepto del desembolso	Concepto del costo	30/06/2011 M\$	30/06/2010 M\$
Saesa	Evaluación plan de manejo	Inversión	1.066	1.101
Saesa	Asesorías medioambientales	Costo	588	935
Saesa	Reforestaciones	Inversión	222	-
Saesa	Otros gastos medioambientales	Costo	179	355
STS	Evaluación plan de manejo	Inversión	2.961	-
STS	Asesorías medioambientales	Costo	-	16
STS	Gestión de residuos	Costo	679	-
STS	Reforestaciones	Inversión	4.922	-
STS	Otros gastos medioambientales	Costo	-	175
STS	Proyectos de inversión	Inversión	27.071	-
Edelaysen	Asesorías medioambientales	Costo	-	293
Edelaysen	Gestión de residuos	Costo	1.450	2.034
Edelaysen	Reforestaciones	Inversión	7.164	-
Edelaysen	Otros gastos medioambientales	Costo	1.250	-
Edelaysen	Permisos sectoriales y otros	Inversión	-	102
Edelaysen	Proyectos de inversión	Inversión	3.209	39
	Totales		50.761	5.050

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

30 Garantías Comprometidas con Terceros

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

Las garantías entregadas al 30 de junio de 2011 son las siguientes según beneficiario relevante:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Tipo de garantía			Fecha Liberación de Garantía				
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Valor garantía (M\$)	Segundo Semestre 2011 (M\$)	2012 (M\$)	2013 (M\$)	2015 (M\$)	2016 (M\$)
DIR. REGIONAL VIALIDAD, R. AISEN	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	14.243	14.243	-	-	-	-
DIRECCION DE VIALIDAD LOS LAGOS	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	8.847	8.847	-	-	-	-
DIRECCION DE VIALIDAD LOS LAGOS	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	971	-	971	-	-	-
Director de Vialidad	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	1.618	1.618	-	-	-	-
Director Regional de Vialidad Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	42.967	-	42.967	-	-	-
Gobierno Regional de la Araucanía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	138.371	23.396	-	114.975	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	2.749.884	1.929.479	820.405	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	365	-	-	365	-	-
Gobierno Regional de los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	98.130	98.130	-	-	-	-
Gobierno Regional X Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	11.606	11.606	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Puerto Montt	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	139.563	-	-	-	69.782	69.782
Municipalidad de Osorno	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	58.810	50.200	8.610	-	-	-
Municipalidad de Osorno	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	1.716.481	-	1.716.481	-	-	-
Municipalidad de Puerto Montt	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	200	200	-	-	-	-
SERVIU Osorno X REGION	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	3.528	-	3.528	-	-	-
Totales					4.985.586	2.137.720	2.592.963	115.340	69.782	69.782

31 Caucciones Obtenidas de Terceros

Al 30 de junio de 2011 la Sociedad y sus filiales han recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar principalmente cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, respectivamente por un total de M\$ 5.834.790.

32 Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

30/06/2011										
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\$
96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	6.787.784	103.067.435	23.379.478	8.078.980	6.942.199	3.808.785
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	15.119.945	52.484.139	2.833.474	4.294.763	12.322.221	2.194.107
96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	3.600.698	14.070.444	3.369.444	774.439	5.773.554	370.048
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	24.238.248	92.917	12.602.127	-	43.702.189	2.539.859

31/12/2010										
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\$
96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	6.028.992	99.737.464	20.877.269	7.734.879	15.878.768	9.397.680
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	14.117.651	52.755.747	3.672.097	4.260.918	23.899.142	4.005.296
96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	3.917.168	13.972.413	3.574.912	760.653	10.920.446	984.033
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	17.367.945	63.594	9.106.205	161.978	45.719.668	5.413.772

