

Estados Financieros Consolidados Intermedios

**correspondientes al período terminado al
30 de septiembre de 2012 y al año terminado
al 31 de diciembre de 2011**

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

Miles de pesos

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Situación Financiera
 Al 30 de septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011
 (En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	4	13.842.878	24.179.665
Otros Activos Financieros, Corrientes	5	-	2.263.678
Otros Activos no Financieros, Corrientes		371.338	493.918
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	6	53.121.949	58.549.433
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corrientes	7	1.200.115	612.121
Inventarios Corrientes	8	8.546.496	8.597.962
Activos por Impuestos Corrientes, Corrientes	9	2.397.737	4.849.495
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.		79.480.513	99.546.272
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		79.480.513	99.546.272
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros Activos Financieros, No Corriente	10	7.835.011	7.757.630
Otros Activos No Financieros, No Corriente		124.112	130.165
Cuentas por Cobrar No Corrientes	6	9.229.979	8.322.536
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación		19.579	-
Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía, Neto	11	23.775.919	24.691.511
Plusvalía	12	174.416.006	174.416.006
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	13	311.159.788	291.649.335
Activos por Impuestos Diferidos	14	8.192.805	8.156.070
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		534.753.199	515.123.253
TOTAL ACTIVOS		614.233.712	614.669.525

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Situación Financiera
 Al 30 de septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011
 (En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros Pasivos Financieros, Corrientes	15	24.864.225	25.613.298
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	17	34.671.371	37.470.849
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	7	18.766.032	17.473.703
Otras Provisiones a Corto Plazo	18	874.982	893.041
Pasivos por Impuestos Corrientes, Corrientes	9	2.176.590	3.565.920
Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	18	2.646.601	2.800.331
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	19	10.801.598	10.930.641
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		94.801.399	98.747.783
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		94.801.399	98.747.783
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	15	116.491.538	116.408.801
Pasivo por Impuestos Diferidos	14	13.323.162	11.957.215
Otros Pasivos No Financieros No Corrientes	20	10.564.475	6.146.205
Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados	18	3.244.597	3.075.367
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		143.623.772	137.587.588
PATRIMONIO			
Capital Emitido	21	304.501.634	304.502.828
Ganancias (pérdidas) Acumuladas	21	42.887.533	44.613.602
Otras Reservas	21	23.693.915	24.565.830
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		371.083.082	373.682.260
Participaciones No Controladoras	21	4.725.459	4.651.894
TOTAL PATRIMONIO		375.808.541	378.334.154
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		614.233.712	614.669.525

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Resultados Integrales
 Por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2012 y 2011
 (En miles de pesos)

Estado de Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	Nota	01/01/2012 al 30/09/2012 M\$	01/01/2011 al 30/09/2011 M\$	01/07/2012 30/09/2012 M\$	01/07/2011 30/09/2011 M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	22	166.528.437	206.248.796	51.650.996	64.753.301
Otros ingresos, por Naturaleza	22	15.957.034	11.454.686	5.600.949	3.899.855
Materias Primas y Consumibles Utilizados	23	(121.791.665)	(162.573.870)	(35.672.320)	(51.042.173)
Gastos por Beneficios a los Empleados	24	(8.438.743)	(8.088.727)	(3.142.636)	(3.268.550)
Gasto por Depreciación y Amortización	25	(8.795.067)	(8.263.656)	(3.067.677)	(2.852.234)
Otros Gastos por Naturaleza	26	(19.858.617)	(18.363.862)	(7.097.739)	(6.359.904)
Otras Ganancias (Pérdidas)		66.215	65.051	(8.033)	(21.707)
Ingresos Financieros	27	738.407	489.159	137.235	79.026
Costos Financieros	27	(3.904.031)	(3.112.738)	(1.308.520)	(1.123.941)
Participación en Ganancia (pérdidas) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación		990	-	990	-
Diferencias de Cambio	27	732.447	(965.059)	349.127	(769.726)
Resultados por Unidades de Reajuste	27	(1.575.092)	(2.598.838)	217.256	(545.104)
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto		19.660.315	14.290.942	7.659.628	2.748.843
Gasto por Impuestos a las Ganancias	14	(4.138.500)	(2.625.806)	(2.355.339)	(674.448)
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Continuas		15.521.815	11.665.136	5.304.289	2.074.395
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas					
Ganancia (pérdida)		15.521.815	11.665.136	5.304.289	2.074.395
Ganancia (pérdida), atribuible a					
Ganancia (pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora		15.362.096	11.438.384	5.281.388	2.020.521
Ganancia (pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras	21	159.719	226.752	22.901	53.874
Ganancia (pérdida)		15.521.815	11.665.136	5.304.289	2.074.395
Ganancia por acción básica					
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Continuas	\$/acción	0,0017059	0,0012702	0,0005865	0,0002244
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Discontinuas	\$/acción	-	-	-	-
Ganancia (pérdida) por Acción Básica	\$/acción	0,0017059	0,0012702	0,0005865	0,0002244

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Otros Resultados Integrales
 Por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2012 y 2011
 (En miles de pesos)

Estado del Resultado Integral	NOTA	01/01/2012 al 30/09/2012 M\$	01/01/2011 al 30/09/2011 M\$	01/07/2012 30/09/2012 M\$	01/07/2011 30/09/2011 M\$
Ganancia (Pérdida)		15.521.815	11.665.136	5.304.289	2.074.395
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos					
Diferencias de cambio por conversión					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de Impuestos		(748.290)	959.869	(358.058)	796.220
Otro resultado integral, antes de Impuestos, diferencias de cambio por conversión		(748.290)	959.869	(358.058)	796.220
Coberturas del flujo de efectivo					
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos		(185.950)	(415.863)	(347.918)	(644.383)
Otro resultado integral, antes de Impuestos, coberturas del flujo de efectivo		(185.950)	(415.863)	(347.918)	(644.383)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(934.240)	544.006	(705.976)	151.837
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		35.318	74.560	65.282	118.033
Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral		35.318	74.560	65.282	118.033
Otro Resultado Integral		(898.922)	618.566	(640.694)	269.870
Resultado Integral Total		14.622.893	12.283.702	4.663.595	2.344.265
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral Atribuible a los propietarios de la Controladora		14.465.330	12.055.990	4.642.459	2.289.595
Resultado integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		157.563	227.712	21.136	54.670
Resultado Integral Total		14.622.893	12.283.702	4.663.595	2.344.265

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados de cambios en el patrimonio neto
 Por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2012 y 2011
 (En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Cambio en otras reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
				Superavit de Revaluación M\$	Reservas por diferencias de cambio por conversión M\$	Reservas de coberturas de flujo de caja M\$	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$				
Saldo Inicial al 01/01/2012	304.502.828	-	-	-	(468.907)	101.693	-	24.933.044	24.565.830	44.613.602	373.682.260	4.651.894	378.334.154
Ajustes de Periodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	304.502.828	-	-	-	(468.907)	101.693	-	24.933.044	24.565.830	44.613.602	373.682.260	4.651.894	378.334.154
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										15.362.096	15.362.096	159.719	15.521.815
Otro resultado integral					(746.134)	(150.632)			(896.766)		(896.766)	(2.156)	(898.922)
Resultado integral											14.465.330	157.563	14.622.893
Dividendos										(17.088.165)	(17.088.165)		(17.088.165)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	(1.194)											(1.194)	(1.194)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios								24.851	24.851	-	24.851	(83.998)	(59.147)
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto													
Total de cambios en patrimonio	(1.194)	-	-	-	(746.134)	(150.632)	-	24.851	(871.915)	(1.726.069)	(2.599.178)	73.565	(2.525.613)
Saldo Final al 30/09/2012	304.501.634	-	-	-	(1.215.041)	(48.939)	-	24.957.895	23.693.915	42.887.533	371.083.082	4.725.459	375.808.541

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 Periodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos 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)										11.438.384	11.438.384	228.752	11.665.136
Otro resultado integral					958.909	(341.303)			617.606		617.606	960	618.566
Resultado integral											12.055.990	227.712	12.283.702
Dividendos										(11.296.743)	(11.296.743)		(11.296.743)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	17.211											17.211	17.211
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios					(138)	12		11.375.310	11.375.184	(1.114)	11.374.070	(101.887)	11.272.183
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto													
Total de cambios en patrimonio	17.211	-	-	-	958.771	(341.291)	-	11.375.310	11.992.790	140.527	12.150.528	125.825	12.276.353
Saldo Final al 30/09/2011	304.502.828	-	-	-	(624.886)	(199.501)	-	23.991.413	23.167.026	42.028.932	369.698.786	4.269.483	373.968.269

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Flujo de Efectivo Directo
 Por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2012 y 2011
 (En miles de pesos)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01/01/2012 al 30/09/2012	01/01/2011 al 30/09/2011
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación		237.227.233	237.936.323
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		236.982.395	237.745.113
Otros cobros por actividades de operación		244.838	191.210
Clases de pagos		(195.755.537)	(194.072.943)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(183.093.391)	(182.411.053)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(8.202.627)	(7.470.983)
Otros pagos por actividades de operación		(4.459.519)	(4.190.907)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		262.874	(2.367.147)
Otras entradas (salidas) de efectivo		831	216.844
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		41.735.401	41.713.077
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		(10.085.000)	(11.494.000)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		14.698	4.750
Compras de propiedades, planta y equipo		(32.284.697)	(23.691.880)
Cobros a entidades relacionadas		10.085.000	8.508.200
Intereses recibidos		601.209	455.754
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(31.668.790)	(26.217.176)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		12.048.645	14.000.000
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		9.000.000	-
Total importes procedentes de préstamos		21.048.645	14.000.000
Préstamos de entidades relacionadas		16.041.213	17.725.680
Pagos de préstamos		(22.591.210)	(15.904.934)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(14.304.814)	(18.776.868)
Dividendos pagados		(17.092.984)	(15.085.850)
Intereses pagados		(3.491.773)	(1.990.388)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(20.390.923)	(20.032.360)
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio			
		(10.324.312)	(4.536.459)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(7.475)	(22.192)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(7.475)	(22.192)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(10.331.787)	(4.558.651)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período		24.174.665	12.765.606
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	4	13.842.878	8.206.955

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	13
2.1	Principios contables	13
2.2	Nuevos pronunciamientos contables	13
2.3	Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas	14
2.4	Período cubierto	15
2.5	Bases de preparación	15
2.6	Entidades filiales	15
2.7	Principios de consolidación y combinación de negocios	16
2.8	Moneda funcional	16
2.9	Bases de conversión	17
2.10	Compensación de saldos y transacciones	17
2.11	Propiedades, planta y equipo	17
2.12	Activos intangibles	19
2.12.1	Plusvalía comprada	19
2.12.2	Servidumbres	19
2.12.3	Programas informáticos	19
2.12.4	Gastos de investigación y desarrollo	19
2.13	Deterioro de los activos	19
2.14	Arrendamientos	20
2.15	Instrumentos financieros	20
2.15.1	Activos Financieros no derivados	20
2.15.2	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	21
2.15.3	Pasivos financieros no derivados	21
2.15.4	Derivados y operaciones de cobertura	21
2.15.5	Instrumentos de patrimonio	22
2.16	Inventarios	22
2.17	Participación en asociadas contabilizadas por el método de la participación	23
2.18	Otros pasivos no financieros	23
2.18.1	Ingresos diferidos	23
2.18.2	Subvenciones estatales	23
2.18.3	Obras en construcción para terceros	23
2.19	Provisiones	24
2.20	Beneficios a los empleados	24
2.21	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	24
2.22	Impuesto a las ganancias	24
2.23	Reconocimiento de ingresos y gastos	25
2.24	Ganancias por acción	25
2.25	Dividendos	25
2.26	Estado de flujos de efectivo	26
3	Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	27
3.1	Generación eléctrica	27
3.2	Transmisión y subtransmisión	28
3.3	Distribución	28
3.4	Marco regulatorio	30
3.4.1	Aspectos generales	30
3.4.2	Ley Corta I	30
3.4.3	Ley Corta II	31
3.4.4	Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	32
4	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	33
5	Otros Activos Financieros Corrientes	33
6	Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar	34
7	Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas	38
8	Inventarios	41
9	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	42
10	Otros Activos Financieros no Corriente	42
11	Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	43
12	Plusvalía Comprada	44
13	Propiedades, planta y equipos	45
14	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos	47
14.1	Impuesto a la renta	47
14.2	Impuestos diferidos	48
15	Otros Pasivos Financieros	49
16	Política de Gestión de Riesgos	52

16.1	Riesgo de negocio.....	52
16.1.1	Riesgo Regulatorio	52
16.2	Riesgo financiero.....	55
16.2.1	Tipo de cambio	55
16.2.2	Variación UF	56
16.2.3	Tasa de interés	56
16.2.4	Riesgo de liquidez.....	56
16.2.5	Riesgo de crédito.....	57
16.2.6	Instrumentos financieros por categoría	58
16.2.7	Instrumentos derivados.....	58
16.2.8	Valor Justo de instrumentos financieros.....	59
17	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	61
18	Provisiones.....	61
18.1	Provisiones corrientes	61
18.1.1	Otras Provisiones.....	61
18.1.2	Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados.....	62
18.2	Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados.....	63
18.3	Juicios y multas	64
18.3.1	Juicios.....	64
18.3.2	Multas	65
19	Otros Pasivos no Financieros Corrientes.....	65
20	Otros Pasivos no Financieros No Corrientes	65
21	Patrimonio	66
21.1	Patrimonio neto de la Sociedad.....	66
21.1.1	Capital suscrito y pagado.....	66
21.1.2	Dividendos	66
21.1.3	Otras reservas	66
21.1.4	Diferencias de conversión.....	67
21.1.5	Ganancias (Pérdidas) Acumuladas	68
21.2	Gestión de capital.....	68
21.3	Restricciones a la disposición de fondos	68
21.4	Participaciones no controladoras.....	68
22	Ingresos	69
23	Materias Primas y Consumibles Utilizados	69
24	Gastos por Beneficios a los Empleados.....	69
25	Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro	70
26	Otros Gastos por Naturaleza	70
27	Resultado Financiero.....	70
28	Información por Segmento	71
29	Hechos Posteriores	75
30	Medio Ambiente	75
31	Garantías Comprometidas con Terceros	76
32	Cauciones Obtenidas de Terceros.....	76
33	Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo	77
34	Información Adicional sobre Deuda Financiera.....	78
35	Moneda Extranjera	80

