

**Estados Financieros Consolidados
Intermedios**

**correspondientes al período terminado
al 30 de junio de 2010**

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

REEMISION

Miles de pesos

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

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

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

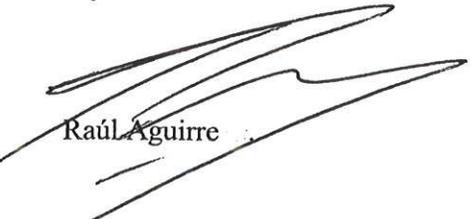
Hemos revisado el estado de situación financiera consolidado intermedio de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y afiliadas al 30 de junio de 2010 y los estados consolidados intermedios integrales de resultados por los períodos de seis y tres meses terminados el 30 de junio de 2010 y 2009 y los correspondientes estados de flujos de efectivo y de cambios en el patrimonio por los períodos de seis meses terminados en esas mismas fechas. La Administración de Sociedad Austral de Electricidad S.A. es responsable por la preparación y presentación de estos estados financieros consolidados intermedios y sus correspondientes notas de acuerdo con NICCH 34/NIC 34 "Información financiera intermedia" incorporada en las Normas de Información Financiera de Chile (NIFCH)/Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) emitidas por el International Accounting Standard Board (IASB). Nuestra responsabilidad es emitir un informe sobre esta información financiera intermedia basados en nuestra revisión.

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

Basados en nuestra revisión, no tenemos conocimiento de cualquier modificación significativa que debiera efectuarse a los estados financieros intermedios mencionados en el primer párrafo, para que éstos estén de acuerdo con NICCH 34/NIC 34, incorporada en las Normas de Información Financiera de Chile/Normas Internacionales de Información Financiera.

Anteriormente hemos efectuado una auditoría, de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile, a los estados de situación financiera consolidado preliminar de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y afiliadas al 31 de diciembre de 2009 y al estado consolidado de situación financiera de apertura al 1 de enero de 2009 y a los correspondientes estados consolidados integral de resultados, de cambios de patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado al 31 de diciembre de 2009, que la Administración ha preparado como parte del proceso de convergencia de la Compañía a las Normas de Información Financiera de Chile (NIFCH) Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), de acuerdo con las bases de preparación descritas en Nota 2.

Septiembre 10, 2010, (con excepción de las notas 2.1, 2.24, 20.1.4, 20.1.6, 27 y 36
cuya fecha es de 1 de diciembre de 2010).



Raúl Aguirre

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios
 30 de junio de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009
 (En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	30/06/2010	31/12/2009	01/01/2009
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	5	14.649.728	36.191.457	4.057.456
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	6	51.888.449	47.685.236	49.043.245
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	7	623.540	1.223.173	500.477
Inventarios	8	7.741.685	8.653.671	7.318.528
Activos por Impuestos Corrientes	9	3.340.376	3.286.658	6.508.837
Otros Activos no Financieros, Corrientes		172.573	395.888	545.307
Total de Activos Corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.		78.416.351	97.436.083	67.973.850
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		78.416.351	97.436.083	67.973.850
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Otros Activos Financieros, No Corriente	10	1.010.000	976.000	1.372.000
Otros Activos No Financieros, No Corriente		133.710	130.936	170.871
Derechos por Cobrar No Corrientes	6	1.981.725	2.489.630	2.394.374
Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía, Neto	11	25.337.247	24.957.543	22.869.076
Plusvalía	12	124.944.061	124.944.061	124.944.061
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	13	260.493.236	258.777.692	244.562.949
Activos por Impuestos Diferidos	14	2.856.314	2.994.515	7.334.270
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		416.756.293	415.270.377	403.647.601
TOTAL ACTIVOS		495.172.644	512.706.460	471.621.451

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios
 Al 30 de junio de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009
 (En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30/06/2010	31/12/2009	01/01/2009
PASIVOS CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros, Corriente	15	7.750.146	7.631.221	7.911.672
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	17	32.495.817	38.629.764	29.851.580
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	7	14.030.405	2.063.493	1.763.511
Otras Provisiones a Corto Plazo	18	748.787	938.510	541.818
Pasivos por Impuestos Corrientes	9	2.603.275	1.563.154	1.980.620
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	19	4.310.675	4.574.884	4.270.224
Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	18	1.990.414	3.066.095	2.691.649
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		63.929.519	58.467.121	49.011.074
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		63.929.519	58.467.121	49.011.074
PASIVOS NO CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	15	102.810.739	105.008.452	87.008.023
Pasivo por Impuestos Diferidos	14	20.177.502	19.928.742	18.431.558
Otros Pasivos No Financieros No Corrientes		105.835	103.430	98.687
Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados	18	2.676.764	2.604.750	2.213.883
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		125.770.840	127.645.374	107.752.151
PATRIMONIO				
Capital Emitido	20	224.724.490	254.724.490	262.774.773
Ganancias (pérdidas) Acumuladas	20	77.303.851	68.925.205	47.583.055
Otras Reservas	20	(573.555)	(974.788)	64.830
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		301.454.786	322.674.907	310.422.658
Participaciones No Controladoras	20	4.017.499	3.919.058	4.435.568
TOTAL PATRIMONIO		305.472.285	326.593.965	314.858.226
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		495.172.644	512.706.460	471.621.451

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios
 Por los períodos terminados al 30 de junio de 2010 y 2009
 (En miles de pesos)

Estado de Resultados Integrales	Nota	01/01/2010 al 30/06/2010 M\$	01/01/2009 al 30/06/2009 M\$	01/04/2010 30/06/2010 M\$	01/04/2009 30/06/2009 M\$
Ganancia (Pérdida)					
Ingresos de Actividades Ordinarias	21	114.701.890	123.521.090	63.082.575	62.135.266
Otros ingresos, por Naturaleza	21	5.173.025	4.487.286	2.669.394	2.716.333
Materias Primas y Consumibles Utilizados	22	(81.871.296)	(89.403.412)	(43.954.145)	(44.359.156)
Gastos por Beneficios a los Empleados	23	(4.956.940)	(4.892.628)	(2.559.493)	(2.593.698)
Gasto por Depreciación y Amortización	24	(5.467.093)	(4.834.117)	(2.791.238)	(2.362.139)
Otros Gastos por Naturaleza	25	(10.466.785)	(10.419.195)	(5.490.646)	(5.610.213)
Otras Ganancias (Pérdidas)		(16.927)	(15.288)	(11.200)	(15.288)
Ingresos Financieros	26	230.409	331.263	44.200	140.150
Costos Financieros	26	(1.685.529)	(2.255.447)	(862.319)	(1.143.712)
Participación en Ganancia (pérdidas) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación		-	-	-	-
Diferencias de Cambio	26	(437.309)	689.258	(255.812)	469.589
Resultados por Unidades de Reajuste	26	(1.307.347)	2.159.827	(1.023.471)	183.859
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto		13.896.098	19.368.637	8.847.845	9.560.991
Gasto por Impuestos a las Ganancias	14	(2.299.559)	(5.257.984)	(1.446.429)	(3.714.198)
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Continuas		11.596.539	14.110.653	7.401.416	5.846.793
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas					
Ganancia (pérdida)		11.596.539	14.110.653	7.401.416	5.846.793
Ganancia (pérdida), atribuible a					
Ganancia (pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora		11.455.770	13.895.275	7.337.723	5.726.666
Ganancia (pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras	20	140.769	215.378	63.693	120.127
Ganancia (pérdida)		11.596.539	14.110.653	7.401.416	5.846.793
Ganancia por acción básica					
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Continuas	\$/acción	0,0013453	0,0016317	0,0008617	0,0006725
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Discontinuas	\$/acción	-	-	-	-
Ganancia (pérdida) por Acción Básica	\$/acción	0,0013453	0,0016317	0,0008617	0,0006725
Ganancias por acción diluidas					
Ganancia (pérdida) Diluida por Acción Procedente de Operaciones Continuas	\$/acción	0,0013453	0,0016317	0,0008617	0,0006725
Ganancia (pérdida) Diluida por Acción Procedente de Operaciones Discontinuas	\$/acción	-	-	-	-
Ganancia (pérdida) Diluida por Acción	\$/acción	0,0013453	0,0016317	0,0008617	0,0006725

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados de Otros Resultados Integrales Consolidados Intermedios
 Por los períodos terminados al 30 de junio de 2010 y 2009
 (En miles de pesos)

Estado de Resultados Integral		01/01/2010 al	01/01/2009 al	01/04/2010 al	01/04/2009 al
		30/06/2010	30/06/2009	30/06/2010	30/06/2009
		M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancia (Pérdida)		11.596.539	14.110.653	7.401.416	5.846.793
Componentes de Otro Resultado Integral, Antes de Impuestos					
Diferencias de Cambio por Conversión					
Ganancias (pérdidas) por Diferencia de Cambio de Conversión Antes de Impuestos	20	401.635	(699.342)	216.138	(471.966)
Otros Resultado Integral, Antes de Impuestos, Diferencias de Cambio por Conversión		401.635	(699.342)	216.138	(471.966)
Otro Resultado Integral		401.635	(699.342)	216.138	(471.966)
Resultado Integral Total		11.998.174	13.411.311	7.617.554	5.374.827
Resultado Integral Atribuible a					
Resultado Integral Atribuible a los Propietarios de la Controladora		11.857.003	13.196.631	7.553.645	5.255.170
Resultado Integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		141.171	214.680	63.909	119.657
Resultado Integral Total		11.998.174	13.411.311	7.617.554	5.374.827

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estado de cambios en el patrimonio neto
 Por los períodos terminados al 30 de junio de 2010 y 2009
 (En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Cambio en otras reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total	
				Superavit de Revaluación	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas					
Saldo Inicial al 01/01/2010	254.724.490				(1.039.618)				64.830	(974.788)	68.925.205	322.674.907	3.919.058	326.593.965
Ajustes de Periodos Anteriores														
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	254.724.490				(1.039.618)				64.830	(974.788)	68.925.205	322.674.907	3.919.058	326.593.965
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia (pérdida)										11.455.770	11.455.770	140.769	11.596.539	
Otro resultado integral					401.233				401.233		401.233	402	401.635	
Resultado integral										11.857.003	11.857.003	141.171	11.998.173	
Dividendos										(3.077.124)	(3.077.124)	(42.730)	(3.119.854)	
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	(30.000.000)												(30.000.000)	
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios														
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto														
Total de cambios en patrimonio	(30.000.000)	-	-	-	401.233	-	-	-	401.233	8.378.646	(21.220.121)	98.441	(21.121.680)	
Saldo Final al 30/06/2010	224.724.490				(638.385)				64.830	(573.555)	77.303.851	301.454.786	4.017.499	305.472.285