33 Información Adicional sobre Deuda Financiera

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

a) Préstamos bancarios

- Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			Corriente			No Corriente				
			Vencimiento		Total Corriente al 30/06/2011	Vencimiento		Total No Corriente al 30/06/2011	Vencimiento		Total Corriente a 31/12/2010	Vencimiento		Total No Corriente al 31/12/2010		
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$		Más de Cinco Años M\$	Uno a Tres Meses M\$		Tres a Doce Meses M\$	Uno a Tres Años M\$		Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$
Chile	UF	0,90%	-	-	-	-	-	-	-	195.782	195.782	-	-	-	21.798.581	
Chile	USD	1,83%	-	207.979	207.979	22.314.192	-	-	22.314.192	-	-	-	-	-	-	-
Chile	USD	1,91%	10.960.329	-	10.960.329	-	-	-	-	106.184	10.958.982	11.065.166	-	-	-	-
Chile	USD	2,24%	-	4.973.574	4.973.574	-	-	-	-	-	5.028.469	5.028.469	-	-	-	-
Totales			10.960.329	5.181.553	16.141.882	22.314.192	-	-	22.314.192	106.184	16.183.233	16.289.417	21.798.581	-	-	21.798.581

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Corriente			No corriente			Corriente			No corriente					
						Vencimiento		Total corriente	Vencimiento		Total no corriente	Vencimiento		Total corriente	Vencimiento		Total no corriente			
						Uno a tres meses M\$	Tres a doce Meses M\$		30/06/2011 M\$	Uno a tres años M\$		Tres a cinco años M\$	Más de cinco años M\$		30/06/2011 M\$	Uno a tres meses M\$		Tres a doce Meses M\$	31/12/2010 M\$	Uno a tres años M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO ESTADO	UF	0,91%	0,90%	-	-	-	-	-	-	-	-	195.782	195.782	21.798.581	-	-	-	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO ESTADO	USD	1,83%	1,83%	-	207.979	207.979	22.314.192	-	-	22.314.192	-	-	-	-	-	-	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO BCI	USD	1,91%	1,91%	10.960.329	-	10.960.329	-	-	-	-	106.184	10.958.982	11.065.166	-	-	-	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO BCI	USD	2,24%	2,24%	-	4.973.574	4.973.574	-	-	-	-	-	5.028.469	5.028.469	-	-	-	-	-
Totales						10.960.329	5.181.553	16.141.882	22.314.192	-	-	22.314.192	106.184	16.183.233	16.289.417	21.798.581	-	-	-	21.798.581

b) Bonos

- Resumen de Bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			
			Vencimiento		Total Corriente al 30/06/2011	Vencimiento			Total No Corriente al 30/06/2011	vencimiento		Total Corriente al 31/12/2010	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2010
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	UF	5,25%	-	1.361.412	1.361.412	14.108.888	25.662.262	39.312.097	79.083.247	-	2.668.791	2.668.791	13.828.939	25.153.071	38.532.065	77.514.075
Chile	UF	2,83%	-	557.535	557.535	8.146.651	14.063.160	-	22.209.811	-	546.474	546.474	7.985.004	13.784.118	-	21.769.122
Totales			-	1.918.947	1.918.947	22.255.539	39.725.422	39.312.097	101.293.058	-	3.215.265	3.215.265	21.813.943	38.937.189	38.532.065	99.283.197

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de interés nominal	30/06/2011							31/12/2010						
								Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			
								Menos de 90 Días	Más de 90 Días	Total corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 Días	Más de 90 Días	Total corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE F/ N°398	Chile	UF	5,25%	5,25%	-	1.361.412	1.361.412	14.108.888	25.662.262	39.312.097	79.083.247	-	2.668.791	2.668.791	13.828.939	25.153.071	38.532.065	77.514.075
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE G/ N°301	Chile	UF	3,00%	2,83%	-	557.535	557.535	8.146.651	14.063.160	-	22.209.811	-	546.474	546.474	7.985.004	13.784.118	-	21.769.122
Totales								-	1.918.947	1.918.947	22.255.539	39.725.422	39.312.097	101.293.058	-	3.215.265	3.215.265	21.813.943	38.937.189	38.532.065	99.283.197

34 Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes Al efectivo	Dólar	Peso chileno	6.080	12.382
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			6.080	12.382

PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
PASIVOS CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros, Corriente	Dólar	Peso chileno	38.043.579	15.861.248
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			38.043.579	15.861.248