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

Estados financieros consolidados intermedios

Al 30 de septiembre de 2012

(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 Antigua Saesa, sucediéndola en todos sus derechos y obligaciones. Inversiones Los Lagos II S.A. pasó a denominarse, a partir de la fecha de materialización de la fusión, “**Sociedad Austral de Electricidad S.A.**”

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

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

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

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

En diciembre de 2011 el Grupo comenzó un proceso de reorganización empresarial, que terminó con la absorción de la filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. (en adelante antigua STS) por parte de la relacionada Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A., hoy denominada Sistema de Transmisión del Sur S.A., nueva STS, según los siguientes pasos:

- En Junta Extraordinaria de accionistas de fecha 30 de diciembre de 2011, Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A., se dividió en dos sociedades, subsistiendo la continuadora legal con la misma razón social y una nueva que se constituyó a raíz de la división, denominada SAGESA S.A., RUT 76.186.388-6, quedando esta última con el giro de la generación de energía eléctrica. Como consecuencia de esta división, al 31 de diciembre de 2011, Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A., discontinuó las operaciones principales de su negocio y las traspasó a Sagesa S.A. De acuerdo con lo indicado en la NIIF 5, la entidad deberá presentar y revelar información que permita a los usuarios de los estados financieros evaluar los efectos financieros de las operaciones discontinuadas, el que debe ser comparativo para los períodos anteriores que se informe en los estados financieros.
- En Junta Extraordinaria de accionistas de fecha 31 de mayo de 2012, se acordó la fusión por incorporación de Antigua Sistema de Transmisión del Sur S.A., Antigua STS, en la Sociedad

Austral de Generación y Energía Chile S.A, manteniéndose esta última como continuadora legal. Con motivo de lo anterior se incorporaron a esta última sociedad todos los activos y pasivos de Antigua STS y la sociedad resultante pasó a denominarse Sistema de Transmisión del Sur S.A. La fusión mencionada ha sido tratada como una adquisición inversa, de acuerdo con lo indicado en la NIIF 3. Esto porque la entidad que mantiene sus características, desde un punto de vista de control societario y operacional, es la absorbida Antigua STS, y no la absorbente.

En relación a lo indicado en los pasos anteriores, los Estados Financieros de Saesa Consolidado incluyen, para el año 2011 los de Antigua STS y los estados financieros proforma de Sociedad Austral de Generación y Energía Chile antes de la fusión, según la siguiente composición:

ACTIVOS	SAESA (Incluye Antigua STS)	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Ajustes de Consolidación	Proforma SAESA
	31/12/2011	31/12/2011	31/12/2011	31/12/2011
	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	24.174.665	5.000		24.179.665
Otros Activos Financieros, Corrientes	2.263.678			2.263.678
Otros Activos no Financieros, Corrientes	493.918			493.918
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	58.549.433			58.549.433
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corrientes	612.121			612.121
Inventarios Corrientes	8.597.962			8.597.962
Activos por Impuestos Corrientes, Corrientes	4.783.375	66.120		4.849.495
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.	99.475.152	71.120	-	99.546.272
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	99.475.152	71.120	-	99.546.272
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	7.757.630		7.757.630
Otros Activos No Financieros, No Corriente	130.165			130.165
Cuentas por Cobrar No Corrientes	8.322.536			8.322.536
Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía, Neto	24.691.511			24.691.511
Plusvalía	174.416.006			174.416.006
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	291.439.703	209.632		291.649.335
Activos por Impuestos Diferidos	6.287.806	1.868.264		8.156.070
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	505.287.727	9.835.526	-	515.123.253
TOTAL ACTIVOS	604.762.879	9.906.646	-	614.669.525

PATRIMONIO Y PASIVOS	SAESA (Incluye Antigua STS)	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Ajustes de Consolidación	Proforma SAESA
	31/12/2011	31/12/2011	31/12/2011	31/12/2011
	M\$	M\$	M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros, Corrientes	25.613.298			25.613.298
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	37.470.849			37.470.849
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	7.960.809	9.512.894		17.473.703
Otras Provisiones a Corto Plazo	893.041			893.041
Pasivos por Impuestos Corrientes, Corrientes	3.564.094	1.826		3.565.920
Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	2.800.331			2.800.331
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	10.930.641			10.930.641
Total Pasivos Corrientes distintos de las pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	89.233.063	9.514.720	-	98.747.783
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	89.233.063	9.514.720	-	98.747.783
PASIVOS NO CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	116.408.801			116.408.801
Pasivo por Impuestos Diferidos	11.915.289	41.926		11.957.215
Otros Pasivos No Financieros No Corrientes	6.146.205			6.146.205
Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados	3.075.367			3.075.367
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	137.545.662	41.926	-	137.587.588
PATRIMONIO				
Capital Emitido	304.502.828	393.050	(393.050)	304.502.828
Ganancias (pérdidas) Acumuladas	44.613.602	(30.781)	30.781	44.613.602
Otras Reservas	24.574.685	(12.269)	3.414	24.565.830
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora	373.691.115	350.000	(358.855)	373.682.260
Participaciones No Controladoras	4.293.039		358.855	4.651.894
TOTAL PATRIMONIO	377.984.154	350.000	-	378.334.154
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	604.762.879	9.906.646	-	614.669.525

Sociedad Austral de Electricidad S.A. mantuvo el control de nueva STS y su participación no varió significativamente respecto de las participaciones que tenía en antigua STS.

Actualmente la filial STS se encuentra en trámite de inscripción en el registro de valores de la Superintendencia de Valores y Seguros.

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

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

La filial SGA (Sociedad Generadora Austral S.A.) comercializa energía eléctrica en el mercado spot del CDEC-SIC y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado 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 a Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF ó IFRS por sus siglas en inglés), y aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 7 de noviembre de 2012. Para estos fines, las IFRS comprenden las normas emitidas por el Consejo Internacional de Normas de Contabilidad (International Accounting Standard Board "IASB" en inglés) y las interpretaciones emitidas por el Comité Internacional de Interpretaciones sobre Informes Financieros ("IFRIC" en inglés).

2.2 Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2012:

Enmiendas a NIIFs	Fecha de aplicación obligatoria
NIC 12, Impuestos diferidos - Recuperación del Activo Subyacente	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2012
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 – (i) Revelaciones – Transferencias de Activos Financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2011.

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

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2013 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.

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 9, Instrumentos Financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2015
NIIF 10, Estados Financieros Consolidados	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 27 (2011), Estados Financieros Separados	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 28 (2011), Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos	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 o Nuevas Interpretaciones	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 19, Beneficios a los empleados (2011)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIC 32, Instrumentos Financieros: Presentación – Aclaración de requerimientos para el neteo de activos y pasivos financieros.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
NIIF 7, Instrumentos Financieros: Revelaciones - Modificaciones a revelaciones acerca de neteo de activos y pasivos financieros.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12 – Estados Financieros Consolidados, Acuerdos Conjuntos y Revelaciones de Participaciones en Otras entidades – Guías para transición.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
CINIIF 20, Costos de desbroce en la fase de producción de una Mina de Superficie.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013

La Administración estima que la futura adopción de las normas, enmiendas e interpretaciones, antes descritas no tendrán un efecto significativo en los estados financieros consolidados 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 han estimado el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar y de la obsolescencia de inventario, para lo que ha establecido porcentajes de provisión por tramos de vencimiento y la tasa de rotación de sus inventarios, respectivamente.
- **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 período, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al cierre del período. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación. También se consideran como parte de los ingresos y costos de explotación determinados montos del sistema eléctrico, entre otros compra y venta de energía y cobro de peajes, que permite estimar la liquidación global del Sistema Eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros, 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 siguientes períodos:

- Estados de Situación Financiera Clasificados Consolidados Intermedios y anual de Saesa (Ex Los Lagos II) y filiales al 30 de septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, respectivamente.
- Los Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios por los períodos de nueve y tres meses terminados al 30 de septiembre de 2012 y 2011.
- Estados de Cambios en el Patrimonio por los períodos de nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2012 y 2011.
- Estados de Flujos de Efectivo Consolidados Intermedios por los períodos de nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2012 y 2011.

2.5 Bases de preparación

Los presentes estados financieros consolidados intermedios han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera NIIF (IFRS por sus siglas en inglés), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), según los requerimientos y opciones informadas por la Superintendencia de Valores y Seguros y representan la adopción integral, explícita y sin reserva de las referidas normas internacionales.

2.6 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. Esta facultad se manifiesta, en general aunque no únicamente, por la propiedad, directa o indirecta del 50% o más de los derechos políticos de la Sociedad.

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			31/12/2011
				30/09/2012			
				DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL	TOTAL
CHILE	77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	\$ Chilenos	99,4560%	0,0000%	99,4560%	99,9000%
CHILE	88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	\$ Chilenos	93,2067%	0,0000%	93,2067%	93,2067%
CHILE	96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	\$ Chilenos	99,8954%	0,0000%	99,8954%	99,8954%
CHILE	99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	USD	99,9000%	0,0000%	99,9000%	99,9000%

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 la filial Sociedad Generadora Austral S.A. con moneda funcional distinta del peso chileno se realiza del siguiente modo:
 - o Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.
 - o Las partidas de resultados, utilizando el tipo de cambio promedio (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambios existentes en las fechas de la transacción, en cuyo caso los ingresos y gastos se convierten en la fecha de las transacciones).
 - o Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Reservas por conversión" dentro del Patrimonio Neto.

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 es como sigue:

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

2.9 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 ejercicio, 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:

	30.09.2012	31.12.2011	30.09.2011
Dólar Estadounidense	473,77	519,20	521,76
Unidad de Fomento	22.591,05	22.294,03	22.012,69

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\$1.157.245, por el período terminado al 30 de septiembre de 2012 y a M\$675.982, por el período terminado al 30 de septiembre de 2011.
- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$1.193.488 por el período terminado al 30 de septiembre de 2012 y a M\$883.806 por el período terminado al 30 de septiembre de 2011.
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad y filiales deberán hacer frente en relación con la obligación de cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor

actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. La Sociedad y filiales, revisan anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

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

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

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

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

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

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 podrán 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, plusvalía y del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por la Sociedad y sus filiales en la mayoría de los casos.

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

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

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

Respecto de otros activos financieros, principalmente inversiones, la Sociedad y sus filiales tienen políticas para administrar el riesgo de deterioro, que exigen un riesgo mínimo a los instrumentos colocados y una jerarquía para aprobaciones. 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 costos por intereses durante todo el período correspondiente. La tasa de interés efectiva corresponde a la tasa que descuenta exactamente los flujos futuros de efectivo estimados por pagar (incluyendo todos los cargos sobre puntos pagados o recibidos que forman parte integral de la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y otros premios o descuentos), durante la vida esperada del pasivo financiero.

2.15.4 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 de existencia de algún derivado implícito, la Sociedad y sus filiales proceden a su valorización y registro contable, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente.

2.15.5 Instrumentos de patrimonio

Un instrumento de patrimonio es cualquier contrato que ponga de manifiesto una participación residual en los activos de una entidad una vez deducidos todos sus pasivos. Los instrumentos de patrimonio emitidos por la Sociedad y 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 Participación en asociadas contabilizadas por el método de la participación

La Sociedad contabiliza sus participaciones en asociadas por el método de la participación en aquellas sociedades en que tiene una influencia significativa.

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

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

En 2012, Saesa y Chilquinta Energía S.A. (no perteneciente al grupo empresarial de Saesa), constituyeron una sociedad denominada ELETRANS S.A., con un 50% de participación cada una, con la finalidad de construir y explotar los proyectos de transmisión troncal que le fueran adjudicados a un consorcio constituido por ambas sociedades. Al 30 de septiembre de 2012, la inversión de Saesa alcanzaba M\$ 19.579.

2.18 Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.18.1 Ingresos diferidos

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

En "Otros Pasivos No financieros No Corrientes" la filial STS ha incluido el pago anticipado de peajes por contratos de largo plazo relacionados con el uso de sus líneas de subtransmisión. Actualmente estas líneas se encuentran en construcción. Una vez finalizada la construcción, se dará comienzo a la amortización del monto registrado en el pasivo como pago anticipado, abonando resultados en correlación con la duración del contrato respectivo.

2.18.2 Subvenciones estatales

Las subvenciones gubernamentales se reconocen por su valor justo cuando hay una seguridad razonable de que la subvención se cobrará y la Sociedad y 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.

2.18.3 Obras en construcción para terceros

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

2.19 Provisiones

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

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

2.20 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.

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.

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.

2.21 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

2.22 Impuesto a las ganancias

El resultado por impuesto a las ganancias del 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.

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.

2.23 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.

2.24 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.

2.25 Dividendos

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

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

Para el cálculo de la utilidad líquida 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.

2.26 Estado de flujos de efectivo

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

- **Flujos de efectivo:** Entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por 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 Edelayesen, cuya capacidad instalada de generación es inferior a los 200 MW, pero superior a los 1.500 KW, y que atienden principalmente el consumo de la Región XI y XII, respectivamente. El SIC y el SING son los principales sistemas eléctricos del país y en conjunto representan más del 99% de la generación eléctrica de este último.