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 01/01/2009	262.774.773								64.830	64.830	47.583.055	310.422.658	4.435.568	314.858.226
Ajustes de Periodos Anteriores														
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	262.774.773								64.830	64.830	47.583.055	310.422.658	4.435.568	314.858.226
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia (pérdida)										13.895.275	13.895.275	215.378	14.110.653	
Otro resultado integral					(698.644)				(698.644)		(698.644)	(698)	(699.342)	
Resultado Integral										13.196.631	13.196.631	214.680	13.411.311	
Dividendos														
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	(8.045.000)											(8.045.000)	(8.045.000)	
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios													(69.811)	
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto														
Total de cambios en patrimonio	(8.045.000)	-	-	-	(698.644)	-	-	-	(698.644)	13.895.275	5.151.631	144.869	5.296.500	
Saldo Final al 30/06/2009	254.729.773				(698.644)				64.830	(633.814)	61.478.330	315.574.289	4.580.437	320.154.726

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados de Flujos de Efectivos Directos Consolidados Intermedios
 Por los períodos terminados al 30 de junio de 2010 y 2009
 (En miles de pesos)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01/01/2010 al 30/06/2010	01/01/2009 al 30/06/2009
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación		133.120.000	147.392.814
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		133.002.862	147.392.814
Otros cobros por actividades de operación		117.138	-
Clases de pagos		(117.327.569)	(128.520.867)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(110.625.976)	(120.539.378)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(4.418.787)	(4.215.059)
Otros pagos por actividades de operación		(2.282.806)	(3.766.430)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(1.134.265)	68.853
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		14.658.166	18.940.800
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		-	(5.220.000)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		50.206	-
Compras de propiedades, planta y equipo		(11.169.723)	(13.093.652)
Cobros a entidades relacionadas		-	8.329.861
Intereses recibidos		185.288	273.819
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(10.934.229)	(9.709.972)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		-	20.991.179
Total importes procedentes de préstamos		-	20.991.179
Préstamos de entidades relacionadas		10.206.934	-
Pagos de préstamos		(3.501.116)	(3.236.125)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		-	(1.908.600)
Dividendos pagados		(93.943)	(36.647)
Intereses pagados		(1.879.631)	(2.536.292)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(30.000.000)	(8.045.000)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(25.267.756)	5.228.515
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(21.543.819)	14.459.343
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		2.090	(16.411)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		2.090	(16.411)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(21.541.729)	14.442.932
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período		36.191.457	4.057.456
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	5	14.649.728	18.500.388

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

ÍNDICE

1	Información General y Descripción del Negocio	10
2	Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas	11
2.1	Principios contables	11
2.2	Nuevos pronunciamientos contables	11
2.3	Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas	12
2.4	Período cubierto	13
2.5	Bases de preparación	13
2.6	Entidades filiales	13
2.7	Principios de consolidación y combinación de negocios	14
2.8	Moneda funcional	14
2.9	Bases de conversión	15
2.10	Compensación de saldos y transacciones	15
2.11	Propiedades, planta y equipo	15
2.12	Activos intangibles	16
2.12.1	Plusvalía comprada	16
2.12.2	Servidumbres	17
2.12.3	Programas informáticos	17
2.12.4	Gastos de investigación y desarrollo	17
2.13	Deterioro de los activos	17
2.14	Arrendamientos	18
2.15	Instrumentos financieros	18
2.15.1	Activos Financieros no derivados	18
2.15.2	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	19
2.15.3	Pasivos financieros no derivados	19
2.15.4	Derivados y operaciones de cobertura	19
2.15.5	Instrumentos de patrimonio	20
2.16	Inventarios	20
2.17	Otros pasivos no financieros	20
2.17.1	Ingresos diferidos	20
2.17.2	Subvenciones estatales	21
2.17.3	Obras en construcción para terceros	21
2.18	Provisiones	21
2.19	Beneficios a los empleados	21
2.20	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	22
2.21	Impuesto a las ganancias	22
2.22	Reconocimiento de ingresos y gastos	22
2.23	Ganancias por acción	22
2.24	Dividendos	23
2.25	Estado de flujos de efectivo	23
3	Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	24
3.1	Generación eléctrica	24
3.2	Transmisión y subtransmisión	25
3.3	Distribución	25
3.4	Marco regulatorio	27
3.4.1	Aspectos generales	27
3.4.2	Ley Corta I	27
3.4.3	Ley Corta II	28
3.4.4	Organismos reguladores	29
4	Adopción de Normas Internacionales de Información Financiera	30
5	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	34
6	Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar	35
7	Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas	37
8	Inventarios	40
9	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	41
10	Otros Activos Financieros no Corriente	42
11	Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	43
12	Plusvalía Comprada	44
13	Propiedades, planta y equipos	44
14	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos	46
14.1	Impuesto a la renta	46
14.2	Impuestos diferidos	47
15	Otros Pasivos Financieros	48
16	Política de Gestión de Riesgos	51
16.1	Riesgo de negocio	51

16.1.1	Riesgo Regulatorio.....	51
16.2	Riesgo financiero	53
16.2.1	Tipo de cambio	53
16.2.2	Variación UF	53
16.2.3	Tasa de interés.....	53
16.2.4	Riesgo de liquidez	54
16.2.5	Riesgo de crédito	54
16.2.6	Instrumentos financieros por categoría	55
16.2.7	Valor Justo de instrumentos financieros	56
17	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	58
18	Provisiones.....	58
18.1	Provisiones corrientes.....	58
18.1.1	Otras Provisiones a Corto Plazo	58
18.1.2	Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados.....	59
18.2	Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados	60
18.3	Juicios y multas.....	61
18.3.1	Juicios	61
18.3.2	Multas.....	62
19	Otros Pasivos no Financieros.....	62
20	Patrimonio	63
20.1	Patrimonio neto de la Sociedad	63
20.1.1	Capital suscrito y pagado	63
20.1.2	Dividendos.....	63
20.1.3	Disminuciones de capital.....	63
20.1.4	Otras reservas	63
20.1.5	Diferencias de conversión	64
20.1.6	Ganancias (Pérdidas) Acumuladas.....	64
20.2	Gestión de capital	65
20.3	Restricciones a la disposición de fondos	65
20.4	Participaciones no controladoras	65
21	Ingresos.....	66
22	Materias Primas y Consumibles Utilizados	66
23	Gastos por Beneficios a los Empleados.....	66
24	Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro.....	67
25	Otros Gastos por Naturaleza.....	67
26	Resultado Financiero.....	67
27	Información por Segmento	68
28	Hechos Posteriores	72
29	Medio Ambiente.....	72
30	Garantías Comprometidas con Terceros	73
31	Cauciones Obtenidas de Terceros	73
32	Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo	74
33	Información Adicional sobre Deuda Financiera.....	75
34	Moneda Extranjera	77
35	Fusión por Incorporación de Saesa en Los Lagos II.....	78
36	Hechos ocurridos después de la fecha del estado de situación financiera.....	79

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

Estados financieros consolidados Intermedios

Al 30 de junio de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009

(En miles de pesos)

1. Información General y Descripción del Negocio

Sociedad Austral de Electricidad S.A., en adelante la “Sociedad” o “Saesa” fue constituida por escritura pública de fecha 18 de junio de 2001 con el nombre de PSEG Chile Holding S.A., con el objeto de realizar toda clase de inversiones en toda clase de bienes muebles e inmuebles, entre otras, acciones de sociedades anónimas, derechos en sociedades y la administración de estas inversiones y sus frutos.

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

La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores con el número 775 y está sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros.

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

Saesa y 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). Edelayen es una empresa verticalmente integrada que genera en un 100% la energía para distribuir en su zona de influencia, principalmente en la Región de Aisén.

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

Las actividades desarrolladas en el negocio de transmisión corresponden principalmente a transporte a las generadoras con contrato de suministro con empresas distribuidoras de las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos; además, prestación de servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas. Esta actividad es desarrollada principalmente por la filial STS.

2. Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

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

Los Estados Financieros consolidados intermedios de la Sociedad y sus filiales, han sido preparados de acuerdo con IFRS. Para estos fines, las IFRS comprenden las normas emitidas por el Consejo Internacional de Normas de Contabilidad ("IASB" en inglés) y las interpretaciones emitidas por el Comité Internacional de Interpretaciones sobre Informes Financieros ("IFRIC" en inglés). Los presentes estados financieros han sido reemitidos y por lo tanto reemplazan los estados presentados con anterioridad para el período descrito. La citada reemisión surge como consecuencia del Oficio Ordinario N° 25000 de la Superintendencia de Valores y Seguros. En relación con los estados financieros presentados con anterioridad, los actuales contienen reclasificaciones en el patrimonio que no afectan valores totales de los balances o estados de resultados. Las modificaciones efectuadas no afectan de manera alguna la razonabilidad de los estados financieros previamente emitidos, las cuales se explican en Nota 36. Los presentes estados financieros fueron aprobados por el Directorio en sesión celebrada con fecha 1 de diciembre de 2010.

Los estados financieros consolidados intermedios de la Sociedad y sus filiales, correspondientes al 31 de diciembre de 2009, fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 12 de febrero de 2010. Esos estados financieros consolidados fueron confeccionados de acuerdo a Principios Contables Generalmente Aceptados en Chile y, por lo tanto, no coinciden con los saldos del ejercicio 2009 que han sido incluidos en los presentes estados financieros consolidados, los que han sido confeccionados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera. En nota 4 se detalla la reconciliación del patrimonio neto y resultados del período.

2.2 Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2010:

Normas, Enmiendas e Interpretaciones	Aplicación obligatoria para:
NIIF 1 (revisada): Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera	Períodos anuales iniciados el 01 de julio de 2009
NIIF 3 revisada: Combinaciones de negocio	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009
Enmienda a la NIC 39: Elección de partidas cubiertas	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009
Enmienda a la NIC 27: Estados financieros consolidados y separados	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009
Mejoramientos de las NIIF (emitidas en 2009)	Mayoritariamente aplicable a períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2010
Enmienda a NIIF 2: Pagos basados en acciones	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2010
CINIIF 17: Distribuciones a los propietarios de activos no monetarios	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009

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

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

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

Normas, Enmiendas e Interpretaciones	Aplicación obligatoria para:
Enmienda a NIC 32: Clasificación de derechos de emisión	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de febrero de 2010
NIIF 9: Instrumentos financieros: Clasificación y medición	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013
NIIF 24 revisada: Revelaciones de partes relacionadas	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2011
CINIIF 19: Liquidación de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2010
Mejoramientos de las NIIF (emitidas en 2010)	Mayoritariamente aplicable a períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2011
Enmienda a CINNIIF 14: Pagos anticipados de la obligación de mantener un nivel mínimo de financiación	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2011

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

2.3 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

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

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

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

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

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, que incluyen las hipótesis demográficas, la tasa de descuento y los aumentos esperados de remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

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

2.4 Período cubierto

Los presentes estados financieros consolidados intermedios comprenden los estados de situación financiera de Saesa y filiales al 30 de junio de 2010, al 31 de diciembre de 2009 y al 1 de enero de 2009, y los resultados de sus operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por el periodo terminado al 30 de junio de 2010 y al 30 de junio de 2009.

2.5 Bases de preparación

Los presentes estados financieros consolidados intermedios han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF o IFRS en inglés), las que han sido adoptadas en Chile bajo denominación: Normas de Información Financiera de Chile (NIFCH), y representan la adopción integral, explícita y sin reservas 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.

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			31-12-2009	01-01-2009
				30-06-2010				
				DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL	TOTAL	TOTAL
CHILE	96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	\$ Chilenos	99,9000%	0,0000%	99,9000%	99,9000%	99,9000%
CHILE	88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	\$ Chilenos	93,1797%	0,0000%	93,1797%	93,1797%	91,8125%
CHILE	96.531.500-4	COMPANÍA ELECTRICA OSORNO S.A.	\$ Chilenos	99,8954%	0,0000%	99,8954%	99,8954%	99,8954%
CHILE	99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	US\$	99,9000%	0,0000%	99,9000%	99,9000%	99,9000%

Tal como indica la tabla anterior, a junio de 2010, respecto de diciembre 2009, no se produjeron cambios en las participaciones de sociedades que participan de la consolidación.

2.7 Principios de consolidación y combinación de negocios

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

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

- En la fecha de adquisición, los activos, pasivos y pasivos contingentes de la sociedad filial son registrados a valor de mercado. En el caso que exista una diferencia positiva entre el costo de adquisición y el valor razonable de los activos y pasivos de la sociedad adquirida, incluyendo pasivos contingentes, correspondientes a la participación de la matriz, esta diferencia es registrada como menor valor o plusvalía comprada (goodwill). En el caso de que la diferencia sea negativa, ésta se registra con abono a resultados.
- El valor de la participación de los accionistas minoritarios en el patrimonio y en los resultados de las filiales consolidadas por integración global se presenta, respectivamente, en los rubros "Patrimonio: Participaciones no controladoras" del estado de situación financiera consolidado y "Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras" en el estado de resultados integral consolidado.
- La conversión de los estados financieros de las sociedades con moneda funcional distinta del peso chileno se realiza del siguiente modo:
 - o Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.
 - o Las partidas de resultados, utilizando el tipo de cambio promedio (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos existentes en las fechas de la transacción, en cuyo caso los ingresos y gastos se convierten en la fecha de las transacciones).
 - o Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Reservas por conversión" dentro del Patrimonio Neto.

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

2.8 Moneda funcional

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

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

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

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

2.9 Bases de conversión

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

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

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

	30.06.2010	31.12.2009	30.06.2009	01.01.2009
Dólar Estadounidense	547,19	507,10	531,76	636,45
Unidad de Fomento	21.202,16	20.942,88	20.933,02	21.452,57

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 presentación.

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\$199.001, por el período terminado al 30 de junio de 2010, y a M\$145.698, por el período terminado al 30 de junio de 2009.
- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$462.819 por el período terminado al 30 de junio de 2010 y a M\$485.278 por el período terminado al 30 de junio de 2009.
- 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 sus filiales efectuaron su transición a las IFRS, fueron retasados por terceros independientes.

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

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

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

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

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

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

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

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

	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificio	40-80
Plantas y equipos :	
Lineas y redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	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 que el valor libro no puede ser recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Generadoras de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

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

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

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

2.14 Arrendamientos

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

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

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

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

2.15 Instrumentos financieros

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

2.15.1 Activos Financieros no derivados

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

a) Instrumentos mantenidos al vencimiento

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

b) Préstamos y cuentas por cobrar

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

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

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

2.15.2 Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

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

2.15.3 Pasivos financieros no derivados

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

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

2.15.4 Derivados y operaciones de cobertura

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

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

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

parte del valor razonable de los derivados de cobertura que, de acuerdo a la respectiva metodología, resulte inefectiva, deberá ser considerada para efectos de límites de riesgo.

a) Clasificación de los instrumentos de cobertura

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

a.1) Coberturas de valor razonable

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

a.2) Coberturas de flujo de caja

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

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

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

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

La Sociedad y sus filiales en forma habitual realizan un análisis de sus contratos, con el objeto de reflejar de manera precisa y oportuna el valor de estos, así como también, para identificar posibles derivados implícitos. En caso que exista algún derivado implícito, la Sociedad procede a su 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 Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.17.1 Ingresos diferidos

En este rubro se incluyen, fundamentalmente, emisiones de documentos o pagos recibidos de clientes por servicios, especialmente de apoyos de cables telefónicos, que según contrato estipulan pagos anticipados. Estos montos se registran como ingresos diferidos en el pasivo del estado

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

2.17.2 Subvenciones estatales

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

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

2.17.3 Obras en construcción para terceros

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

2.18 Provisiones

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

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

2.19 Beneficios a los empleados

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

La obligación de indemnización por años de servicio es calculada de acuerdo a valorizaciones realizadas por un actuario independiente, utilizando el método de unidad de crédito proyectada, las cuales se actualizan en forma periódica. La obligación reconocida en el balance general representa el valor actual de la obligación de indemnización por años de servicio. Las utilidades y pérdidas actuariales se reconocen de inmediato en el estado de resultados dentro del costo de operación.

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

La Sociedad y sus filiales utilizan supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Dicha expectativa, al igual que los supuestos, son establecidos en conjunto con un actuario externo. Estos supuestos incluyen una tasa de descuento de 5% anual real, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

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

2.20 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

2.21 Impuesto a las ganancias

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

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

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

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

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

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

2.22 Reconocimiento de ingresos y gastos

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

2.23 Ganancias por acción

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

2.24 Dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como 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 distribible la Sociedad no aplicará ajustes al ítem “Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora” del Estado de Resultados Integrales. Dado lo anterior se tomarán como base los valores de dicho ítem, menos las pérdidas acumuladas, si existieran, y sobre este resultado se deducirán los dividendos distribuidos y que se distribuyan con cargo al ejercicio. Los ajustes de primera adopción a IFRS, no formarán parte de este cálculo en la medida que no se realicen.

2.25 Estado de flujos de efectivo

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

- **Flujos de efectivo:** Entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, 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.

Los actores del sector eléctrico funcionan integrados al sistema interconectado, a cargo del 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 4 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; y los sistemas medianos Edelayson y Edelmag, que atienden el consumo de las Regiones XI y XII, respectivamente. El SIC y el SING son los principales sistemas del país y en conjunto representan más del 99% de la generación eléctrica dentro de estos cuatro sistemas.

3.1 Generación eléctrica

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

En esta industria existen tres mercados principales que se diferencian, tanto en el tipo de clientes como en el tipo de tarifa aplicable a cada uno.

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

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

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

3.2 Transmisión y subtransmisión

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

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

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

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

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

3.3 Distribución

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

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

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

a) Clientes Regulados

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

- Precio Nudo Equivalente: Este componente refleja el costo medio de compra de energía y

potencia a las generadoras, el cual es traspasado a los clientes finales por medio de las empresas distribuidoras. Este precio es definido semestralmente y con ocasión de la entrada en vigencia de un nuevo contrato de suministro licitado, o bien, cuando el valor indexado de los precios licitados experimenten una variación superior al 10%.

- **Cargo Único de Transmisión Troncal:** A los clientes con una potencia inferior a 2 MW se les aplicará un cargo único por transmisión troncal, en proporción a sus consumos de energía. El Sistema de Transmisión Troncal se divide en dos zonas, un Área de Influencia Común (AIC), la que es financiada en 80% por las inyecciones (generación) y en 20% por los retiros (clientes). Las instalaciones troncales que no pertenecen al AIC se financiarán entre inyecciones y retiros, según el sentido de los flujos esperados.
- **Valor Agregado de Distribución ("VAD"):** Componente del precio que incluye el costo de capital de los activos de distribución determinados por el Valor Nuevo de Reemplazo, o VNR, además de los costos de administración, el mantenimiento y la operación de los sistemas, los costos por facturación y atención de clientes y las pérdidas medias en las que se ha incurrido por concepto de distribución. Los valores por los conceptos mencionados corresponden a los de un modelo de empresa eficiente.

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

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

b) Clientes Libres

Pertencen actualmente a este grupo todos aquellos clientes con potencia instalada igual o superior a 2 MW. Sin embargo, también se incluyen aquellos clientes que posean entre 0,5 MW y 2 MW quienes han 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 a la distribución eléctrica (SSAA), entre los que se incluyen el arriendo de medidores, corte y reposición de servicio, apoyo a empresas de telecomunicaciones y cargo por cancelación fuera de plazo como algunos de los más relevantes. Las tarifas por este tipo de servicios son fijadas cada 4 años, se determinan con ocasión de cada nuevo proceso tarifario de VAD. Durante el año 2009 se publicaron las nuevas tarifas de los SSAA, las que permanecerán vigentes hasta su próxima revisión, con ocasión del proceso tarifario de VAD del año 2012.

3.4 Marco regulatorio

3.4.1 Aspectos generales

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

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

3.4.2 Ley Corta I

La Ley Corta I se introdujo para generar los incentivos necesarios para que se realicen las inversiones necesarias en los sistemas de generación y transmisión. Los principales cambios introducidos por esta ley fueron:

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

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

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

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

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

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

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 y reguladora.

- 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 Adopción de Normas Internacionales de Información Financiera

Hasta el ejercicio 2009 la Sociedad y sus filiales emitieron sus estados financieros consolidados de acuerdo con PCGA chilenos. A partir de 1 de enero de 2010 la Sociedad y sus filiales emiten sus estados financieros consolidados de acuerdo con IFRS.

Las cifras incluidas en estos estados financieros consolidados referidas al período 2009 han sido reconciliadas para ser presentadas con los mismos principios y criterios aplicados en el año 2010.

Las reglas para la adopción por primera vez de las IFRS se exponen en la IFRS 1: “Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera”.

IFRS 1 por lo general exige la aplicación retrospectiva completa de las normas e interpretaciones vigentes a la fecha de la primera emisión de informes. Sin embargo, también permite ciertas exenciones en la aplicación de normas, en particular a períodos anteriores para ayudar a las empresas con el proceso de transición.