3.1 Generación eléctrica

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

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

- a) **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 periodos de al menos cuatro años.
- b) **Mercado mayorista:** Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.
- c) **Mercado de las empresas distribuidoras:** Pertenecen a este segmento todas las transferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de tarifas (en adelante los “clientes regulados”). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

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

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

En los Sistemas Medianos como Aysén, Palena y Carrera, cuya operación y explotación está en manos de Edelayesen, existe una serie de condiciones que los diferencia de los anteriores. Como

por ejemplo, que son operados por empresas que administran tanto las instalaciones de generación como las de transmisión y distribución (integradas verticalmente), quienes tienen la función de coordinar la operación del sistema de la forma más eficiente y segura posible. En estos sistemas eléctricos los costos de generación y transmisión son determinados en base a un estudio específico realizado cada cuatro años.

3.2 Transmisión y subtransmisión

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

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

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

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

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

3.3 Distribución

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

Las compañías dedicadas a la distribución eléctrica operan bajo el sistema de concesiones, que definen los territorios en los cuales cada compañía se obliga a servir a los clientes regulados bajo un régimen de tarifa máxima, conjugado con un modelo de empresa eficiente, fijada por la autoridad regulatoria. Dada las barreras de entrada de la actividad, principalmente debido a las fuertes economías de densidad, las empresas distribuidoras operan con características de monopolio natural en el mercado de los clientes regulados. Si bien la autoridad puede otorgar concesiones superpuestas, en la práctica no se incentiva que coexistan en un mismo territorio instalaciones pertenecientes a distintas distribuidoras, ya que las señales tarifarias impuestas por la autoridad regulatoria apuntan a un óptimo técnico-económico, vale decir, no financian

instalaciones de distribución que ésta considere redundantes o innecesarias para cumplir con las exigencias impuestas a este servicio.

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

a) Clientes Regulados

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

- Precio 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 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 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 se calcula 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 emite 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. En tanto aquellos con potencia instalada superior a 2 MW serán calificados como clientes libres.
- 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 y cuyos dictámenes tienen la característica de ser definitivos e inapelables.
- 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:** Son todos aquellos servicios requeridos para coordinar la operación en forma confiable, segura y a mínimo costo de los sistemas eléctricos (regulación de tensión, frecuencia, aporte de reactivos, etc.). El CDEC respectivo deberá operar, administrar y valorizar la prestación de estos servicios complementarios. Actualmente, el reglamento que tariffica estos servicios se encuentra pendiente.
- 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 tarifficación de estos sistemas se hace en base al Costo Total de Largo Plazo ("CTLP").

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 septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Efectivo en Caja	1.335.643	835.886
Saldo en Bancos	820.304	1.072.491
Otros instrumentos de renta fija	11.686.931	22.271.288
Totales	13.842.878	24.179.665

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	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	13.842.878	24.172.341
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	-	7.324
Totales		13.842.878	24.179.665

5 Otros Activos Financieros Corrientes

Al 30 de septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011 la Sociedad y sus filiales presentan el siguiente saldo en este rubro:

Otros Activos Financieros	Corrientes	
	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Derivados (*)	-	2.263.678
Total	-	2.263.678

(*) Ver Nota 16.2.7

6 Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

El detalle de este rubro al 30 de septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	30/09/2012		31/12/2011	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	39.503.397	-	44.132.088	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	18.927.950	9.754.418	18.721.756	8.846.975
Totales	58.431.347	9.754.418	62.853.844	8.846.975

Provisión de deterioro deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	30/09/2012		31/12/2011	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales	3.045.122	-	2.853.583	-
Otras cuentas por cobrar	2.264.276	524.439	1.450.828	524.439
Totales	5.309.398	524.439	4.304.411	524.439

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	30/09/2012		31/12/2011	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	36.458.275	-	41.278.505	-
Otras cuentas por cobrar, neto	16.663.674	9.229.979	17.270.928	8.322.536
Totales	53.121.949	9.229.979	58.549.433	8.322.536

El detalle de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar facturados y no facturados o provisionados al 30 de septiembre de 2012 y el 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Facturados	42.239.711	45.673.920
Energía y peajes	22.352.729	19.328.180
Anticipos para importaciones y proveedores	2.042.200	3.612.367
Cuenta por cobrar proyectos en curso	4.204.142	3.638.444
Otros	13.640.641	19.094.930
No Facturados o provisionados	14.702.998	15.857.923
Peajes uso de líneas eléctricas	2.386.023	2.067.258
Energía en medidores (*)	11.800.786	13.508.245
Provisión ingresos por obras	512.100	277.580
Otros	4.089	4.840
Otros (Cuenta corriente empleados)	1.488.638	1.322.001
Totales, Bruto	58.431.347	62.853.844
Provisión deterioro	(5.309.398)	(4.304.411)
Totales, Neto	53.121.949	58.549.433

(*) Energía consumida y no facturada a los clientes

Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Convenios de pagos y créditos	2.034.548	1.251.575
Anticipos para importaciones y proveedores	2.042.200	3.612.367
Cuenta por cobrar proyectos en curso	4.716.242	4.707.644
Deudores materiales y servicios	3.243.839	4.050.893
Préstamos y anticipos al personal	1.488.638	1.322.001
Otros deudores	5.402.484	3.777.277
Totales	18.927.950	18.721.756
Provisión deterioro	(2.264.276)	(1.450.828)
Totales, Neto	16.663.674	17.270.928

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 30 de septiembre de 2012 es de M\$ 62.351.928 y al 31 de diciembre de 2011 es de M\$ 66.871.969.

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

- b) La Sociedad y sus filiales de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con lo que establece el DFL 4/2006 artículo 136 y 125, están obligadas a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A septiembre de 2012 la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a más de 422 mil clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo Cliente	Cantidad	Participación ventas %
Residencial	367.985	36%
Comercial	33.486	30%
Industrial	2.833	20%
Otros	17.958	13%
Total	422.262	100%

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

Parte importante de los clientes son empresas distribuidoras y generadoras que integran el SIC, o grandes clientes que históricamente han mantenido sus compromisos y no se han requerido provisiones significativas. Como un hecho excepcional en 2011, la quiebra de una empresa generadora (Campanario), implicó realizar provisiones adicionales por el 100% de esta cuenta por cobrar neta. Al 30 de septiembre de 2012 se han recuperado M\$135.066 como consecuencia de un reparto de fondos por parte del síndico de quiebra de Campanario. La Administración analiza caso a caso para determinar cualquier indicio de deterioro y estima, que a pesar de este caso, el riesgo general de crédito de la Sociedad está acotado.

- c) Al 30 de septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011 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	30/09/2012	31/12/2011
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	15.869.091	14.639.377
Con vencimiento entre tres y seis meses	816.100	1.283.518
Con vencimiento entre seis y doce meses	556.081	602.504
Con vencimiento mayor a doce meses	289.548	240.993
Total	17.530.820	16.766.392

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

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	3%	33%
181 a 270	36%	66%
271 a 360	67%	66%
361 o más	100%	100%

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

- d) Al 30 de septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011 la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad y sus filiales no tienen cartera securitizada):

Tramos de morosidad	Saldo al 30-09-12						Saldo al 31-12-11					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$
Al día	214.539	38.759.415	3.024	2.451.774	217.563	41.211.189	193.753	43.670.359	3.098	1.049.125	196.851	44.719.484
Entre 1 y 30 días	156.332	9.899.352	2.037	382.525	158.369	10.281.877	142.025	9.950.327	1.884	385.260	143.909	10.335.587
Entre 31 y 60 días	28.839	3.786.401	592	94.159	29.431	3.880.560	28.625	3.788.126	922	166.769	29.547	3.954.895
Entre 61 y 90 días	3.564	1.778.609	76	12.029	3.640	1.790.638	2.902	689.053	112	13.530	3.014	702.583
Entre 91 y 120 días	1.693	298.271	60	9.253	1.753	307.524	1.330	508.507	67	5.828	1.397	514.335
Entre 121 y 150 días	1.314	162.175	35	4.593	1.349	166.768	1.120	215.256	70	7.473	1.190	222.729
Entre 151 y 180 días	1.291	554.532	24	4.552	1.315	559.084	1.106	979.435	55	5.656	1.161	985.091
Entre 181 y 210 días	992	170.014	31	7.712	1.023	177.726	897	256.130	49	4.490	946	260.620
Entre 211 y 250 días	1.205	182.275	38	9.210	1.243	191.485	649	131.656	43	5.156	692	136.812
Más de 250 días	15.721	4.577.509	585	140.114	16.306	4.717.623	12.707	3.800.942	530	87.181	13.237	3.888.123
Totales	425.490	60.168.553	6.502	3.115.921	431.992	63.284.474	385.115	63.989.791	6.830	1.730.468	391.945	65.720.259

- e) Al 30 de septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, la cartera en cobranza judicial y protestada, es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al		Saldo al	
	30/09/2012		31/12/2011	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	153	88.697	161	55.475
Documentos por cobrar en cobranza judicial	351	2.199.260	318	1.853.311
Totales	504	2.287.958	479	1.908.786

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

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 01 de enero de 2011	4.137.095
Aumentos (disminuciones) del período	1.199.126
Montos castigados	(507.371)
Saldo al 31 de diciembre 2011	4.828.850
Aumentos (disminuciones) del período	1.263.735
Montos castigados	(258.748)
Saldo al 30 de septiembre de 2012	5.833.837

- g) El detalle de las provisiones y castigos durante los períodos enero – septiembre 2012 y enero - septiembre 2011, es el siguiente:

Provisiones y castigos	Saldo al	
	30/09/2012 M\$	30/09/2011 M\$
Provisión cartera no repactada	626.282	1.210.216
Provisión cartera repactada	637.453	(97.296)
Castigos del período	(258.748)	(405.007)
Recuperos del período	-	-
Totales	1.004.987	707.913

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 septiembre de 2012, es el siguiente:

Accionistas	Número de Acciones		Total	Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Los Ríos Limitada	371.661.603	8.997.443.992.100	8.997.815.653.703	99,9160%
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	375.450	6.761.257.700	6.761.633.150	0,0751%
Condor Holding SpA	248.037.779	-	248.037.779	0,0028%
Sociedad Inmobiliaria Rahue Ltda.	4.122	123.662.933	123.667.055	0,0014%
Manicke Ferré, Marola Jesús	1.962	58.849.343	58.851.305	0,0007%
Finkelstein Veliz, Clara Lea	1.418	42.542.841	42.544.259	0,0005%
Inversiones Correntoso Ltda	1.307	39.211.746	39.213.053	0,0004%
Inversiones 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%
Radiodifusoras Australes Soc. Ltda.	686	20.589.339	20.590.025	0,0002%
Garrido, Elena Trecha v. de	577	17.321.694	17.322.271	0,0002%
Minoritarios	5.673	170.298.267	170.303.940	0,0019%
Totales	620.093.318	9.004.759.956.419	9.005.380.049.737	100%

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 cuenta corriente pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación.

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

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	Pais de Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	30/09/2012		31/12/2011	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76024782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Pago patentes - asesorías	Menos de 90 días	Matríz	CH\$	291.968	-	120.238	-
76067075-8	Inversiones Los Rios Ltda.	Chile	Pago patentes - asesorías	Menos de 90 días	Matríz	CH\$	250.865	-	16.630	-
76073168-4	Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Chile	Pago patentes - asesorías	Menos de 90 días	Matríz Común	CH\$	7.826	-	5.072	-
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Pago retención impuesto	Menos de 90 días	Matríz	CH\$	127	-	127	-
76024762-6	Condor Holding SPA	Chile	Pago patentes - asesorías	Menos de 90 días	Matríz	CH\$	2.243	-	-	-
76833170-7	Andescan SPA	Chile	Pago patentes - asesorías	Menos de 90 días	Matríz	CH\$	2.167	-	2.167	-
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Materiales	Menos de 90 días	Matríz Común	CH\$	644.919	-	467.887	-
Totales							1.200.115	-	612.121	-

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	30/09/2012		31/12/2011	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76186388-6	Sagesa S.A.	Chile	Compra energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.338.669		2.069.168	
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	6.242.082		7.514.386	
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	23		16	
76067075-8	Inversiones Los Ríos Ltda	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	4.604.758		4.516.649	
76024762-6	Condor Holding SPA	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	127		125	
76024782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	3.460		3.394	
76024782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	3.472.535		3.364.861	
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.553		3.044	
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	3.090.730			
76073168-4	Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	6.902			
6443633-3	Jorge Lesser Garcia-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	410			
6443633-3	Jorge Lesser Garcia-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	1.687			
14655033-9	Iván Díaz Molina	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	409		400	
14655033-9	Iván Díaz Molina	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	1.687		1.660	
Totales							18.766.032	-	17.473.703	-

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

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	30/09/2012 M\$	30/09/2011 M\$
76186388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz común	Peajes	28.266	119.642
76186388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	-	79.865
76186388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz común	Compra energía y potencia	(14.704.083)	(29.010.671)
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Servicio costo de personal	705.193	626.340
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Peajes (neto)	9.810	(15.769)
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Mantenimiento sistema	35.306	34.233
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Venta energía y potencia	91.507	30.997
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	34.172	4.574
76024782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Matriz	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(180.116)	(25.496)
76024762-6	Condor Holding SPA	Chile	Matriz	Intereses Préstamos en cuenta corriente	-	(1.148)
76022072-8	Inversiones Electricas del Sur S.A.	Chile	Matriz	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(305.769)	(356.248)

7.3 Directorio y personal clave de la gerencia

La Sociedad y sus filiales son administradas por un Directorio compuesto por ocho miembros, los que permanecen por un período de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. El año 2012 correspondió la renovación del Directorio, eligiéndose con fecha 26 de abril en Junta Ordinaria de Accionistas a los señores: Iván Díaz - Molina, Robert Mah, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Olivia Penelope Steedman y Juzar Pirbhai.