La Sociedad y sus filiales aplicaron las siguientes exenciones:

- a) **Combinaciones de negocios:** No se remedirán las adquisiciones realizadas antes del 1° de enero de 2009.
- b) **Costo atribuido:** Se utiliza la retasación previa de todos los componentes de propiedades, planta y equipo, así como los intangibles distintos de plusvalía como costo atribuido.
- c) **Obligaciones con el público:** Basada en la valorización a una fecha particular derivada de la oferta de compra por la Sociedad, estos pasivos quedarán valorizados a su valor razonable, en consistencia con el valor reconocido por su matriz.
- d) **Beneficios a empleados:** Reconocer en resultados acumulados, todas las ganancias y pérdidas actuariales acumuladas a la fecha de transición a IFRS.

A continuación se presenta la conciliación del patrimonio neto, resultado, y efectivo y equivalentes al efectivo al 31 de diciembre de 2009 entre criterios contables chilenos e IFRS:

Saldos al 01/01/2009 con PCGA Chile	246.718.085
Incorporación de participaciones no controladoras (6)	4.550.237
Tasación Propiedad, Planta y Equipo (1)	62.364.846
Tasación de servidumbres (1)	20.584.834
Valor actuarial IAS (5)	(481.140)
Eliminación de cuentas complementarias de impuestos diferidos (8)	(1.711.690)
Valor Bonos según valor razonable (7)	(7.521.592)
Ajustes activos financieros de largo plazo (créditos tributarios por recuperar) (9)	(237.000)
Impuestos diferidos	(9.189.623)
Otros	(104.063)
Ajuste de participaciones no controladoras (6)	(114.669)
Total ajustes a NIIF	63.589.904
Patrimonio bajo criterio NIIF al 01/01/2009	314.858.226

Saldos al 30/06/2009 con PCGA Chile	241.332.935
Incorporación de participaciones no controladoras (6)	4.641.660
Tasación Propiedad, Planta y Equipo (1)	62.364.846
Tasación de servidumbres (1)	20.584.834
Valor actuarial IAS (5)	(481.140)
Eliminación de cuentas complementarias de impuestos diferidos (8)	(1.711.690)
Valor Bonos según valor razonable (7)	(7.521.592)
Ajustes activos financieros de largo plazo (créditos tributarios por recuperar) (9)	(237.000)
Impuestos diferidos	(9.189.623)
Corrección monetaria del patrimonio (3)	5.642.336
Otros	(104.063)
Diferencia de cambio asociada (11)	(698.644)
Ajuste resultado NIIF	5.593.088
Ajuste de participaciones no controladoras (6)	8.204
Total ajustes a NIIF	74.249.557
Patrimonio bajo criterio NIIF al 30/06/2009	320.224.152

	30/06/09	Abr '09 - Jun '09
Resultado PCGA Chile al 30/06/09	8.302.187	3.288.846
Elimina corrección monetaria (3)	1.447.076	(68.438)
Variación depreciación (1)	(1.302.114)	(724.841)
Valor actuarial IAS (5)	(78.400)	(8.928)
Activación de intereses	144.512	55.472
Elimina amortización de intangibles (2) (4)	4.842.913	2.421.456
Valor Bonos según valor razonable (7)	435.938	212.467
Diferencia de cambio ítems monetarios (12)	698.644	478.922
Impuestos diferidos	(585.960)	88.631
Otros	(9.521)	(16.921)
Total ajustes a NIIF	5.593.088	2.437.820
Ganancia de la sociedad bajo criterios NIIF al 30/06/09	13.895.275	5.726.666

Saldos al 31/12/2009 con PCGA Chile	243.822.683
Incorporación de participaciones no controladoras (6)	3.994.895
Propiedad, Planta y Equipo a costo revaluado (1)	62.364.846
Servidumbres a costo revaluado (1)	20.584.834
Valor actuarial IAS (5)	(481.140)
Eliminación de cuentas complementarias de impuestos diferidos (8)	(1.711.690)
Valor Bonos según valor razonable (7)	(7.521.592)
Ajustes activos financieros de largo plazo (créditos tributarios por recuperar) (9)	(237.000)
Impuestos diferidos	(9.189.623)
Corrección monetaria del patrimonio (3)	5.650.354
Otros	(104.063)
Diferencia de cambio asociada (11)	(1.039.618)
Ajuste resultado NIIF	10.536.915
Ajuste de participaciones no controladoras (6)	(75.837)
Total ajustes a NIIF	78.776.387
Patrimonio bajo criterio NIIF al 31/12/2009	326.593.965

Resultado PCGA Chile al 31/12/09	10.805.236
Elimina corrección monetaria (3)	1.639.435
Variación depreciación (1)	(2.498.180)
Valor actuarial IAS (5)	(48.686)
Activación de intereses	309.412
Elimina amortización de intangibles (2) (4)	9.685.840
Ajuste amortización Bonos (7)	855.987
Pérdida en venta de Propiedad, Planta y Equipo	(160.261)
Diferencia de cambio ítems monetarios (12)	1.021.773
Impuestos diferidos	(347.734)
Otros	79.326
Total ajustes a NIIF	10.536.915
Ganancia de la sociedad bajo criterios NIIF	21.342.151

Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 01-01-2009, PCGA chilenos	4.117.212
Reclasificación Otras Cuentas por Cobrar	(59.756)
Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 01-01-2009, NIIF	4.057.456

Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 30-06-2009, PCGA chilenos	18.568.702
C. Monetaria actividades de la operación	(38.851)
C. Monetaria actividades de financiamiento	(228.456)
C. Monetaria actividades de inversión	184.451
Eliminación C. Monetaria	82.856
Reclasificación Otras Cuentas por Cobrar	(68.314)
Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 30-06-2009, NIIF	18.500.388

Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 31-12-2009, PCGA chilenos	36.256.229
C. Monetaria actividades de la operación	(449.474)
C. Monetaria actividades de financiamiento	(72.448)
C. Monetaria actividades de inversión	372.065
Eliminación C. Monetaria	149.857
Reclasificación Otras Cuentas por Cobrar	(64.772)
Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 31-12-2009, NIIF	36.191.457

Principales ajustes aplicados:

- 1) **Tasación como costo atribuido de propiedades planta y equipo e intangibles distintos de plusvalía comprada:** El costo atribuido de los bienes de Propiedades, planta y equipo e intangibles distintos de plusvalía fueron registrados, según una retasación previa. La medición y registro posterior se realiza al costo menos la depreciación o amortización acumulada y deterioros acumulados, acogiéndose a la exención presentada en la NIIF 1.
- 2) **Amortización de Intangibles identificables y de carácter indefinido (servidumbres):** Bajo PCGA chilenos este tipo de intangibles eran amortizados en un plazo máximo de 40 años. En IFRS no se requiere la amortización sistemática de estos intangibles, siendo necesario únicamente realizar en forma anual o en cualquier momento en el que exista un indicio de que el activo puede haber deteriorado su valor, una evaluación de su valor en libros.
- 3) **Corrección monetaria:** Se elimina la corrección monetaria reconocida de acuerdo a PGCA chilenos, pues bajo IFRS ajustes por inflación sólo son aceptados en países hiperinflacionarios. Chile no califica como un país hiperinflacionario, de acuerdo a los requerimientos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad N° 29 "Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias".
- 4) **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.

Bajo PCGA chilenos la plusvalía comprada se amortiza linealmente en un periodo de tiempo que considera, entre otros aspectos, la naturaleza de la inversión, y el plazo de retorno de la inversión, y que en ningún caso puede superar los 20 años.

En IFRS no se considera que exista una amortización sistemática de este rubro, sino que es revisado anualmente para determinar si existe o no deterioro o eventos o cambios en las circunstancias que indiquen que el valor libro se ha deteriorado.

El deterioro es determinado, para la plusvalía comprada, por medio de evaluar el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo al cual está relacionada la plusvalía comprada.

- 5) **Beneficios al personal:** Corresponde a ajuste originado por la metodología de cálculo establecida en NIC 19.

- 6) Incorporación de los accionistas minoritarios:** Bajo PCGA chilenos, el patrimonio neto lo constituyen únicamente la participación correspondiente a los accionistas de la Sociedad dominante, sin embargo, en IFRS, el patrimonio neto lo constituyen tanto la participación correspondiente a los accionistas de la Sociedad dominante, como la de los accionistas minoritarios. Por lo tanto, la participación de los accionistas minoritarios presentados en el estado de situación financiera consolidado de la Sociedad, elaborados de acuerdo a PCGA chilenos se incorpora al patrimonio neto del estado de situación financiera consolidado elaborado de acuerdo a NIIF.
- 7) Obligaciones con bancos y con el público:** Los créditos, préstamos y obligaciones con el público son inicialmente reconocidos al valor razonable. Lo anterior como consecuencia del reconocimiento de esa partida en la Matriz a valor justo a su fecha de compra. Luego del reconocimiento inicial, los créditos que devengan intereses y préstamos son medidos al costo amortizado usando el método de la tasa efectiva de interés.
- 8) Eliminación de cuentas complementarias de impuesto diferidos:** De acuerdo a las NIIF cualquier diferencia entre el valor contable y tributario de un activo o pasivo representa la existencia de un impuesto diferido que debe registrarse en el estado de situación financiera. Bajo PCGA Chilenos la determinación de los impuestos diferidos sigue un esquema similar, excepto porque los PCGA Chilenos permitían contabilizar el efecto de la primera aplicación de los impuestos diferidos contra una cuenta complementaria del estado de situación financiera. Dichos activos (pasivos) complementarios eran amortizados contra resultado en los períodos estimados de reverso de la diferencia temporal que le dio origen, lo cual origina una diferencia con las NIIF que debió ser ajustada en el proceso de adopción.
- 9) Activos Financieros no corrientes:** La Sociedad y sus filiales han adoptado el criterio de medir al inicio, a valor razonable, ciertos activos que se recuperan en el largo plazo en función de los flujos generados en el futuro por ella, específicamente créditos tributarios asociados a la Ley Austral. Posteriormente se valorizan según el método de la tasa efectiva y anualmente se verifica la existencia de deterioro en virtud de capacidad de generación de flujos.
- 10) Reversa impuesto diferido intangibles de carácter indefinido:** La Sociedad y sus filiales no reconocen diferencias temporarias para las servidumbres de carácter indefinido ya que puede controlar la reversión de las mismas y es probable que no reviertan en un futuro previsible. En PCGA chilenos, debido a que tenían amortización la Sociedad reconocía diferencias temporarias por estos activos.
- 11) Diferencia de cambio en sociedad con distinta moneda funcional:** La conversión de los estados financieros de las sociedades con moneda funcional distinta a la de la Sociedad de acuerdo con lo indicado en la práctica Principios de consolidación y combinación de negocios origina diferencias de conversión que son contabilizadas en patrimonio.
- 12) Diferencia de cambio ítems monetarios:** Corresponde a la diferencia de cambio de las partidas monetarias en pesos chilenos que tienen las filiales con moneda funcional dólar.

5 Efectivo y Equivalentes al Efectivo

- a) El detalle del rubro al 30 de junio de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	30/06/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Efectivo en Caja	846.536	1.585.260	3.262.842
Saldo en Bancos	1.962.178	1.765.132	736.749
PRBC	-	-	57.865
Otros instrumentos de renta fija	11.841.014	32.841.065	-
Totales	14.649.728	36.191.457	4.057.456

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

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

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

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	30/06/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	14.633.715	36.166.714	4.019.492
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	US\$	16.013	24.743	37.964
Totales		14.649.728	36.191.457	4.057.456

6 Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	30/06/2010		31/12/2009		01/01/2009	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	41.918.979	-	39.328.922	-	41.556.139	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	13.410.795	2.361.725	11.253.575	2.679.630	9.436.332	2.394.374
Totales	55.329.774	2.361.725	50.582.497	2.679.630	50.992.471	2.394.374

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	30/06/2010		31/12/2009		01/01/2009	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	39.817.908	-	37.519.125	-	40.485.770	-
Otras cuentas por cobrar, neto	12.070.541	1.981.725	10.166.111	2.489.630	8.557.475	2.394.374
Totales	51.888.449	1.981.725	47.685.236	2.489.630	49.043.245	2.394.374

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 30 de junio de 2010 es de M\$ 57.691.499, al 31 de diciembre de 2009 es de M\$ 53.262.127 y al 01 de enero de 2009 es de M\$ 53.386.845.

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

- b) La Sociedad y sus filiales de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con lo que establece la ley, están obligadas a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A junio de 2010 la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a más de 396 mil clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo Cliente	Cantidad	Participacion ventas
	Miles	%
Residencial	345	36%
Comercial	32	30%
Industrial	3	20%
Otros	16	14%
Total	396	100%

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

- c) El importe de los activos que estarían en mora si sus condiciones no hubieran sido renegociadas al 30 de junio de 2010 es de M\$ 1.572.274, al 31 de diciembre de 2009 es de M\$ 1.392.692 y al 01 de enero de 2009 es de M\$ 950.204. Esta cartera no ha presentado indicios de deterioro (en términos de aumento de antigüedad), que no hayan sido incorporadas dentro de la provisión de deterioro, durante los períodos indicados.

- d) Al 30 de junio de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 el análisis de los deudores por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados, es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados pero no deteriorados	30/06/2010	31/12/2009	01/01/2009
	Corriente M\$	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	10.505.068	10.730.116	13.751.265
Con vencimiento entre tres y seis meses	1.159.055	788.212	1.372.481
Con vencimiento entre seis y doce meses	445.480	621.893	830.793
Con vencimiento mayor a doce meses	315.102	265.047	233.700
Totales	12.424.705	12.405.269	16.188.239

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

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	-	33%
181 a 270	40%	66%
271 a 360	66%	66%
361 o más	100%	100%

Para algunos clientes gubernamentales o importantes, la Sociedad evalúa el riesgo de incobrabilidad en base a su comportamiento histórico y estacionalidad de flujos o condiciones puntuales del mercado, resultando en una provisión menor a la indicada. Los montos involucrados en estas evaluaciones no son significativos.

- e) 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 2009	1.949.226
Aumentos (disminuciones) del período	1.265.400
Montos castigados	(127.365)
Saldo al 31 de diciembre 2009	3.087.261
Aumentos (disminuciones) del período	744.703
Montos castigados	(10.639)
Saldo al 30 junio de 2010	3.821.325

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

a. Accionistas

El detalle de los accionistas mayoritarios de la Sociedad al 30 de junio de 2010, es el siguiente:

Accionistas	Número de Acciones		Total	Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Los Lagos II S.A.	170.289.963	8.514.710.516.855	8.514.880.806.818	99,9921%
Sociedad Inmobiliaria Rahue Ltda.	3.898	116.936.102	116.940.000	0,0014%
MSIP CONDOR	113.543.182	-	113.543.182	0,0013%
Manicke Ferré, Marola Jesús	1.855	55.648.145	55.650.000	0,0007%
Finkelstein Veliz, Clara Lea	1.341	40.228.659	40.230.000	0,0005%
Inversiones Correntoso Ltda	1.236	37.078.764	37.080.000	0,0004%
Gastón Cortés Cruz	1.038	31.138.962	31.140.000	0,0004%
Inversiones Electricas del Sur S.A	1.008	30.238.992	30.240.000	0,0004%
Bravo Michell, Clodomiro	836	25.079.164	25.080.000	0,0003%
Conca Hnos. Ltda..	748	22.439.252	22.440.000	0,0003%
Minoritarios	6.593	197.783.407	197.790.000	0,0023%
Total	283.851.698	8.515.267.088.302	8.515.550.940.000	

b. 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.

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

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

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	País de Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	30/06/2010		31/12/2009		01/01/2009	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76024782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	59.227		53.891			
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Recuperación de Gastos, cuenta mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$					497.356	
76067075-8	Inversiones Los Rios Ltda.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	14.753					
76042977-5	Inversiones Los Lagos Ltda.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$					3.121	
76073162-5	Inversiones Los Lagos II S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	6.976					
76073164-1	Inversiones Los Lagos III S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.649					
76073168-4	Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	1.967					
76024762-6	MSIP Condor Holding SPA	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	5.115		3.527			
76833170-7	Andescan SPA	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	1.606		19			
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Cuenta Mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	6					
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Materiales, Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	531.241		1.165.736			
						Total	623.540	-	1.223.173	-	500.477	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	País de Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	30/06/2010		31/12/2009		01/01/2009	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Compra energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	257.461		1.559.150			-
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Cuenta Mercantil	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	10.693.652		481.568			459.839
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz		11					
76073162-5	Inversiones Los Lagos II S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	3.076.882					
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$						1.303.672
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.399					
Extranjero	Lawrence S. Coben	Estados Unidos	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF			3.665			
7051188-6	Pedro Pablo Errázuriz	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF			3.770			
6443633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF			1.675			
Extranjero	Lawrence S. Coben	Estados Unidos	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF			5.498			
7051188-6	Pedro Pablo Errázuriz	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF			5.655			
6443633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF			2.513			
Total							14.030.405	-	2.063.493	-	1.763.511	-

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	30/06/2010 M\$	30/06/2009 M\$
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Matriz común	Cobro peajes, mant. y otros	10.187	122.043
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Matriz común	Cuenta Mercantil	-	123.623
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Matriz común	Compra energía y potencia	(4.782.424)	(6.342.865)
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Cuenta Mercantil	(36)	(70.873)
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Servicio costo de personal	452.657	362.615
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Peajes (neto)	27.584	128.622
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Mantenimiento sistema	41.427	28.244
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Venta energía y potencia	40.458	349.594
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Matriz	Cuenta Mercantil	(11.191)	(9.766)

c. Directorio y personal clave de la gerencia

La Sociedad es administrada por un Directorio compuesto por ocho miembros, los que permanecen por un periodo de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. En el año 2010 no corresponde elección de Directorio, por lo que se mantendrán los mismos directores en sus cargos.

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

No existen saldos por cobrar a los Directores.

Los Saldos pendientes por pagar entre la Sociedad y los Directores, por concepto de remuneraciones, para el período 2010 y 2009 son los siguientes:

Director	30/06/2010	30/06/2009	01/01/2009
Lawrence S. Coben	-	721	-
Pedro Pablo Errázuriz	-	1.884	-
Jorge Lesser García-Huidobro	-	1.884	-
Total	-	4.489	-

No hay otros saldos pendientes por cobrar y pagar entre la Sociedad y filiales y sus respectivos Directores por otros conceptos.

b) Remuneración del Directorio

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

El beneficio corresponde al pago de UF 5 a cada Director en la Sociedad, para el período abril 2010 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas en 2011.

Los Directores señores John Watt, Kevin David Kerr, Stacey Purcell, Adil Rahmathulla y Thomas Gray, en atención a ser estos trabajadores dependientes de las sociedades matrices extranjeras de la Sociedad, renunciaron a la remuneración que les correspondería por el ejercicio del cargo de Director de SAESA. Sólo los Directores Pedro Pablo Errázuriz Domínguez, Jorge Lesser García-Huidobro y Larry Coben recibirán su remuneración.

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 30 de junio de 2010, 30 de junio de 2009 y al 01 de enero de 2009 son las siguientes:

Director	30/06/2010	30/06/2009	01/01/2009
Lawrence S. Coben	7.697	4.774	-
Pedro Pablo Errázuriz	7.877	-	-
Jorge Lesser Garcia-Huidobro	4.739	-	-
Total	20.313	4.774	-

- c) Durante el año 2010, Saesa realizó pagos a empresas relacionadas por un monto de M\$ 46.290, correspondiente a asesorías prestadas por Consultora San Pedro y San Pablo Ltda. (M\$ 11.004), Sociedad Inversiones LEDE Ltda. (M\$ 11.549) y Tremesis Energy LLC (M\$ 23.737), empresas en que los Directores Pedro Pablo Errázuriz Domínguez, Jorge Lesser García-Huidobro y Lawrence S. Coben son socios, respectivamente. Al 30 de junio de 2009 no hubo pagos relacionados con estos conceptos.

d) Compensaciones del personal clave de la gerencia

El equipo gerencial de la Sociedad lo componen un Gerente General, seis Gerentes de Área y 17 Subgerentes.

Las remuneraciones del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados ascienden a M\$392.190 al 30 de junio de 2010 y a M\$379.935 al 30 de junio de 2009.