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

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

Director	30/09/2012 M\$	30/09/2011 M\$
Jorge Lesser Garcia-Huidobro	1.687	-
Iván Díaz-Molina	1.687	-
Totales	3.374	-

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

b) Remuneración del Directorio

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

El beneficio corresponde al pago de UF 83 a cada Director de la Sociedad, para el período abril 2012 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2013.

En Junta Ordinaria de Accionistas con fecha 26 de abril de 2012, se efectuó la renovación total del Directorio de la Sociedad, eligiéndose como Directores, por un período de dos años, a los señores Iván Díaz - Molina, Robert Mah, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Olivia Penelope Steedman y Juzar Pirbhai.

En sesión celebrada con fecha 12 de septiembre de 2012, el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director del señor Robert Mah, designándose en su reemplazo al señor Waldo Fortín Cabezas.

Los Directores señores Robert Mah, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Olivia Penelope Steedman, Juzar Pirbhai y Waldo Fortín Cabezas renunciaron a la remuneración que les correspondería por el período del cargo de Director de la Sociedad. Sólo los Directores Jorge Lesser García-Huidobro e Iván Díaz-Molina recibirán su remuneración.

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 30 de septiembre de 2012 y 2011 son las siguientes:

Director	30/09/2012 M\$	30/09/2011 M\$
Pedro Pablo Errázuriz	-	892
Jorge Lesser Garcia-Huidobro	14.951	16.446
Iván Díaz-Molina	16.795	16.446
Totales	31.746	33.784

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\$1.266.504 al 30 de septiembre de 2012 y a M\$1.226.012 al 30 de septiembre de 2011 (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% de una remuneración bruta durante el tercer trimestre de cada año y el saldo es cancelado en el primer trimestre del año siguiente.

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

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

8 Inventarios

El detalle de este rubro es el siguiente:

Al 30 de septiembre de 2012

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	7.434.435	6.960.205	474.230
Materiales en tránsito	453.028	451.188	1.840
Existencias retail	812.467	778.634	33.833
Petróleo	356.469	356.469	-
Totales	9.056.399	8.546.496	509.903

Al 31 de diciembre de 2011

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	7.434.185	6.667.304	766.881
Materiales en tránsito	1.190.806	1.108.082	82.724
Existencias retail	574.833	548.218	26.615
Petróleo	274.358	274.358	-
Totales	9.474.182	8.597.962	876.220

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

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un cargo de M\$210.125 para el período enero-septiembre 2012 y un cargo de M\$200.197 para el período enero-septiembre de 2011, M\$73.569 como cargo para el período julio-septiembre 2012 y M\$61.662 como cargo para el período julio-septiembre de 2011.

Movimiento Provisión	30-09-2012 M\$	30-09-2011 M\$	01-07-2012 al 30-09-2012 M\$	01-07-2011 al 30-09-2011 M\$
Provisión Ejercicio	210.125	200.197	73.569	61.662
Aplicaciones a provisión	(576.442)	-	(571.580)	-
Totales	(366.317)	200.197	(498.011)	61.662

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

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

Inventarios utilizados durante el período según gasto	30-09-2012 M\$	30-09-2011 M\$	julio-septiembre 2012	julio-septiembre 2011
Materias primas y consumibles utilizados	11.356.220	7.921.215	3.299.279	4.079.463
Otros gastos por naturaleza (*)	1.306.255	1.260.072	457.575	475.650
Total	12.662.475	9.181.287	3.756.854	4.555.113

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

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 30 de septiembre de 2012 ascienden a M\$7.382.875 (M\$7.250.895 en 2011) y los materiales utilizados en FNDR al 30 de septiembre de 2012 ascienden a M\$232.714 (M\$72.481 en 2011).

9 Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 30 de septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Impuesto renta por recuperar	1.918.269	3.692.763
IVA Crédito fiscal por recuperar	458.432	-
Crédito por utilidades absorbidas	-	1.086.763
Crédito Sence	1.251	32.076
Crédito Activo Fijo	19.785	37.893
Totales	2.397.737	4.849.495

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Impuesto a la renta	377.719	1.724.906
Iva Débito fiscal	1.584.498	1.782.884
Otros	214.373	58.130
Totales	2.176.590	3.565.920

10 Otros Activos Financieros no Corriente

El detalle de este rubro al 30 de septiembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

	30/09/2012 No Corriente M\$	31/12/2011 No Corriente M\$
Otros activos financieros no corriente		
Impuesto específico por recuperar	7.835.011	7.757.630
Totales	7.835.011	7.757.630

Este activo corresponde a impuesto específico al petróleo por recuperar (crédito fiscal IVA), que se recuperará en periodos futuros a base de la generación de flujos de la sociedad que los generó. La valorización inicial de estos activos se hace con los flujos proyectados de la sociedad y descontado a la tasa de descuento utilizada para la evaluación de las unidades generadoras de caja. Las valorizaciones posteriores se hacen con el método de la tasa efectiva de descuento y anualmente se verifica si existe deterioro del activo en base flujos proyectados actualizados.

11 Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 30 de septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Activos intangibles neto	30/09/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Activos intangibles identificables, neto	23.775.919	24.691.511
Servidumbres	22.431.178	22.431.178
Software	1.344.741	2.260.333

Activos intangibles bruto	30/09/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Activos intangibles identificables, bruto	28.574.855	28.589.012
Servidumbres	22.431.178	22.431.178
Software	6.143.677	6.157.834

Amortización activos intangibles	30/09/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Activos intangibles identificables	(4.798.936)	(3.897.501)
Servidumbres	-	-
Software	(4.798.936)	(3.897.501)

La composición y movimientos del activo intangible durante el período 2012 y 2011 son los siguientes:

Movimiento período 2012		Software neto	Servidumbres neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 01 de enero de 2012		2.260.333	22.431.178	24.691.511
Movimientos	Adiciones	21.799	-	21.799
	Retiros	-	-	-
	Gastos por amortización	(937.391)	-	(937.391)
	Total movimientos	(915.592)	-	(915.592)
Saldo final al 30 de septiembre de 2012		1.344.741	22.431.178	23.775.919

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	748.715	248.199	996.914
	Retiros	-	-	-
	Gastos por amortización	(1.052.131)	-	(1.052.131)
	Total movimientos	(303.416)	248.199	(55.217)
Saldo final al 31 de diciembre de 2011		2.260.333	22.431.178	24.691.511

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

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

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 septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011:

Rut	Compañía	30/09/2012 M\$	31/12/2011 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 septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	311.159.788	291.649.335
Construcción en Curso	47.605.285	46.207.017
Terrenos	13.462.506	13.462.506
Edificios	7.228.515	7.289.636
Planta y Equipo	238.084.703	219.348.528
Equipamiento de Tecnologías de la Información	920.113	1.155.272
Instalaciones Fijas y Accesorios	384.804	428.207
Vehículos de Motor	1.514.637	1.796.078
Otras Propiedades, Planta y Equipo	1.959.225	1.962.091

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	392.108.586	367.141.904
Construcción en Curso	47.605.285	46.207.017
Terrenos	13.462.506	13.462.506
Edificios	11.642.831	11.514.714
Planta y Equipo	307.492.116	282.138.436
Equipamiento de Tecnologías de la Información	3.386.907	4.963.290
Instalaciones Fijas y Accesorios	925.528	922.381
Vehículos de Motor	3.000.689	3.003.672
Otras Propiedades, Planta y Equipo	4.592.724	4.929.888

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(80.948.798)	(75.492.569)
Edificios	(4.414.316)	(4.225.078)
Planta y Equipo	(69.407.413)	(62.789.908)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(2.466.794)	(3.808.018)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(540.724)	(494.174)
Vehículos de Motor	(1.486.052)	(1.207.594)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(2.633.499)	(2.967.797)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante el período 2012 y 2011 es el siguiente:

Movimiento período 2012		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 2012		46.207.017	13.462.506	7.289.636	1.155.272	428.207	1.796.078	1.962.091	219.348.528
Movimientos	Adiciones	22.311.044	-	128.117	55.707	893	11.965	332.372	25.980.538
	Retiros	(20.912.776)	-	-	-	(1.003)	(9.024)	(34.317)	(285.755)
	Gastos por depreciación	-	-	(189.238)	(290.866)	(43.293)	(284.382)	(300.921)	(6.747.456)
	Traspaso Fusión	-	-	-	-	-	-	-	(209.632)
	Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	-	-	-	-	-	(1.520)
Total movimientos		1.398.268	-	(61.121)	(235.159)	(43.403)	(281.441)	(2.866)	18.736.175
Saldo final al 30 de septiembre de 2012		47.605.285	13.462.506	7.228.515	920.113	384.804	1.514.637	1.959.225	238.084.703

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	23.645.970	14.419	84.707	331.425	59.770	264.855	987.837	20.761.659
	Retiros	(15.492.070)	-	-	(5.100)	(12.466)	(130.116)	(41.631)	(133.317)
	Gastos por depreciación	-	-	(249.537)	(383.174)	(62.108)	(391.238)	(409.511)	(8.556.700)
	Traspaso Fusión								209.632
	Total movimientos	8.153.900	14.419	(164.830)	(56.849)	(14.804)	(256.499)	536.695	12.281.274
Saldo final al 31 de diciembre de 2011		46.207.017	13.462.506	7.289.636	1.155.272	428.207	1.796.078	1.962.091	219.348.528

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

Informaciones adicionales de propiedades, planta y equipo

- a) La depreciación de los Bienes de Propiedad, Planta y Equipo se presenta en la cuenta "Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación".
- b) 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.
- c) Los activos en construcción según se explica en Nota 2.11 incluyen activación de costos financieros por M\$1.157.245 al 30 de septiembre de 2012 y a M\$675.982 por el período terminado al 30 de septiembre de 2011 y los costos de personal relacionados directamente con obras en curso por M\$1.193.488 al 30 de septiembre de 2012 y a M\$883.806 por el período terminado al 30 de septiembre de 2011.
- d) El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 30 de septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011 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 períodos enero – septiembre 2012 y enero – septiembre 2011 y por el trimestre julio-septiembre 2012 y julio-septiembre 2011, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	30/09/2012	30/09/2011	01/07/2012	01/07/2011
	M\$	M\$	M\$	M\$
Gasto por impuestos corrientes	2.771.639	2.700.124	851.373	365.049
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto corriente	-	(681.931)	-	(679.746)
Ajustes al impuesto corriente del período anterior	-	(12.474)	-	-
Otro gasto por impuesto corriente	2.331	3.005	807	1.073
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	2.773.970	2.008.724	852.180	(313.624)
Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	1.364.530	618.196	1.500.110	984.061
Otro gasto por impuesto diferido	-	(1.114)	3.049	4.011
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	1.364.530	617.082	1.503.159	988.072
Gasto por impuesto a las ganancias	4.138.500	2.625.806	2.355.339	674.448

- 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 septiembre de 2012 y 2011 es la siguiente:

Conciliación del gasto utilizando la tasa efectiva	30/09/2012	30/09/2011
	M\$	M\$
Utilidad (Pérdida) Antes de Impuestos	19.660.315	14.290.942
(Gasto) Ingreso por Impuestos a las ganancias Utilizando la Tasa Legal (20%)	(3.932.063)	(2.858.188)
Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles	84.120	36.642
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	(69.109)	(137.370)
Efecto Impositivo de la Utilización de Pérdidas Fiscales No Reconocidas Anteriormente	(286.858)	204.103
Efecto Impositivo de Beneficio Fiscal No Reconocido Anteriormente en el EE.RR.	71	1
Efecto Impositivo de Impuesto provisto en Exceso en Periodos Anteriores	238.221	(141.065)
Corrección monetaria tributaria de las Inversiones	(786.402)	(577.894)
Corrección monetaria tributaria del Patrimonio	1.092.750	1.156.751
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	(983.104)	68.895
Diferencia de conversión de moneda extranjera	147.883	(97.939)
Ajuste Empresas Fusionadas	177.717	(20.442)
Ajuste de tasas por recuperación de Pérdida Tributarias	178.274	(259.300)
Total ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal	(206.437)	232.382
(Gasto) por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	(4.138.500)	(2.625.806)
Tasa impositiva efectiva	21,05%	18,37%

Con fecha 27 de septiembre de 2012, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 20.630 que aprueba la “Reforma Tributaria”, cuyo objetivo principal es recaudar fondos para financiar la reforma a la educación, entre otros aspectos.

Como consecuencia de la Reforma Tributaria y del aumento de tasa de impuesto de primera categoría de un 17% a un 20% definitivamente, que rige a contar del año comercial 2012, la Sociedad reconoció en este mismo periodo los efectos en activos y pasivos por impuestos diferidos, cuyo efecto neto en resultado ha significado para la sociedad un mayor gasto por impuestos a las ganancias de M\$981.163 al 30 de septiembre de 2012.