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

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

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

8 Inventarios

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009, es el siguiente:

Clases de inventario	30/06/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Materiales de operación y mantenimiento	7.713.574	8.001.980	7.422.899
Materiales en tránsito	352.938	497.447	280.928
Existencias retail	587.442	789.449	118.345
Petróleo	233.079	381.936	203.255
Provisión por obsolescencia	(1.145.348)	(1.017.141)	(706.899)
Totales	7.741.685	8.653.671	7.318.528

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

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

Inventarios utilizados durante el período según gasto	30/06/2010 M\$	30/06/2009 M\$	01/04/2010 30/06/2010 M\$	01/04/2009 30/06/2009 M\$
Materias primas y consumibles utilizados	3.867.232	3.384.375	2.057.117	1.723.484
Otros gastos por naturaleza (*)	603.227	492.322	93.134	-
Total	4.470.459	3.876.697	2.150.251	1.723.484

(*) Materiales utilizados para el mantenimiento del Sistema eléctrico

Los materiales utilizados en obras propias al 30 de junio de 2010 ascienden a M\$3.274.830 (M\$5.020.548 en 2009) y los materiales utilizados en FNDR al 30 de junio de 2010 ascienden a M\$89.733 (M\$460.513 en 2009).

El efecto en resultados de la provisión por obsolescencia alcanzó a M\$128.207 para el período enero junio de 2010, M\$158.571 para el período enero junio de 2009, M\$98.334 para el período abril junio 2010 y M\$109.734 para el período abril junio de 2009.

Al 30 de junio de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 no se ha reconocido deterioro de los inventarios.

9 Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 30 de junio de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 01 de enero de 2009, es el siguiente:

	30/06/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Impuesto renta por recuperar	1.884.350	1.853.451	258.134
IVA Crédito fiscal por recuperar	734.578	705.686	1.484.304
Crédito por utilidades absorbidas	686.801	686.716	3.795.675
Crédito Sence	455	40.805	38.319
Otros	34.192	-	932.405
Totales	3.340.376	3.286.658	6.508.837

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de junio de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 01 de enero de 2009 es el siguiente:

	30/06/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Impuesto a la renta	876.574	208.428	333.192
Iva Débito fiscal	1.689.372	1.302.677	1.611.006
Otros	37.329	52.049	36.422
Totales	2.603.275	1.563.154	1.980.620

10 Otros Activos Financieros no Corriente

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 01 de enero de 2009 es el siguiente:

Otros activos financieros no corriente	30/06/2010		31/12/2009		01/01/2009	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Crédito Ley Austral	-	1.010.000	-	976.000	-	1.372.000
TOTAL	-	1.010.000	-	976.000	-	1.372.000

Este activo corresponde a crédito por impuestos Ley Austral, que se recuperará en periodos futuros a base de la generación de flujos de las sociedades que los generaron. La valorización inicial de estos activos se hace con los flujos proyectados de las sociedades y descontado a la tasa de descuento utilizada para la evaluación de las unidades generadoras de caja. Las valorizaciones posteriores se hacen con el método de la tasa efectiva de descuento y anualmente se verifica si existe deterioro del activo en base flujos proyectados actualizado.

11 Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009:

Activos intangibles neto	30/06/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Activos intangibles identificables, neto	25.337.247	24.957.543	22.869.076
Servidumbres	22.182.979	22.182.979	22.182.979
Software	3.154.268	2.774.564	686.097

Activos intangibles bruto	30/06/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Activos intangibles identificables, bruto	26.243.018	25.394.308	23.135.204
Servidumbres	22.182.979	22.182.979	22.182.979
Software	4.060.039	3.211.329	952.225

Amortización activos intangibles	30/06/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Activos intangibles identificables	(905.771)	(436.765)	(266.128)
Servidumbres	-	-	-
Software	(905.771)	(436.765)	(266.128)

La composición y movimientos del activo intangible durante el período 2010 y 2009 son los siguientes:

Movimiento año 2010		Software neto	Servidumbres neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 01 de enero de 2010		2.774.564	22.182.979	24.957.543
Movimientos	Adiciones	848.708	-	848.708
	Gastos por amortización	(469.004)	-	(469.004)
	Total movimientos	379.704	-	379.704
Saldo final al 30 de junio de 2010		3.154.268	22.182.979	25.337.247

Movimiento año 2009		Software neto	Servidumbres neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2009		686.097	22.182.979	22.869.076
Movimientos	Adiciones	2.259.105	-	2.259.105
	Gastos por amortización	(170.638)	-	(170.638)
	Total movimientos	2.088.467	-	2.088.467
Saldo final al 31 de diciembre de 2009		2.774.564	22.182.979	24.957.543

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 derechos de servidumbre y software, a la fecha de transición a IFRS, fueron revaluados por tasadores independientes y los adquiridos a partir de esa fecha se presentan al costo.

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

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

12 Plusvalía Comprada

A continuación se presenta el detalle de a plusvalía por las unidades generadoras de efectivo o grupos de éstas a las que está asignada y los saldo al 30 de junio de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009:

Rut	Compañía	30/06/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
90021000-0	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	124.944.061	124.944.061	124.944.061

La Plusvalía comprada, corresponde al exceso pagado en relación al valor patrimonial proporcional originado en la compra de las acciones de esas sociedades, realizada en 2001. Posteriormente la sociedad comprada fue absorbida por si correspondiente matriz, la que pasó a tener el mismo nombre de la Sociedad absorbida, quedando la plusvalía comprada contabilizada en la misma empresa compradora.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de que dispone la Administración de la Sociedad y sus filiales al 30 de junio de 2010 y al 31 diciembre de 2009, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignadas las distintas plusvalías permiten recuperar su valor.

13 Propiedades, planta y equipos

A continuación se presentan los saldos del rubro al 30 de junio de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	30/06/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	260.493.236	258.777.692	244.562.949
Construcción en Curso	39.640.135	37.273.647	16.942.182
Terrenos	13.451.119	13.430.686	13.440.754
Edificios	7.238.896	7.049.827	7.333.375
Planta y Equipo	194.853.751	194.903.500	199.858.457
Equipamiento de Tecnologías de la Información	936.131	1.257.708	1.371.407
Instalaciones Fijas y Accesorios	466.737	520.664	586.334
Vehículos de Motor	2.372.767	2.614.859	2.654.811
Otras Propiedades, Planta y Equipo	1.533.700	1.726.801	2.375.629

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	30/06/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	325.664.774	319.193.950	295.529.911
Construcción en Curso	39.640.135	37.273.647	16.942.182
Terrenos	13.451.119	13.430.686	13.440.754
Edificios	11.103.876	10.817.466	10.934.827
Planta y Equipo	245.107.026	241.349.019	238.422.030
Equipamiento de Tecnologías de la Información	5.121.446	5.141.401	4.856.756
Instalaciones Fijas y Accesorios	1.024.858	1.086.606	1.075.010
Vehículos de Motor	3.325.837	3.360.249	3.189.764
Otras Propiedades, Planta y Equipo	6.890.477	6.734.876	6.668.588

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	30/06/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(65.171.538)	(60.416.258)	(50.966.962)
Edificios	(3.864.980)	(3.767.639)	(3.601.452)
Planta y Equipo	(50.253.275)	(46.445.519)	(38.563.573)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(4.185.315)	(3.883.693)	(3.485.349)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(558.121)	(565.942)	(488.676)
Vehículos de Motor	(953.070)	(745.390)	(534.953)
Otros	(5.356.777)	(5.008.075)	(4.292.959)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante el período 2010 y 2009 es el siguiente:

Movimiento año 2010		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo final al 31 de diciembre de 2009		37.273.647	13.430.686	7.049.827	1.257.708	520.664	2.614.859	1.726.801	194.903.500
Movimientos	Adiciones	6.978.479	51.616	328.257	68.473	1.163	60.318	186.427	5.281.014
	Retiros	(4.611.991)	(31.183)	(20.234)	(6.578)	(19.934)	(72.988)	(12.295)	(1.466.911)
	Gastos por depreciación	-	-	(118.954)	(383.472)	(35.156)	(229.422)	(367.233)	(3.863.852)
	Total movimientos	2.366.488	20.433	189.069	(321.577)	(53.927)	(242.092)	(193.101)	(49.749)
Saldo final al 30 de junio de 2010		39.640.135	13.451.119	7.238.896	936.131	466.737	2.372.767	1.533.700	194.853.751

Movimiento año 2009		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 1 de enero de 2009		16.942.182	13.440.754	7.333.375	1.371.407	586.334	2.654.811	2.375.629	199.858.457
Movimientos	Adiciones	20.331.465	-	2.936	377.413	20.449	644.411	110.064	3.035.418
	Retiros	-	(10.068)	(49.955)	(21.860)	(4.941)	(304.974)	(19.977)	(86.555)
	Gastos por depreciación	-	-	(236.529)	(469.252)	(81.178)	(379.389)	(738.915)	(7.903.820)
	Total movimientos	20.331.465	(10.068)	(283.548)	(113.699)	(65.670)	(39.952)	(648.828)	(4.954.957)
Saldo final al 31 de diciembre de 2009		37.273.647	13.430.686	7.049.827	1.257.708	520.664	2.614.859	1.726.801	194.903.500

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

Informaciones adicionales de propiedades, planta y equipo

- Los terrenos, construcciones y edificios, redes de distribución, subtransmisión y generación eléctrica se revalorizaron el 31 de diciembre de 2008. Las tasaciones que se llevaron a cabo, fueron utilizadas como costo atribuido para la transición a IFRS.
- La depreciación de los Bienes de Propiedad, Planta y Equipo se presenta en la cuenta "Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación".
- La Sociedad y sus filiales cuentan con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (centrales, subestaciones, construcciones, contenido y existencias) con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses y deberán ser renovados durante el período julio a noviembre de 2010.
- Los activos en construcción según se explica en Nota 2.11 incluyen activación de costos financieros por M\$199.001 al 30 de junio 2010 y a M\$145.698 por el período terminado al 30 de junio de 2009 y los costos de personal relacionados directamente con obras en curso por M\$462.819 al 30 de junio 2010 y a M\$485.278 por al período terminado al 30 de junio de 2009.
- El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 30 de junio de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 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 al período enero - junio 2010 y enero - junio 2009 y por el trimestre abril-junio 2010 y abril-junio 2009, es el siguiente:

Gasto por impuesto a las Ganancias	30/06/2010	30/06/2009	01/04/2010	01/04/2009
	M\$	M\$	30/06/2010 M\$	30/06/2009 M\$
Gasto por impuestos corrientes	1.868.305	778.549	1.323.379	375.794
Ajustes al impuesto corriente del período anterior	42.836	-	42.836	-
Otro gasto por impuesto corriente	3.247	3.022	801	1.898
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	1.914.388	781.571	1.367.016	377.692
Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	385.171	4.476.413	79.413	3.336.506
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	385.171	4.476.413	79.413	3.336.506
Gasto por impuesto a las ganancias	2.299.559	5.257.984	1.446.429	3.714.198

- b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a la ganancia (pérdida) antes de impuesto al 30 de junio de 2010 y al 30 de junio de 2009 es la siguiente:

Conciliación del gasto utilizando la tasa efectiva	30/06/2010 M\$	30/06/2009 M\$
Utilidad Antes de Impuestos	13.896.098	19.368.637
(Gasto) Ingreso por Impuestos a las ganancias Utilizando la Tasa Legal (17%)	(2.362.337)	(3.292.668)
Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles	969	49.862
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	(32.220)	(19.311)
Efecto Impositivo de la Utilización de Pérdidas Fiscales No Reconocidas Anteriormente	(33.377)	(2.136.054)
Efecto Impositivo de Beneficio Fiscal No Reconocido Anteriormente en el EE.RR.	(3.993)	9.839
Efecto Impositivo de Impuesto provisto en Exceso en Periodos Anteriores	(12.956)	(501)
Corrección monetaria tributaria de las Inversiones	(405.179)	-
Corrección monetaria tributaria del Patrimonio	631.091	-
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	(3.248)	(3.022)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(54.707)	-
Ajuste de tasas por recuperación de Pérdida Tributarias	(23.602)	133.871
Total ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal	62.778	(1.965.316)
(Gasto) por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	(2.299.559)	(5.257.984)
Tasa impositiva efectiva	16,55%	27,15%

14.2 Impuestos diferidos

a) El detalle de los saldos de impuestos diferidos registrados al 30 de junio de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 01 de enero de 2009 es el siguiente:

Diferencia temporal	Activos por Impuestos			Pasivos por Impuestos		
	30/06/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$	30/06/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Impuestos diferidos relativos a Activo Fijo	-	-	-	19.875.791	19.682.343	17.899.925
Impuestos diferidos relativos a Indemnización años de servicio	75	16.163	27.614	14.497	1.869	2.263
Impuestos diferidos relativos a Provisión cuentas incobrables	618.656	524.834	331.369	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión de vacaciones	120.725	133.478	112.137	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión obsolescencia	194.709	172.914	120.172	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Ingresos anticipados	99.557	65.597	16.284	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Gastos Anticipados	749.365	782.881	896.651	5.510	6.281	25.525
Impuestos diferidos relativos a Pérdida tributaria	792.834	852.647	5.411.920	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión Beneficios Personal	153.862	276.680	237.771	-	-	-
Impuestos diferidos Otras Provisiones	126.531	169.321	180.352	281.704	238.249	503.845
Total Impuestos Diferidos	2.856.314	2.994.515	7.334.270	20.177.502	19.928.742	18.431.558

b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación Consolidado en el período 2010 es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2009	7.334.270	18.431.558
Incremento (decremento)	(4.313.934)	1.497.184
Otros incrementos (decrementos)	(25.821)	-
Saldo al 31 de diciembre de 2009	2.994.515	19.928.742
Incremento (decremento)	(138.201)	248.760
Saldo al 30 de junio de 2010	2.856.314	20.177.502

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

Los Otros Pasivos Financieros están compuestos sólo por los préstamos que devengan interés.

Préstamos que devengan interés

- a) El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de este rubro al 30 de junio de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 01 de enero de 2009, es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	30/06/2010		31/12/2009		01/01/2009	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Préstamos bancarios	732.687	23.622.699	759.559	23.673.336	743.548	3.531.633
Bonos	7.017.459	79.188.040	6.871.662	81.335.116	7.168.124	83.476.390
Totales	7.750.146	102.810.739	7.631.221	105.008.452	7.911.672	87.008.023

- b) El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 30 de junio de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 01 de enero de 2009 es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No corriente			
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento		Total no corriente
					Indeterminado	Hasta 1 mes	1a 3 meses	3 a 12 meses	al 30-06-2010	1 a 5 años	5 años a más	al 30-06-2010
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
Chile	UF	semestral	2,37%	Sin Garantía	-	-	-	709.486	709.486	2.443.286	-	2.443.286
Chile	UF	anual	0,90%	Sin Garantía	-	-	-	23.201	23.201	21.179.413	-	21.179.413
Totales					-	-	-	732.687	732.687	23.622.699	-	23.622.699

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No corriente			
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento		Total no corriente
					Indeterminado	Hasta 1 mes	1a 3 meses	3 a 12 meses	al 31-12-2009	1 a 5 años	5 años a más	al 31-12-2009
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
Chile	UF	semestral	2,37%	Sin Garantía	-	-	-	701.347	701.347	2.758.180	-	2.758.180
Chile	UF	anual	1,84%	Sin Garantía	-	-	-	58.212	58.212	20.915.156	-	20.915.156
Totales					-	-	-	759.559	759.559	23.673.336	-	23.673.336

Segmento País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No corriente			
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento		Total no corriente
					Indeterminado	Hasta 1 mes	1a 3 meses	3 a 12 meses	al 01-01-2009	1 a 5 años	5 años a más	al 01-01-2009
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
Chile	UF	semestral	6,11%	Sin Garantía	-	-	-	556.650	556.650	2.114.628	528.653	2.643.281
Chile	UF	semestral	6,11%	Sin Garantía	-	-	-	186.898	186.898	-	888.352	888.352
Totales					-	-	-	743.548	743.548	2.114.628	1.417.005	3.531.633

- c) El desglose por banco de los Préstamos Bancarios al 30 de junio de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 01 de enero de 2009, es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	30 de junio 2010					
						Corriente			No Corriente		
						Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
SAESA	BANCO SECURITY	97053000-2	UF	2,37%	SEMESTRAL	-	530.534	530.534	1.828.698	-	1.828.698
SAESA	BANCO ESTADO	97030000-7	UF	0,90%	SEMESTRAL	-	23.201	23.201	21.179.413	-	21.179.413
LUZ OSORNO	BANCO SECURITY	97053000-2	UF	2,37%	SEMESTRAL	-	178.952	178.952	614.588	-	614.588
Totales						-	732.687	732.687	23.622.699	-	23.622.699

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de diciembre 2009					
						Corriente			No Corriente		
						Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
SAESA	BANCO SECURITY	97053000-2	UF	2,37%	SEMESTRAL	-	524.929	524.929	2.064.383	-	2.064.383
SAESA	BANCO ESTADO	97030000-7	UF	1,84%	SEMESTRAL	-	58.212	58.212	20.915.156	-	20.915.156
LUZ OSORNO	BANCO SECURITY	97053000-2	UF	2,37%	SEMESTRAL	-	176.418	176.418	693.797	-	693.797
Totales						-	759.559	759.559	23.673.336	-	23.673.336

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	01 de enero 2009					
						Corriente			No Corriente		
						Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
SAESA	BANCO SECURITY	97053000-2	UF	2,37%	SEMESTRAL	-	556.650	556.650	2.643.281	-	2.643.281
LUZ OSORNO	BANCO SECURITY	97053000-2	UF	2,37%	SEMESTRAL	-	186.898	186.898	888.352	-	888.352
Totales						-	743.548	743.548	3.531.633	-	3.531.633

d) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público, Bonos al 30 de junio de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 01 de enero de 2009 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\$	1a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 30-06-2010 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 30-06-2010 M\$
Chile	UF	semestral	3,50%	Sin Garantía	-	-	-	6.452.080	6.452.080	9.540.972	-	9.540.972
Chile	UF	semestral	5,25%	Sin Garantía	-	-	-	435.803	435.803	8.979.738	41.905.446	50.885.184
Chile	UF	anual	3,32%	Sin Garantía	-	-	-	129.576	129.576	9.220.912	9.540.972	18.761.884
Totales					-	-	-	7.017.459	7.017.459	27.741.622	51.446.418	79.188.040

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\$	1a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 31-12-2009 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 31-12-2009 M\$
Chile	UF	semestral	3,50%	Sin Garantía	-	-	-	6.393.630	6.393.630	12.565.728	-	12.565.728
Chile	UF	semestral	5,25%	Sin Garantía	-	-	-	439.976	439.976	8.869.926	41.392.986	50.262.912
Chile	UF	anual	3,32%	Sin Garantía	-	-	-	38.056	38.056	9.082.180	9.424.296	18.506.476
Totales					-	-	-	6.871.662	6.871.662	30.517.834	50.817.282	81.335.116

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\$	1a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 01-01-2009 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 01-01-2009 M\$
Chile	UF	semestral	3,50%	Sin Garantía	-	-	-	6.587.053	6.587.053	19.307.313	-	19.307.313
Chile	UF	semestral	5,25%	Sin Garantía	-	-	-	450.684	450.684	6.057.196	45.428.972	51.486.168
Chile	UF	anual	3,32%	Sin Garantía	-	-	-	130.387	130.387	4.101.881	8.581.028	12.682.909
Totales					-	-	-	7.168.124	7.168.124	29.466.390	54.010.000	83.476.390

e) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público, Bonos al 30 de junio de 2010, y 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	30 de junio 2010						
					Corriente			No Corriente			
					Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente	
SAESA	BONO SERIE E/ N°397	UF	3,50%	Sin Garantía	-	6.452.080	6.452.080	9.540.972	-	-	9.540.972
SAESA	BONO SERIE F/ N°398	UF	5,25%	Sin Garantía	-	435.803	435.803	8.979.738	41.905.446	-	50.885.184
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	3,32%	Sin Garantía	-	129.576	129.576	9.220.912	9.540.972	-	18.761.884
Totales					-	7.017.459	7.017.459	27.741.622	51.446.418	-	79.188.040

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2009						
					Corriente			No Corriente			
					Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente	
SAESA	BONO SERIE E/ N°397	UF	3,50%	Sin Garantía	-	6.393.630	6.393.630	12.565.728	-	-	12.565.728
SAESA	BONO SERIE F/ N°398	UF	5,25%	Sin Garantía	-	439.976	439.976	8.869.926	41.392.986	-	50.262.912
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	3,32%	Sin Garantía	-	38.056	38.056	9.082.180	9.424.296	-	18.506.476
Totales					-	6.871.662	6.871.662	30.517.834	50.817.282	-	81.335.116

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	01 de enero 2009						
					Corriente			No Corriente			
					Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente	
SAESA	BONO SERIE E/ N°397	UF	3,50%	Sin Garantía	-	6.587.053	6.587.053	19.307.313	-	-	19.307.313
SAESA	BONO SERIE F/ N°398	UF	5,25%	Sin Garantía	-	450.684	450.684	6.057.196	45.428.972	-	51.486.168
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	3,32%	Sin Garantía	-	130.387	130.387	4.101.881	8.581.028	-	12.682.909
Totales					-	7.168.124	7.168.124	29.466.390	54.010.000	-	83.476.390

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 serán destinados al refinanciamiento de las amortizaciones de los bonos Serie E que fueron colocados con cargo a la Línea de Bonos inscrita bajo el número 397.