14.2 Impuestos diferidos

- a) El detalle de los saldos de impuestos diferidos registrados al 30 de septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Diferencia temporal	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Impuestos diferidos relativos a Activo Fijo	2.229.321	2.529.377	13.242.146	11.448.496
Impuestos diferidos relativos a Indemnización años de servicio	8.627	1.871	11.980	26.155
Impuestos diferidos relativos a Provisión cuentas incobrables	1.166.764	842.635	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión de vacaciones	135.254	133.900	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión obsolescencia	101.981	152.900	-	-
Impuestos diferidos relativos a Ingresos anticipados	2.336.486	1.157.545	-	-
Impuestos diferidos relativos a Gastos Anticipados	730.921	663.209	67.411	62.035
Impuestos diferidos relativos a Pérdida tributaria	331.901	1.670.283	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión Beneficios Personal	247.814	231.899	-	-
Impuestos diferidos relativos a Otras Provisiones	223.679	255.154	1.625	1.749
Impuestos diferidos relativos a Derivados	98.889	-	-	418.780
Impuestos diferidos relativos a Provisión Activos Financieros no Corrientes	581.168	517.297	-	-
Total Impuestos Diferidos	8.192.805	8.156.070	13.323.162	11.957.215

- b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación Financiera Consolidado en los períodos 2012 y 2011 son los siguientes:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2011	2.455.085	20.658.757
Incremento (decremento)	(5.667.774)	(8.701.542)
Impuesto Diferido Efecto por Fusión (*)	11.368.759	-
Saldo al 31 de diciembre de 2011	8.156.070	11.957.215
Incremento (decremento)	36.735	1.365.947
Saldo al 30 de septiembre de 2012	8.192.805	13.323.162

(*) 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 mostraron netos en el activo por impuestos diferidos relativos a Activo Fijo.

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 septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	30/09/2012		31/12/2011	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Préstamos bancarios	20.933.200	-	24.604.436	-
Bonos	3.436.581	116.491.538	1.008.862	116.408.801
Derivados (*)	494.444	-	-	-
Totales	24.864.225	116.491.538	25.613.298	116.408.801

(*) Ver nota 16.2.7

- b) El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 30 de septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, 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	1 a 3 meses	3 a 12 meses	al 30-09-2012	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	al 30-09-2012	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Chile	USD	Semestral	1,45%	Sin Garantía	-	-	11.786.320	-	11.786.320	-	-	-	-	-
Chile	Pesos	Semestral	6,12%	Sin Garantía	-	-	9.146.880	-	9.146.880	-	-	-	-	-
Totales					-	-	20.933.200	-	20.933.200	-	-	-	-	-

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No corriente				
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento			Total no corriente	
					Indeterminado	Hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	al 31-12-2011	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	al 31-12-2011	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Chile	USD	Annual	2,02%	Sin Garantía	-	-	-	24.604.436	24.604.436	-	-	-	-	-
Totales					-	-	-	24.604.436	24.604.436	-	-	-	-	-

- c) El desglose por banco de los Préstamos Bancarios al 30 de septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	30 de septiembre 2012							
						Corriente			No Corriente				
						Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente	
SAESA	BANCO ESTADO	97030000-7	USD	1,45%	Semestral	11.786.320	-	11.786.320	-	-	-	-	-
STS	BANCO ESTADO	97030000-7	Pesos	6,12%	Semestral	9.146.880	-	9.146.880	-	-	-	-	-
Totales						20.933.200	-	20.933.200	-	-	-	-	-

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de diciembre 2011							
						Corriente			No Corriente				
						Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente	
SAESA	BANCO ESTADO	97030000-7	USD	2,02%	Annual	-	24.604.436	24.604.436	-	-	-	-	-
Totales						-	24.604.436	24.604.436	-	-	-	-	-

d) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público, Bonos al 30 de septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, 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 30-09-2012 M\$	1 a 3 años M\$	3 a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	al 30-09-2012 M\$
Chile	UF	Semestral	5,25%	Sin Garantía	-	-	-	2.766.879	2.766.879	9.567.974	6.378.649	36.677.235	52.623.858
Chile	UF	Anual	3,23%	Sin Garantía	-	-	-	628.940	628.940	9.923.839	10.165.972	-	20.089.811
Chile	UF	Semestral	3,00%	Sin Garantía	-	-	18.557	-	18.557	11.295.525	7.049.599	3.710.214	22.055.338
Chile	UF	Semestral	3,60%	Sin Garantía	-	-	22.205	-	22.205	-	-	21.722.531	21.722.531
Totales					-	-	40.762	3.395.819	3.436.581	30.787.338	23.594.220	62.109.980	116.491.538

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 31-12-2011 M\$	1 a 3 años M\$	3 a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	al 31-12-2011 M\$
Chile	UF	Semestral	5,25%	Sin Garantía	-	-	-	465.791	465.791	9.442.178	6.294.785	37.768.709	53.505.672
Chile	UF	Anual	3,23%	Sin Garantía	-	-	-	135.108	135.108	9.772.305	10.032.314	-	19.804.619
Chile	UF	Semestral	3,00%	Sin Garantía	-	-	-	185.651	185.651	7.431.336	6.910.870	7.333.852	21.676.058
Chile	UF	Semestral	3,60%	Sin Garantía	-	-	-	222.312	222.312	-	-	21.422.452	21.422.452
Totales					-	-	-	1.008.862	1.008.862	26.645.819	23.237.969	66.525.013	116.408.801

e) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público, Bonos al 30 de septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	30 de septiembre 2012						
					Corriente			No Corriente			
					Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente
SAESA	BONO SERIE F/ N°398	UF	5,25%	Sin Garantía	-	2.766.879	2.766.879	9.567.974	6.378.649	36.677.235	52.623.858
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	3,23%	Sin Garantía	-	628.940	628.940	9.923.839	10.165.972	-	20.089.811
SAESA	BONO SERIE I/N°664	UF	3,00%	Sin Garantía	18.557	-	18.557	11.295.525	7.049.599	3.710.214	22.055.338
SAESA	BONO SERIE J/N°665	UF	3,60%	Sin Garantía	22.205	-	22.205	-	-	21.722.531	21.722.531
Totales					40.762	3.395.819	3.436.581	30.787.338	23.594.220	62.109.980	116.491.538

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2011						
					Corriente			No Corriente			
					Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente
SAESA	BONO SERIE F/ N°398	UF	5,25%	Sin Garantía	-	465.791	465.791	9.442.178	6.294.785	37.768.709	53.505.672
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	3,23%	Sin Garantía	-	135.108	135.108	9.772.305	10.032.314	-	19.804.619
SAESA	BONO SERIE I/N°664	UF	3,00%	Sin Garantía	-	185.651	185.651	7.431.336	6.910.870	7.333.852	21.676.058
SAESA	BONO SERIE J/N°665	UF	3,60%	Sin Garantía	-	222.312	222.312	-	-	21.422.452	21.422.452
Totales					-	1.008.862	1.008.862	26.645.819	23.237.969	66.525.013	116.408.801

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.

Con fecha 5 de octubre de 2011, la Sociedad efectuó las colocaciones de los Bonos Serie I y Serie J en el mercado local, desmaterializados y al portador, emitidos con cargo a las líneas de bonos inscritas con fecha 19 de mayo de 2011 en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo los números 664 y 665 respectivamente, por una suma total de 1.000.000 Unidades de Fomento para cada bono.

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.
- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA sobre gastos financieros netos mayor a 2,5 veces.

Al 30 de septiembre de 2012, 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 existe riesgo 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 ("SEC"), modificación que implicó establecer facultades fiscalizadoras adicionales para este organismo y configurar un sistema de multas asociadas al incumplimiento de las normas y reglamentos por parte de las empresas eléctricas.

Asimismo, 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 "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 Ley General de Servicios Eléctricos (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 generación

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

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

Para evitar tener una exposición al riesgo financiero producto a un eventual desacople entre los ingresos asociados al contrato financiero con la obligación de los retiros al precio spot en el mercado mayorista, la filial SGA vende el 90% de su energía a precios spot.

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

En cuanto a los Servicios Asociados (SSAA), viene al caso mencionar que a fines del 2011 y producto de una investigación realizada por la Fiscalía Nacional Económica, ante una presentación no contenciosa del 2008, ha solicitado a la H. Comisión Resolutiva calificar un nuevo conjunto de servicios como parte de los SSAA, precisiones y mayores exigencias para la prestación de servicios asociados no tarifados y proponer al Ejecutivo modificaciones

legales en el caso de prestarse SSAA que utilicen infraestructura concebida para el servicio de suministro de electricidad. La Sociedad está monitoreando lo anteriormente comentado, de modo de anticipar cambios en los actuales procesos o en las formas de tarificación en la industria.

d) Fijación de tarifas de subtransmisión

De acuerdo a la legislación vigente corresponde determinar cada cuatro años el valor anual de los sistemas de subtransmisión, con dos años de diferencia respecto del cálculo del VAD. 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 extendió en su momento el plazo de análisis de las discrepancias presentadas por las empresas al Informe Técnico de la CNE y la publicación de su respectivo Dictamen, comunicado a las empresas a principios de Agosto de 2011.

Adicionalmente, considerando el retraso que ha sufrido la elaboración del Informe Técnico definitivo de parte de la CNE (post Dictamen) hace suponer que durante el cuarto trimestre de 2012 o principios de 2013 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 se esperan efectos positivos en los ingresos de la compañía, que podrían implicar un alza en torno al 9% en base anual. Tal como se comentó en el párrafo anterior, en el primer período de la fijación (una vez publicado el decreto) habrá mayores ingresos por concepto de aplicación retroactiva de este decreto, esto es desde enero 2011.

e) Contratos de suministro

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

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

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 Sociedad, SEC emitió la Resolución Exenta N° 2288 (RE2288), de fecha 26 de agosto de 2011, en la que se dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por Campanario, debe ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia que confecciona la Dirección de Peajes del CDEC – SIC a prorrata de su energía firme, a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos por Campanario.

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

nuevamente por sus consumos que no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso término anticipadamente.

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

f) Abastecimiento de energía

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

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

- Las Leyes Cortas mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.
- Las acciones que actualmente se encuentra desarrollando el regulador, tendientes por un lado a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento de gas argentino y por otro al reconocer que 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 años (2012 – 2014).

16.2 Riesgo financiero

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

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

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.

Al 30 de septiembre de 2012, la Sociedad tiene las siguientes deudas en USD a tasa fija:

Fecha suscripción	Monto USD MUS\$	Monto CLP M\$
30-04-2012	24.725	11.714.112

Con el objeto de dar cumplimiento a la política establecida, la Sociedad contrató un Cross Currency Swap (ver nota 16.2.7) para proteger su exposición de moneda (USD a 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.

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 cercanos al 5%. 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 85% 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, tal como se mencionó en el punto anterior, la deuda en USD, que representa un 9% de la deuda total, cuenta con un instrumento de cobertura USD a UF.

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 IPP (Índice de precios al productor). 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 85% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija. La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de las tasas variables con respecto a la TAB (Tasa Activa Bancaria), suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes, esta metodología consiste en medir la variación positiva de un punto porcentual de la TAB a la fecha de cierre de estos estados financieros, con respecto a la tasa de la última fijación de los préstamos que posee la Sociedad. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se generaría un mayor gasto financiero por concepto de intereses de MM\$ 151 durante el periodo enero – septiembre de 2012. 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, es la siguiente:

	30/09/2012	30/09/2011
Tasa Interés Variable	15%	18%
Tasa Interés Protegida	0%	25%
Tasa Interés Fija	85%	57%

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 en un 85% estructurada a largo plazo, mediante bonos principalmente.

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

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

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

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 entregar al cliente 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 a 36 meses, para sus clientes de distribución eléctrica. En lo que respecta a la construcción de obras, que normalmente se construyen a organismos estatales, municipales o grandes clientes, la forma de pago considera cuotas que van de 36 a 96 meses. Estos montos son otorgados bajo condiciones de crédito de mercado y a clientes que cumplan con ciertos estándares de comportamientos históricos sin morosidad.

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

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	3%	33%
181 a 270	36%	66%
271 a 360	67%	66%
361 o más	100%	100%

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

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

Activos de carácter financiero:

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

ningún caso se considera o contempla la posibilidad de realizar una inversión con objeto de especular en el mercado de capitales nacional o extranjero.

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 septiembre de 2012	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	-	-	-	-	-
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y cuentas por cobrar no corrientes	-	62.351.928	-	-	62.351.928
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	1.200.115	-	-	1.200.115
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	2.155.947	-	11.686.931	-	13.842.878
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	7.835.011	-	-	7.835.011
Totales	2.155.947	71.387.054	11.686.931	-	85.229.932

al 31 de diciembre 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	-	-	-	2.263.678	2.263.678
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y cuentas por cobrar no corrientes	-	66.871.969	-	-	66.871.969
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	612.121	-	-	612.121
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	1.908.377	-	22.271.288	-	24.179.665
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	7.757.630	-	-	7.757.630
Totales	1.908.377	75.241.720	22.271.288	2.263.678	101.685.063

b) Pasivos Financieros

al 30 de septiembre de 2012	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	-	140.861.319	-	-	140.861.319
Derivado	-	-	-	494.444	494.444
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	34.671.371	-	-	34.671.371
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	18.766.032	-	-	18.766.032
Totales	-	194.298.722	-	494.444	194.793.166

al 31 de diciembre 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	-	142.022.099	-	-	142.022.099
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	37.470.849	-	-	37.470.849
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	17.473.703	-	-	17.473.703
Totales	-	196.966.651	-	-	196.966.651

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 septiembre de 2012, la Sociedad clasifica sus coberturas como “Cobertura de Flujos de Caja”.

El detalle de la cartera es el siguiente:

Instrumento de cobertura	30.09.2012	31.12.2011	Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de Cobertura
	M\$	M\$			
Cross Currency Swaps (*)	(494.444)	-	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Cross Currency Swaps (**)	-	2.263.678	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.

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 30.09.2012	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	1.335.643	1.335.643
Saldo en Bancos	820.304	820.304
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	53.121.949	53.121.949

Pasivos Financieros - al 30.09.2012	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Deuda Bancaria	20.933.200	21.041.394
Bonos	119.928.119	122.008.775
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	34.671.371	34.671.371

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

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

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

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

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

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

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

Nivel 3: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante técnicas de valorización, 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 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Proveedores por compra de energía y peajes	24.469.949	22.177.607
Proveedores por compra de combustible y gas	346.302	332.685
Cuentas por pagar importaciones en Tránsito	1.471.761	4.077.398
Cuentas por pagar bienes y servicios	5.542.737	6.846.988
Dividendos por pagar a terceros	43.473	82.083
Cuentas por pagar instituciones fiscales	140.496	132.073
Otras cuentas por pagar	2.656.653	3.822.015
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	34.671.371	37.470.849

18 Provisiones

18.1 Provisiones corrientes

18.1.1 Otras Provisiones

a) El desglose de este rubro al 30 de septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Otras provisiones a corto plazo	Provisiones	
	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	874.982	893.041
Totales	874.982	893.041

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante períodos 2012 y 2011, es el siguiente:

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 31 de diciembre de 2011	893.041
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	156.212
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(45.425)
Provisión utilizada	(44.953)
Reversos de provisión no utilizada.	(83.893)
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	(18.059)
Saldo final al 30 de septiembre de 2012	874.982

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 31 de diciembre de 2010	841.180
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	432.078
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(92.191)
Provisión utilizada	(209.341)
Reversos de provisión no utilizada	(78.685)
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	51.861
Saldo final al 31 de diciembre de 2011	893.041

18.1.2 Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados

a) El desglose de este rubro al 30 de septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Provisiones	
	30/09/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	676.268	723.789
Provisión por beneficios anuales	1.970.333	2.076.542
Totales	2.646.601	2.800.331

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante los períodos 2012 y 2011, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Otras Provisiones
Saldo inicial al 31 de diciembre de 2011	2.800.331
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	-
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	1.386.742
Provisión utilizada	(1.257.491)
Reversos de provisión no utilizada.	(282.981)
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	(153.730)
Saldo final al 30 de septiembre de 2012	2.646.601

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	-
Incremento (decremento) en provisiones existentes	1.423.279
Provisión utilizada	(1.656.100)
Reversos de provisión no utilizada	-
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	(232.821)
Saldo final al 31 de diciembre de 2011	2.800.331

18.2 Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados

- a) El desglose de las provisiones no corrientes al 30 de septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	3.244.597	3.075.367
Totales	3.244.597	3.075.367

- b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante los períodos 2012 y 2011, es el siguiente:

Provisiones no corriente, por beneficios a los empleados	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2011	3.070.504
Provisión del período	517.513
Pagos en el período	(512.650)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	3.075.367
Provisión del período	385.291
Pagos en el período	(216.061)
Saldo al 30 de septiembre de 2012	3.244.597

- c) Hipótesis actuariales utilizadas al 30 de septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011.

Tasa de descuento (real)	4,05%
Tasa esperada de incrementos salariales (real)	1,50%
Tablas de mortalidad	RV 2009 H / RV 2009 M
Tasa de rotación	2,50%
Edad de retiro	65 H / 60 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	Etapa Procesal	Monto M\$
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	30197	Demanda de indemnización de perjuicios por daños derivados de incendio. (Mancilla con SAESA)	Fallo de primera instancia rechazó la demanda. Pendiente recurso de apelación.	22.559
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	4925-09	Demanda juicio sumario de comodato precario (Avendaño con SAESA)	Fallo de 2° instancia ratificó rechazo de la demanda. Recurso de casación desechado. Proceso terminado	Indeterminado
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	37398	Demanda de indemnización de perjuicios (Sociedad Turística Huaihuen Limitada con Saesa)	Proceso pendiente en 1° instancia	121.600
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 Puerto Montt	1881-2010	Demanda de comodato precario (Hechenleitner con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado
SAESA	16° Juzgado Civil de Santiago	5054-2011	Demanda civil por daños (Medel con SAESA y otros)	Proceso pendiente en 1° instancia	21.455
SAESA	2° Juzgado Civil de Osorno	C-3395-2011	Demanda civil de indemnización de perjuicios (Riquelme con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	21.455
SAESA	1° Juzgado Civil de Osorno	C-2828-11	Demanda civil de indemnización de perjuicios (Constructora América con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	21.455
SAESA	Juzgado de Policía Local de Río Bueno	1485-2011	Demanda del consumidor (Hott con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	33.000
EDELAYSEN	Juzgado de letras de Chaitén	005-2008	Demanda de comodato precario	Proceso pendiente en 1° instancia en etapa de discusión.	Indeterminado
EDELAYSEN	Juzgado de Letras de Coyhaique	966-2011	Demanda de indemnización de perjuicios (Mata con EDELAYSEN)	Proceso pendiente en 2° instancia	22.559
STS	Juzgado de letras de La Unión	315-2011	Demanda de término de servidumbre	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado

Al 30 de septiembre de 2012, la Sociedad y sus filiales han realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación para ellas. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los presentes estados financieros, que incluye a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valoración de la misma. Cabe mencionar, que la Sociedad y sus filiales cuentan con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 1.000.

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

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\$
SAESA	Res. Ex. 812 de fecha 16.05.2012	SEC	Calidad de suministro	Judicializada.	87.845
SAESA	Res. Ex. 1156 de fecha 03.07.2012	SEC	Calidad de suministro	Pendiente Recurso Reposición	119.185
EDELAYSEN	Res. Ex. 830 de fecha 16.05.2012	SEC	Calidad de suministro	Judicializada.	2.849
EDELAYSEN	Res. Ex. 93 de fecha 19.06.2012	SEC	Atención cliente	Pendiente Recurso Reposición	1.979
EDELAYSEN	Res. Ex. 1158 de fecha 03.07.2012	SEC	Calidad de suministro	Pendiente Recurso Reposición	11.871
EDELAYSEN	Res. Ex. 80 de fecha 06.09.2012	SEC	Mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición	23.742
LUZ OSORNO	Res. Ex. 1392 de fecha 21.02.2012	SEC	Calidad de suministro	Pendiente Recurso Reposición	2.849
LUZ OSORNO	Res. Ex. 1155 de fecha 03.07.2012	SEC	Calidad de suministro	Pendiente Recurso Reposición	950
Multas pendientes de resolución de años anteriores					
SAESA	Res. Ex. 3620/07/72 de fecha 01.10.2007	DIR. TRABAJO	Laborales	Judicializada	8.705
SAESA	Res. Ex. 7717/08/20 de fecha 01.01.2008	DIR. TRABAJO	Laborales	Judicializada	1.583
SAESA	Res. Ex. 2263 de fecha 25.11.2009	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	23.742
SAESA	Res. Ex. 015 DRX de fecha 28.01.2010	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Pendiente Recurso Reposición	33.635
SAESA	Res. Ex. 159 DRX de fecha 27.07.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición	9.893
SAESA	Res. Ex. 160 DRX de fecha 27.07.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición	17.807
SAESA	Res. Ex. 030 DRR de fecha 26.08.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición	19.785
STS	Res. Ex. 031 DRR de fecha 26.08.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición	19.785
STS	Res. Ex. 096 DRX de fecha 08.06.2011	SEC	Mantenimiento	Judicializada	29.678
STS	Res. Ex. 2698 de fecha 29.09.2011	SEC	Black out 2010	Judicializada	216.527
EDELAYSEN	Res. Ex. 074 de fecha 18.08.2009	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Pendiente Recurso Reposición	1.979
EDELAYSEN	Res. Ex. 96 DRXI de fecha 20.06.2011	SEC	Infracción comunicación puesta en servicio	Judicializada	1.187
LUZ OSORNO	Res. Ex. 2262 de fecha 25.11.2009	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	2.849
LUZ OSORNO	Res. Ex. 152 DRX de fecha 26.07.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Judicializada	25.721
LUZ OSORNO	Res. Ex. 103 DRX de fecha 14.06.2011	SEC	Instrucciones no cumplidas.	Judicializada	7.914
SGA	Res. Ex. 2603 de fecha 29.09.2011	SEC	Black out 2010	Judicializada	93.543

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

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

19 Otros Pasivos no Financieros Corrientes

El detalle de este rubro al 30 de septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros corrientes	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	6.444.704	6.405.077
Otras obras de terceros	4.356.894	4.525.564
Totales	10.801.598	10.930.641

Las subvenciones corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación rural, netos de los costos realizados por la Sociedad y sus filiales y se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.18.2.

20 Otros Pasivos no Financieros No Corrientes

El detalle de este rubro al 30 de septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros no corrientes	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Ingresos anticipados por venta de peajes	10.446.261	6.033.631
Otros pasivos no financieros no corrientes	118.214	112.574
Totales	10.564.475	6.146.205

21 Patrimonio

21.1 Patrimonio neto de la Sociedad

21.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 30 de septiembre de 2012 el capital social de SAESA asciende a M\$304.501.634 y al 31 de diciembre de 2011 ascendía a M\$304.502.828. El capital está representado por 620.093.318 acciones serie A y 9.004.759.956.419 acciones serie B totalmente suscritas y pagadas.

La disminución de capital por M\$1.194, respecto de septiembre 2011, 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.

El aumento de capital por M\$17.211 en el período 2011, 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 normativa vigente les confiere a las acciones ordinarias. Por su parte, las acciones serie B tienen todos los derechos que la normativa vigente les confiere a las acciones ordinarias pero que gozan de la preferencia para convocar a juntas de accionistas (tendrán el privilegio de convocar juntas ordinarias y extraordinarias de accionistas, cuando lo soliciten, a lo menos, el 5% de estas acciones) y la limitación para elegir Directores (no tendrán derecho a elegir Directores).

21.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 26 de abril de 2012 se aprobó el pago de un dividendo final de \$0,00167322 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2011, y el pago de un dividendo adicional de \$0,00021454 por acción, con cargo a las reservas de las utilidades de los ejercicios anteriores destinadas para tal efecto, lo que significó un pago total de M\$17.000.000. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 25 de mayo de 2012.

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 significó un pago de M\$ 14.998.820. El dividendo antes señalado se pagó a partir del 02 de mayo de 2011.

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.

21.1.3 Otras reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Otras reservas al 30 de septiembre de 2012 y 2011 son los siguientes:

Al 30 de septiembre de 2012

	Saldo al 01 de enero de 2012 M\$	Cambio en otras reservas			Saldo al 30 de septiembre de 2012 M\$
		Reservas por diferencias de conversión M\$	Reservas de cobertura M\$	Otros	
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(468.907)	(746.134)			(1.215.041)
Reservas de cobertura, neta de impuestos diferidos	101.693		(150.632)		(48.939)
Otras reservas varias	12.616.103				12.616.103
Efecto fusión filial STS y SAGESA	(8.855)			24.851	15.996
Efecto por fusión 31.05.2011	12.325.796				12.325.796
Totales	24.565.830	(746.134)	(150.632)	24.851	23.693.915

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

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

El efecto por fusión 31.05.2011 de M\$12.325.796 se origina en la fusión por absorción de la Sociedad con su filial (Antigua Saesa). Producto de lo anterior y de acuerdo a normas tributarias vigentes, se originaron beneficios tributarios, que implicaron mayores activos por impuestos diferidos por M\$11.368.759 al 31 de mayo de 2011 y M\$950.486 al 31 de diciembre de 2011. El monto por M\$6.551, corresponde a la incorporación de la participación no controladora de Antigua Saesa en la Sociedad, como consecuencia de la fusión materializada el 31 de mayo de 2011.

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

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

Al 30 de septiembre de 2011

	Saldo al 01 de enero de 2011 M\$	Cambio en otras reservas			Saldo al 30 de septiembre de 2011 M\$
		Trasposos enero a septiembre de 2011 M\$	Reservas por diferencias de conversión M\$	Reservas de cobertura M\$	
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(1.583.657)		958.771		(624.886)
Reservas de cobertura, neta de impuestos diferidos	141.790			(341.291)	(199.501)
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	958.771	(341.291)	23.167.026

21.1.4 Diferencias de conversión

El detalle de la sociedad filial y de la sociedad relacionada que presentan diferencias de conversión netas de impuestos al 30 de septiembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	30/09/2012 M\$	30/09/2011 M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	1.213.631	624.886
Eletrans S.A.	1.410	-
Totales	1.215.041	624.886

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

21.1.5 Ganancias (Pérdidas) Acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias (Pérdidas) Acumuladas al 30 de septiembre de 2012 y 2011 son los siguientes:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida) acumulada) M\$
Saldo Inicial al 01/01/12	40.560.513	4.053.089	44.613.602
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	15.362.096		15.362.096
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(12.479.536)		(12.479.536)
Provisión dividendo mínimo del período	(4.608.629)		(4.608.629)
Saldo final al 30/09/12	38.834.444	4.053.089	42.887.533

La utilidad distributable del período enero - septiembre 2012, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2012, esto es M\$15.362.096.

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida) acumulada) M\$
Saldo Inicial al 01/01/11	37.835.316	4.053.089	41.888.405
Transferencia y otros cambios	(1.114)		(1.114)
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	11.580.640		11.580.640
Ajuste por fusión filial STS con SAGESA (proforma)	(142.256)		(142.256)
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(7.822.551)		(7.822.551)
Provisión dividendo mínimo del período	(3.474.192)		(3.474.192)
Saldo final al 30/09/11	37.975.843	4.053.089	42.028.932

La utilidad distributable del período enero - septiembre 2011, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2011, esto es M\$11.438.384, la cual incluye ajuste por fusión de la filial STS por un monto de M\$142.256.

21.2 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.

21.3 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).

21.4 Participaciones no controladoras

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de terceros en el patrimonio al 30 de septiembre de 2012, 31 de diciembre de 2011 y de resultados al 30 de septiembre de 2012 y 30 de septiembre de 2011, es el siguiente:

Interés Minoritario	Participación en filiales		Patrimonio de filiales		Resultado de filiales		Participaciones no controladoras (Patrimonio)		Participaciones no controladoras (Ganancia / Pérdida)	
	30/09/2012	31/12/2011	30/09/2012	31/12/2011	30/09/2012	30/09/2011	30/09/2012	31/12/2011	30/09/2012	30/09/2011
	%	%	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	6,7933	6,7933	62.931.642	61.611.078	1.886.862	2.903.168	4.275.135	4.185.425	128.180	197.220
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	0,5440	0,5440	78.783.060	80.752.874	5.182.553	4.856.864	428.542	439.258	28.190	26.419
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	0,1046	0,1046	14.265.992	13.750.722	869.265	606.403	14.922	14.383	909	634
Sociedad Generadora Austral S.A.	0,1000	0,1000	6.860.000	12.828.341	2.439.967	2.478.737	6.860	12.828	2.440	2.479
TOTALES							4.725.459	4.651.894	159.719	226.752

22 Ingresos

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados Consolidados al 30 de septiembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	30/09/2012	30/09/2011	01/07/2012	01/07/2011
	M\$	M\$	30/09/2012 M\$	30/09/2011 M\$
Venta de Energía	161.985.880	202.230.861	50.106.572	63.369.115
Ventas de energía	161.985.880	202.230.861	50.106.572	63.369.115
Otras Prestaciones y Servicios	4.542.557	4.017.935	1.544.424	1.384.186
Apoyos	591.069	622.423	197.023	207.473
Arriendo de medidores	772.547	703.153	257.810	237.106
Cortes y reposición	1.315.221	1.284.930	451.968	415.726
Pagos fuera de plazo	1.549.437	1.100.690	542.251	419.803
Otros	314.283	306.739	95.372	104.078
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	166.528.437	206.248.796	51.650.996	64.753.301

Otros Ingresos, por naturaleza	30/09/2012	30/09/2011	01/07/2012	01/07/2011
	M\$	M\$	30/09/2012 M\$	30/09/2011 M\$
Otros Ingresos				
Construcción de obras y trabajos a terceros	7.282.198	4.891.421	2.605.978	1.975.348
Venta de materiales y equipos	3.663.281	2.871.674	1.110.820	830.131
Arrendamientos	423.183	382.393	143.312	118.187
Intereses Créditos y Préstamos	372.147	238.953	127.165	50.626
Ingresos Retail	2.228.604	1.823.338	731.115	565.326
Otros Ingresos	1.987.621	1.246.907	882.559	360.237
Total Otros ingresos, por naturaleza	15.957.034	11.454.686	5.600.949	3.899.855

23 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	30/09/2012	30/09/2011	01/07/2012	01/07/2011
	M\$	M\$	30/09/2012 M\$	30/09/2011 M\$
Compras de energía y peajes	110.316.169	154.547.946	32.338.150	47.495.901
Combustibles para generación y materiales	11.475.496	8.025.924	3.334.170	3.546.272
Totales	121.791.665	162.573.870	35.672.320	51.042.173

24 Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	30/09/2012	30/09/2011	01/07/2012	01/07/2011
	M\$	M\$	30/09/2012 M\$	30/09/2011 M\$
Remuneraciones y bonos	7.997.117	7.113.733	2.863.122	2.510.698
Provisión costo de vacaciones	10.637	10.754	86.089	85.812
Otros costos de personal	978.188	826.942	328.679	294.286
Indemnización por años de servicios	646.289	1.021.104	252.525	670.357
Activación costo de personal	(1.193.488)	(883.806)	(387.779)	(292.603)
Totales	8.438.743	8.088.727	3.142.636	3.268.550

25 Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 30 de septiembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Gasto por Depreciación y Amortización	30/09/2012	30/09/2011	01/07/2012	01/07/2011
	M\$	M\$	30/09/2012 M\$	30/09/2011 M\$
Depreciaciones	7.856.156	7.480.613	2.762.492	2.584.257
Amortizaciones de Intangibles	937.391	783.043	305.196	267.977
Pérdidas por deterioro	1.520	-	(11)	-
Totales	8.795.067	8.263.656	3.067.677	2.852.234

26 Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 30 de septiembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	30/09/2012	30/09/2011	01/07/2012	01/07/2011
	M\$	M\$	30/09/2012 M\$	30/09/2011 M\$
Operación y Mantenimiento Sistema Eléctrico	4.323.683	4.872.203	1.725.760	1.736.877
Sistema Generación	804.738	684.385	240.991	272.893
Mantenimiento Medidores, Ciclo Comercial	3.960.651	3.965.987	1.400.359	1.314.420
Operación vehículos, Viajes y Viáticos	675.635	536.009	229.158	178.212
Arriendo Maquinarias, Equipos e Instalaciones	15.591	7.182	9.259	4.266
Provisiones y Castigos	1.380.057	1.395.412	214.805	889.065
Gastos de Administración	4.047.513	3.470.051	1.274.414	1.178.414
Otros gastos por naturaleza	4.650.749	3.432.633	2.002.993	785.757
Total Otros Gastos por Naturaleza	19.858.617	18.363.862	7.097.739	6.359.904

27 Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 30 de septiembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Ingresos Financieros	30/09/2012	30/09/2011	01/07/2012	01/07/2011
	M\$	M\$	30/09/2012 M\$	30/09/2011 M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	527.820	373.438	77.210	46.386
Otros ingresos financieros	210.587	115.721	60.025	32.640
Total Ingresos Financieros	738.407	489.159	137.235	79.026

Costos Financieros	30/09/2012	30/09/2011	01/07/2012	01/07/2011
	M\$	M\$	30/09/2012 M\$	30/09/2011 M\$
Gastos por préstamos bancarios	(688.271)	(496.592)	(241.890)	(238.949)
Gastos por bonos	(3.818.482)	(2.481.816)	(1.285.332)	(843.891)
Otros Gastos Financieros	(554.523)	(810.312)	(236.105)	(297.962)
Activación Gastos financieros	1.157.245	675.982	454.807	256.861
Total Costos Financieros	(3.904.031)	(3.112.738)	(1.308.520)	(1.123.941)

Resultado por unidades de reajuste	(1.575.092)	(2.598.838)	217.256	(545.104)
Diferencias de cambio	732.447	(965.059)	349.127	(769.726)
Positivas	733.659	17.835	349.271	(42.870)
Negativas	(1.212)	(982.894)	(144)	(726.856)
Total Costo Financiero	(4.746.676)	(6.676.635)	(742.137)	(2.438.771)

Total Resultado Financiero	(4.008.269)	(6.187.476)	(604.902)	(2.359.745)
-----------------------------------	--------------------	--------------------	------------------	--------------------

28 Información por Segmento

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

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

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

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

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

ACTIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSÉN		ELIMINACIONES		TOTALES	
	30/09/12	31/12/11	30/09/12	31/12/11	30/09/12	31/12/11	30/09/12	31/12/11	30/09/12	31/12/11	30/09/12	31/12/11	30/09/12	31/12/11
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES														
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	11.108.132	16.032.480	1.001.229	373.712	585.137	510.578	503.717	1.054.135	644.663	6.208.760	-	-	13.842.878	24.179.665
Otros Activos Financieros, Corrientes	-	2.263.678	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.263.678
Otros Activos no Financieros, Corrientes	191.110	174.555	13.954	5.641	71.255	164.483	19.222	-	75.797	149.239	-	-	371.338	493.918
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	38.479.558	39.909.288	2.422.540	2.905.548	6.054.618	8.492.543	1.906.253	3.896.506	4.258.980	3.345.548	-	-	53.121.949	58.549.433
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corrientes	25.576.148	26.168.921	1.340	904	534.903	353.700	6.732.599	14.349.526	9.306.575	5.001.290	(40.951.450)	(45.262.220)	1.200.115	612.121
Inventarios Corrientes	5.627.490	5.431.343	181.848	154.713	1.082.194	1.707.265	-	-	1.654.964	1.304.641	-	-	8.546.496	8.597.962
Activos por Impuestos Corrientes, Corrientes	1.593.676	3.118.720	69.112	161.540	19.988	66.120	257.982	-	456.979	1.503.115	-	-	2.397.737	4.849.495
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.	82.576.114	93.098.985	3.690.023	3.602.058	8.348.095	11.294.689	9.419.773	19.300.167	16.397.958	17.512.593	(40.951.450)	(45.262.220)	79.480.513	99.546.272
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	82.576.114	93.098.985	3.690.023	3.602.058	8.348.095	11.294.689	9.419.773	19.300.167	16.397.958	17.512.593	(40.951.450)	(45.262.220)	79.480.513	99.546.272
ACTIVOS NO CORRIENTE														
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	-	-	-	7.835.011	7.757.630	-	-	-	-	-	-	7.835.011	7.757.630
Otros Activos No Financieros, No Corriente	507	507	-	-	59.429	59.430	63.117	69.169	1.059	1.059	-	-	124.112	130.165
Cuentas por Cobrar no Corrientes	8.703.435	7.793.025	166.487	74.363	187.686	247.333	-	-	172.371	207.815	-	-	9.229.979	8.322.536
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	158.134.814	164.291.121	-	-	-	-	-	-	-	-	(158.115.235)	(164.291.121)	19.579	-
Activos Intangibles distintos de la Plusvalía, Neto	4.550.868	5.465.321	25.399	25.724	19.164.299	19.164.788	-	-	35.353	35.678	-	-	23.775.919	24.691.511
Plusvalía	174.416.006	174.416.006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	174.416.006	174.416.006
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	134.012.672	129.980.097	15.437.408	14.058.958	106.474.581	94.950.531	-	-	55.235.127	52.659.749	-	-	311.159.788	291.649.335
Activos por Impuestos Diferidos	4.638.054	4.823.814	94.538	43.479	3.232.814	3.042.681	84.798	130.426	142.601	115.670	-	-	8.192.805	8.156.070
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	484.456.356	486.769.891	15.723.832	14.202.524	136.953.820	125.222.393	147.915	199.595	55.586.511	53.019.971	(158.115.235)	(164.291.121)	534.753.199	515.123.253
TOTAL ACTIVOS	567.032.470	579.868.876	19.413.855	17.804.582	145.301.915	136.517.082	9.567.688	19.499.762	71.984.469	70.532.564	(199.066.685)	(209.553.341)	614.233.712	614.669.525

PATRIMONIO Y PASIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		ELIMINACIONES		TOTALES		
	30/09/12	31/12/11	30/09/12	31/12/11	30/09/12	31/12/11	30/09/12	31/12/11	30/09/12	31/12/11	30/09/12	31/12/11	30/09/12	31/12/11	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
PASIVOS CORRIENTES															
Otros Pasivos Financieros, Corriente	15.717.345	25.613.298	-	-	9.146.880	-	-	-	-	-	-	-	-	24.864.225	25.613.298
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	26.340.643	22.606.789	1.814.238	1.905.096	3.485.566	6.996.882	836.357	3.770.258	2.194.567	2.191.824	-	-	-	34.671.371	37.470.849
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	21.306.447	25.925.294	1.660.733	979.074	34.235.410	32.243.961	1.780.019	2.465.361	734.873	1.122.233	(40.951.450)	(45.262.220)	-	18.766.032	17.473.703
Otras Provisiones a Corto Plazo	434.540	417.320	48.308	49.379	259.579	252.038	91.289	87.853	41.266	86.451	-	-	-	874.982	893.041
Pasivos por Impuestos Corrientes, Corrientes	1.619.287	1.249.643	290.897	105.013	166.810	1.701.426	23	347.949	99.573	161.889	-	-	-	2.176.590	3.565.920
Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	1.970.570	2.153.006	69.338	63.427	273.530	266.694	-	-	333.163	317.204	-	-	-	2.646.601	2.800.331
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	9.345.545	8.759.819	301.107	164.204	516.205	1.265.481	-	-	638.741	741.137	-	-	-	10.801.598	10.930.641
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	76.734.377	86.725.169	4.184.621	3.266.193	48.083.980	42.726.482	2.707.688	6.671.421	4.042.183	4.620.738	(40.951.450)	(45.262.220)	-	94.801.399	98.747.783
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	76.734.377	86.725.169	4.184.621	3.266.193	48.083.980	42.726.482	2.707.688	6.671.421	4.042.183	4.620.738	(40.951.450)	(45.262.220)	-	94.801.399	98.747.783
PASIVOS NO CORRIENTES															
Otros Pasivos Financieros, no Corriente	116.491.538	116.408.801	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	116.491.538	116.408.801
Pasivo por Impuestos Diferidos	79.391	506.887	916.668	749.251	7.592.172	6.653.804	-	-	4.734.931	4.047.273	-	-	-	13.323.162	11.957.215
Otros pasivos no financieros no corrientes	13.122	12.581	276	233	10.530.086	6.113.057	-	-	20.991	20.334	-	-	-	10.564.475	6.146.205
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	2.630.960	2.533.178	46.298	38.183	312.617	270.865	-	-	254.722	233.141	-	-	-	3.244.597	3.075.367
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	119.215.011	119.461.447	963.242	787.667	18.434.875	13.037.726	-	-	5.010.644	4.300.748	-	-	-	143.623.772	137.587.588
PATRIMONIO															
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora	371.083.082	373.682.260	14.265.992	13.750.722	78.783.060	80.752.874	6.860.000	12.828.341	62.931.642	61.611.078	(162.840.694)	(168.943.015)	-	371.083.082	373.682.260
Participaciones No Controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.725.459	4.651.894	-	4.725.459	4.651.894
TOTAL PATRIMONIO	371.083.082	373.682.260	14.265.992	13.750.722	78.783.060	80.752.874	6.860.000	12.828.341	62.931.642	61.611.078	(158.115.235)	(164.291.121)	-	375.808.541	378.334.154
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	567.032.470	579.868.876	19.413.855	17.804.582	145.301.915	136.517.082	9.567.688	19.499.762	71.984.469	70.532.564	(199.066.685)	(209.553.341)	-	614.233.712	614.669.525

Estado de Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		ELIMINACIONES		TOTALES	
	01/01/2012 al 30/09/2012	01/01/2011 al 30/09/2011	01/01/2012 al 30/09/2012	01/01/2011 al 30/09/2011	01/01/2012 al 30/09/2012	01/01/2011 al 30/09/2011	01/01/2012 al 30/09/2012	01/01/2011 al 30/09/2011	01/01/2012 al 30/09/2012	01/01/2011 al 30/09/2011	01/01/2012 al 30/09/2012	01/01/2011 al 30/09/2011	01/01/2012 al 30/09/2012	01/01/2011 al 30/09/2011
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	113.643.990	120.279.442	8.189.048	8.798.098	11.249.998	9.990.568	21.387.810	56.636.655	12.111.040	18.843.423	(53.449)	(8.299.390)	166.528.437	206.248.796
Otros ingresos, por Naturaleza	13.977.213	10.252.880	325.399	163.833	868.613	581.117	104.961	64.825	680.848	392.031	-	-	15.957.034	11.454.686
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(91.151.787)	(99.784.981)	(5.657.440)	(6.846.122)	(159.801)	37.382	(19.735.486)	(52.552.737)	(5.140.600)	(11.726.802)	53.449	8.299.390	(121.791.665)	(162.573.870)
Gastos por Beneficios a los Empleados	(6.173.033)	(6.018.548)	(251.453)	(205.752)	(872.168)	(748.108)	-	-	(1.142.089)	(1.116.319)	-	-	(8.438.743)	(8.088.727)
Gasto por Depreciación y Amortización	(5.058.201)	(4.679.511)	(403.161)	(383.517)	(1.885.875)	(1.720.776)	-	-	(1.447.830)	(1.479.852)	-	-	(8.795.067)	(8.263.656)
Otros Gastos por Naturaleza	(14.559.307)	(13.093.925)	(1.002.622)	(790.027)	(1.701.466)	(1.983.683)	(41.195)	(548.651)	(2.554.027)	(1.947.576)	-	-	(19.858.617)	(18.363.862)
Otras Ganancias (Pérdidas)	77.189	71.471	-	(9.721)	(18.189)	(93)	-	-	7.215	3.394	-	-	66.215	65.051
Ingresos Financieros	1.436.645	827.753	13.048	21.826	156.847	20.627	589.259	522.599	475.087	422.242	(1.932.479)	(1.325.888)	738.407	489.159
Costos Financieros	(5.106.490)	(3.948.118)	(10.370)	(47.744)	(718.202)	(441.095)	(107)	(2)	(1.341)	(1.667)	1.932.479	1.325.888	(3.904.031)	(3.112.738)
Participación en Ganancia (pérdidas) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	10.219.918	10.618.420	-	-	-	-	-	-	-	-	(10.218.928)	(10.618.420)	990	-
Diferencias de Cambio	238.570	9.828	-	(39)	1.776	(21.662)	495.200	(952.708)	(3.099)	(478)	-	-	732.447	(965.059)
Resultados por Unidades de Reajuste	(1.689.313)	(2.706.093)	2.992	4.308	86.984	76.847	2.207	3.408	22.038	22.692	-	-	(1.575.092)	(2.598.838)
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto	15.855.394	11.828.618	1.205.441	705.143	7.008.517	5.791.124	2.802.649	3.173.389	3.007.242	3.411.088	(10.218.928)	(10.618.420)	19.660.315	14.290.942
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(493.298)	(390.234)	(336.176)	(98.740)	(1.825.964)	(934.260)	(362.682)	(694.652)	(1.120.380)	(507.920)	-	-	(4.138.500)	(2.625.806)
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Continuas	15.362.096	11.438.384	869.265	606.403	5.182.553	4.856.864	2.439.967	2.478.737	1.886.862	2.903.168	(10.218.928)	(10.618.420)	15.521.815	11.665.136
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	15.362.096	11.438.384	869.265	606.403	5.182.553	4.856.864	2.439.967	2.478.737	1.886.862	2.903.168	(10.218.928)	(10.618.420)	15.521.815	11.665.136

29 Hechos Posteriores

En sesión celebrada el día 3 de octubre de 2012, el Directorio de la Sociedad ha acordado citar a Junta Extraordinaria de Accionistas para el día 25 de octubre de 2012 para someter a consideración y aprobación de los señores accionistas acogerse a las disposiciones sobre saneamiento de vicios de nulidad de conformidad a la Ley N° 19.449, en relación a la falta de inscripción en el Registro de Comercio respectivo y publicación tardía en el Diario Oficial del extracto de la escritura pública otorgada con fecha 8 de mayo de 2012, a la que fue reducida el acta de la Junta Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada con fecha 26 de abril de 2012.

En el período comprendido entre el 1 de octubre de 2012 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, no han ocurrido otros hechos significativos que afecten a los mismos.

30 Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales efectuados al 30 de septiembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Empresa que efectúa el desembolso	Concepto del desembolso	Concepto del costo	30/09/2012 M\$	30/09/2011 M\$
Saesa	Evaluación plan de manejo	Inversión	1.126	1.066
Saesa	Asesorías medioambientales	Costo	111	588
Saesa	Gestión de residuos	Costo	497	360
Saesa	Reforestaciones	Inversión	4.981	14.362
Saesa	Otros gastos medioambientales	Costo	239	239
Saesa	Permisos sectoriales y otros	Inversión	-	418
STS	Evaluación plan de manejo	Inversión	4.607	7.526
STS	Asesorías medioambientales	Costo	2.089	21
STS	Gestión de residuos	Costo	301	679
STS	Reforestaciones	Inversión	-	4.922
STS	Otros gastos medioambientales	Costo	33	54
STS	Proyectos de inversión	Inversión	49.967	45.285
Edelaysen	Asesorías medioambientales	Costo	90	-
Edelaysen	Gestión de residuos	Costo	6.951	2.700
Edelaysen	Reforestaciones	Inversión	-	7.164
Edelaysen	Otros gastos medioambientales	Costo	512	843
Edelaysen	Proyectos de inversión	Inversión	35.951	10.668
	Totales		107.455	96.895

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.

31 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 septiembre de 2012 son las siguientes según beneficiario relevante:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Activos comprometidos			Fecha Liberación de Garantía				
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Valor garantía (M\$)	Segundo Semestre 2012 (M\$)	2013 (M\$)	2014 (M\$)	2015 (M\$)	2016 (M\$)
Constructora JCE S.A.	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	171.551	171.551	-	-	-	-
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	82.388	18.480	30.633	33.276	-	-
Gobierno Regional de los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.207.239	-	4.207.239	-	-	-
I. Municipalidad de Ancud	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	250	250	-	-	-	-
I. Municipalidad de Corral	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	698	698	-	-	-	-
I. Municipalidad de Nacimiento	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	2.466	-	2.466	-	-	-
I. Municipalidad de Panguipulli	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	2.284	2.284	-	-	-	-
I. Municipalidad de Puerto Montt	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	800	800	-	-	-	-
I. Municipalidad de San José de la Mariquina	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	1.500	1.500	-	-	-	-
I. Municipalidad de Río Bueno	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	10.000	-	10.000	-	-	-
Director de viabilidad Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	44.937	10.731	34.205	-	-	-
Director de viabilidad Región de los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	5.083	3.389	1.694	-	-	-
Director Regional de Viabilidad Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	5.874	3.615	2.259	-	-	-
Director Regional Viabilidad R. de la Araucanía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	3.615	2.372	1.243	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	380	-	380	-	-	-
I. Municipalidad de Osorno	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	2.090.474	-	2.090.474	-	-	-
I. Municipalidad de Puerto Montt	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	146.124	-	-	-	73.062	73.062
Serviu Chiloe	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	1.771	-	-	1.771	-	-
SERVIU región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	3.606	786	2.256	564	-	-
Sociedad Consecionaria de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	67.778	-	67.778	-	-	-
Ministerio de Energía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	2.747.866	2.747.866	-	-	-	-
Intendencia Regional de Los Lagos	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	672.302	634.302	38.000	-	-	-
Director de viabilidad Región de los Lagos	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	23.722	-	23.722	-	-	-
Director Regional de Viabilidad Región de Aysen	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	9.037	-	9.037	-	-	-
Serviu XI Región	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	90	-	90	-	-	-
Director de viabilidad Región de los Lagos	luz osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	5.874	-	5.874	-	-	-
Director Regional de Viabilidad Región de los Lagos	luz osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	3.931	768	3.163	-	-	-
Director de viabilidad Región de los Lagos	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	1.536	-	1.536	-	-	-
Director Regional de Viabilidad Región de los Lagos	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	2.463	-	2.463	-	-	-
Transelac	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	22.593	-	22.593	-	-	-
Totales					10.476.602	3.622.788	6.672.079	35.612	73.062	73.062

32 Caucciones Obtenidas de Terceros

Al 30 de septiembre de 2012 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\$2.266.826.

33 Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

30/09/2012										
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\$
77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	8.348.095	136.953.820	48.083.980	18.434.875	11.249.998	5.182.553
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	16.397.958	55.586.511	4.042.183	5.010.644	12.111.040	1.886.862
96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	3.690.023	15.723.832	4.184.621	963.242	8.189.048	869.265
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	9.419.773	147.915	2.707.688	-	21.387.810	2.439.967

31/12/2011										
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	11.294.689	125.222.393	42.726.482	13.037.726	13.375.194	6.674.660
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	17.512.593	53.019.971	4.620.738	4.300.748	14.489.347	3.815.867
96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	3.602.058	14.202.524	3.266.193	787.667	11.790.805	689.282
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	19.300.167	199.595	6.671.421	-	63.853.313	2.749.786

34 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 30/09/2012	Vencimiento			Total No Corriente al 30/09/2012	Vencimiento		Total Corriente a 31/12/2011	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2011
			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	USD	1,45%	11.800.006	-	11.800.006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chile	USD	2,02%	-	-	-	-	-	-	-	-	24.770.825	24.770.825	-	-	-	-
Chile	PESOS	6,12%	9.276.930	-	9.276.930	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales			21.076.936	-	21.076.936	-	-	-	-	-	24.770.825	24.770.825	-	-	-	-

- 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\$		30/09/2012 M\$	Uno a tres años M\$	Tres a cinco años M\$		Más de cinco años M\$	30/09/2012 M\$		Uno a tres meses M\$	Tres a doce Meses M\$	31/12/2011 M\$	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO ESTADO	USD	1,45%	1,45%	11.800.006	-	11.800.006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO ESTADO	USD	2,02%	2,02%	-	-	-	-	-	-	-	24.770.825	24.770.825	-	-	-	-	-
77.683.400-4	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	BANCO ESTADO	PESOS	6,12%	6,12%	9.276.930	-	9.276.930	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales						21.076.936	-	21.076.936	-	-	-	-	-	24.770.825	24.770.825	-	-	-	-

b) Bonos

- Resumen de Bonos por moneda y vencimientos

Segmento Pais	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			
			Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2012	Vencimiento			Total No Corriente al 30/09/2012	vencimiento		Total Corriente al 31/12/2011	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2011
			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%	1.405.028	2.999.685	4.404.713	17.130.274	10.593.711	48.082.678	75.806.663	-	2.773.088	2.773.088	17.149.749	25.320.446	35.300.033	77.770.228
Chile	UF	3,00%	-	336.358	336.358	11.150.807	13.962.963	-	25.113.770	331.936	331.936	663.872	9.257.016	15.858.524	-	25.115.540
Chile	UF	3,60%	-	403.047	403.047	2.418.259	1.612.165	30.047.384	34.077.808	397.748	397.748	795.496	2.386.464	3.977.456	27.663.592	34.027.512
Chile	UF	3,23%	656.722	0	656.722	11.807.777	10.822.694	-	22.630.471	-	567.829	567.829	7.768.355	10.680.401	-	18.448.756
Totales			2.061.750	3.739.090	5.800.840	42.507.117	36.991.533	78.130.062	157.628.712	729.684	4.070.601	4.800.285	36.561.584	55.836.827	62.963.625	155.362.036

- Individualización de Bonos

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Pais Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Pais Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de interés nominal	30/09/2012				31/12/2011									
								Corriente			No Corriente			Corriente			No Corriente				
								Menos de 90 Días	Mas de 90 Días	Total corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 Días	Mas 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%	1.405.028	2.999.685	4.404.713	17.130.274	10.593.711	48.082.678	75.806.663	-	2.773.088	2.773.088	17.149.749	25.320.446	35.300.033	77.770.228
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE I/N*664	Chile	UF	3,45%	3,00%	-	336.358	336.358	11.150.807	13.962.963	-	25.113.770	331.936	331.936	663.872	9.257.016	15.858.524	-	25.115.540
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE J/N*665	Chile	UF	3,87%	3,60%	-	403.047	403.047	2.418.259	1.612.165	30.047.384	34.077.808	397.748	397.748	795.496	2.386.464	3.977.456	27.663.592	34.027.512
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE G/N*301	Chile	UF	3,34%	3,23%	656.722	0	656.722	11.807.777	10.822.694	-	22.630.471	-	567.829	567.829	7.768.355	10.680.401	-	18.448.756
Totales								2.061.750	3.739.090	5.800.840	42.507.117	36.991.533	78.130.062	157.628.712	729.684	4.070.601	4.800.285	36.561.584	55.836.827	62.963.625	155.362.036

35 Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al efectivo	Dólar	Peso chileno	-	7.324
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			-	7.324

PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$
PASIVOS CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros, Corriente	Dólar	Peso chileno	11.786.320	24.604.436
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			11.786.320	24.604.436