Con fecha 21 de octubre de 2008, la Sociedad realizó una segunda colocación de bonos Serie G por una suma total de 300.000 Unidades de Fomento para el refinanciamiento de la Serie E. Con fecha 27 de octubre de 2009, la Sociedad realizó una tercera colocación de bonos Serie G por una suma total de 300.000 Unidades de Fomento para el refinanciamiento de la Serie E.

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

g) Otros Aspectos

Las deudas de la Sociedad y filiales incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También hay obligaciones relacionadas con el mantenimiento del control de las empresas eléctricas por parte de la Matriz, así como el mantenimiento de sus activos esenciales (líneas e instalaciones de distribución de la Sociedad, y las respectivas concesiones de distribución asociadas a dichos activos que permitan a la Sociedad y sus filiales en conjunto, tener la capacidad de distribuir a lo menos mil GWh al año). Los contratos regulan los flujos entre compañías relacionadas por conceptos de créditos, con excepción de aquellos con transacciones que se están directamente relacionados 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 individual y consolidado no superior a 1,25 veces.
- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta sobre EBITDA menor a 3,5 veces.

Al 30 de junio de 2010, la Sociedad y sus filiales han dado cumplimiento a estas restricciones. En el caso de los bonos locales, emitidos en unidades de fomento, cuyos covenants financieros están vinculados a los estados financieros bajo CL GAAP en formato FECU, la certificaciones de estos covenants durante el año 2010 se hacen utilizando la mejor asociación de las cuentas FECU con una nueva presentación bajo NIIF, manteniendo el fondo contractual y el sentido de los covenants definidos bajo el anterior formato FECU.

16 Política de Gestión de Riesgos

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

Los principales riesgos a los cuales está expuesto Sociedad Austral de Electricidad S.A. y sus Filiales son los siguientes:

16.1 Riesgo de negocio

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

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

16.1.1 Riesgo Regulatorio

a) Cambio de la regulación

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

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

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

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

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

Actualmente, continúa en el Congreso la tramitación del proyecto de modificación a la Ley Eléctrica en materias relacionadas con la distribución, presentada por el Poder Ejecutivo a fines del año 2007, sin mostrar avances en su tramitación durante el 2009 ni el transcurso de este año.

Se espera que en el corto plazo sea presentado un nuevo proyecto de modificación relacionado con el fomento de la eficiencia energética mediante el desarrollo e implementación de redes inteligentes (smart grid).

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

b) Fijación de tarifas de distribución

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

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El último Decreto de fórmulas tarifarias, que rigen desde noviembre de 2008 hasta octubre de 2012, fue publicado el 8 de abril de 2009. Estas tarifas son fijas, y se ajustan anualmente por un factor de economía de escala (reconociendo las eficiencias que se producen en cada Sociedad producto del aumento de ventas), y por una fórmula de indexación que considera variaciones mensuales de la inflación local, del tipo de cambio y el precio del cobre.

Adicionalmente las tarifas finales a clientes incorporan el costo de la energía contratada por la Sociedad, y que es traspasada al cliente final. Para la filial Edelaysen, las tarifas de venta incorporan en su fórmula precios regulados, que también son fijados cada cuatro años, reflejando en este caso los costos medios de generación en esa zona.

c) Fijación de tarifas de subtransmisión

De acuerdo a la legislación vigente corresponde determinar cada cuatro años el valor anual de los sistemas de subtransmisión, con dos años de diferencia respecto del cálculo del VAD. En enero de 2009 fueron publicadas las fórmulas tarifarias de subtransmisión que regirán desde enero de 2009 hasta noviembre de 2010.

Un nuevo proceso tarifario comenzó durante el 2009, con la finalidad de que los nuevos precios estén determinados y entren a regir hacia fines del 2010

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.

d) Contratos de suministro

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

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

e) Abastecimiento de energía

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

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

- Las Leyes Cortas mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.

- Las acciones que actualmente se encuentra desarrollando el regulador, tendientes a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento de gas argentino.

En la actualidad hay proyectos en construcción por una capacidad aproximada de 1.900 MW, los que podrían entrar en funcionamiento en los próximos 3 años (2010 – 2012).

16.2 Riesgo financiero

La exposición a cambios de variables de mercado, como tasas de interés y tipo de cambio, se encuentra acotada. Por una parte, el 100% de la deuda financiera está estructurada a largo plazo mediante bonos y créditos bancarios, y se encuentra denominada en UF, consistente con el perfil de flujos de la Sociedad y sus filiales.

Por otro lado, cerca del 62% de la deuda financiera de largo plazo está a tasa fija, por lo que la exposición a variaciones en las tasas de interés no es considerada alta por la Administración.

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

16.2.1 Tipo de cambio

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

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 representan estas sociedades como parte de los flujos consolidados de la Sociedad son inferiores al 7%. Las variaciones de patrimonio que puedan tener estas Sociedades por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

16.2.2 Variación UF

El 100% de la deuda financiera está estructurada en UF, consistente con los flujos de la Sociedad y sus filiales.

De los ingresos de la Sociedad un 90% corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía. Las tarifas de ventas incluyen en sus indicadores factores de actualización, tales como el IPC y el IPMN. Debido al tipo de indexación mencionado la Sociedad no administra el riesgo de variación por UF.

16.2.3 Tasa de interés

En la actualidad el 61% 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 de la TAB a la fecha de presentación de estos estados financieros, con respecto a la tasa de la última fijación de los préstamos que posee la Sociedad. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se generaría un mayor gasto financiero por concepto de intereses de MM\$ 175 durante el periodo enero - junio de 2010. 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 es la siguiente:

	30/06/2010	31/12/2009
Tasa Variable	39%	34%
Tasa Fija	61%	66%

16.2.4 Riesgo de liquidez

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

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

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de una correcta administración de los recursos de la Sociedad y sus filiales. Como política, los excedentes de caja diarios son invertidos en instrumentos financieros con el objeto de optimizarlos y poder asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago en las fechas de vencimiento establecidas, las inversiones se realizan en instituciones financieras nacionales, con límites establecidos por institución y en instrumentos financieros de riesgo acotado, de acuerdo con las políticas internas de la Sociedad.

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

16.2.5 Riesgo de crédito

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

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

Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad operacional, se distingue dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otros relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad fidelizar al cliente con una gama más amplia de productos tales como retail y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

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

Respecto de las otras ventas tales como retail, instalaciones eléctricas y construcciones de obras, la Política de la Sociedad y sus filiales establece plazos que van de 12 ó 24 meses, para sus clientes de distribución eléctrica. En lo que respecta a la construcción de obras, que normalmente se construyen a organismos estatales, municipales o grandes clientes, la forma de pago considera cuotas que van de 36 a 96 meses. Estos montos son otorgados bajo condiciones de crédito de mercado y a clientes que cumplan con ciertos estándares de comportamientos históricos sin morosidad.

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

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	0%	33%
181 a 270	40%	66%
271 a 360	66%	66%
361 o más	100%	100%

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

En algunos casos especiales (clientes importante o gubernamentales), la Sociedad evalúa el riesgo de incobrabilidad en base a su comportamiento histórico (estacionalidad de flujos) o condiciones puntuales del mercado. Los montos involucrados en estas evaluaciones no son significativos

Activos de carácter financiero:

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

16.2.6 Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

al 30 de junio de 2010	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar y Derechos por Cobrar	-	53.870.174	-	-	53.870.174
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	623.540	-	-	623.540
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	14.649.728	-	-	-	14.649.728
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	1.010.000	-	-	1.010.000

al 31 de diciembre de 2009	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar y Derechos por Cobrar	-	50.174.866	-	-	50.174.866
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	1.223.173	-	-	1.223.173
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	36.191.457	-	-	-	36.191.457
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	976.000	-	-	976.000

al 01 de enero de 2009	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar y Derechos por Cobrar	-	51.437.619	-	-	51.437.619
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	500.477	-	-	500.477
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	4.057.456	-	-	-	4.057.456
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	1.372.000	-	-	1.372.000

b) Pasivos Financieros

al 30 de junio de 2010	Mantenidos hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Derivados de cobertura M\$	Total M\$
Préstamos que devengan interés	-	110.560.885	-	-	110.560.885
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	32.495.817	-	-	32.495.817
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	14.030.405	-	-	14.030.405

al 31 de diciembre de 2009	Mantenidos hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Derivados de cobertura M\$	Total M\$
Préstamos que devengan interés	-	112.639.673	-	-	112.639.673
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	38.629.764	-	-	38.629.764
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	2.063.493	-	-	2.063.493

al 1 de enero de 2009	Mantenidos hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Derivados de cobertura M\$	Total M\$
Préstamos que devengan interés	-	94.919.695	-	-	94.919.695
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	29.851.580	-	-	29.851.580
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	1.763.511	-	-	1.763.511

16.2.7 Valor Justo de instrumentos financieros

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

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

Activos Financieros - al 30.06.2010	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	846.536	846.536
Saldo en Bancos	1.962.178	1.962.178
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	53.870.174	53.870.174

Pasivos Financieros - al 30.06.2010	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Deuda Bancaria	24.355.386	24.448.730
Bonos	86.205.499	93.105.468
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	32.455.754	32.455.754

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

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

- a) El Costo Amortizado de los Depósitos a Plazo es una buena aproximación del Fair Value, debido a que son operaciones de muy corto plazo (menores a 30 días).
- b) 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 es una buena aproximación del Fair Value.
- c) 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.
- d) El Valor Justo de la Deuda Bancaria y leasing se determinó a través de metodología de análisis de flujo de caja, aplicando las curvas de descuento correspondiente al plazo remanente a la fecha de extinción de la obligación.

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

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

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

17 Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 1 de enero de 2009, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes		
	30/06/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Proveedores por compra de energía	27.982.928	34.990.434	24.729.600
Cuentas por pagar bienes y servicios	3.289.520	2.576.273	4.284.012
Dividendos por pagar a terceros	49.502	99.958	44.698
Cuentas por pagar instituciones fiscales	114.703	110.290	97.099
Otras cuentas por pagar	1.059.164	852.809	696.171
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	32.495.817	38.629.764	29.851.580

18 Provisiones

18.1 Provisiones corrientes

18.1.1 Otras Provisiones a Corto Plazo

a) El desglose de este rubro al 30 de junio de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 1 de enero de 2009, es el siguiente:

Otras provisiones a corto plazo	Provisiones		
	30/06/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	748.787	938.510	541.818
Totales	748.787	938.510	541.818

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante el período 2010 y 2009 es el siguiente:

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 31 de diciembre de 2009	938.510
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	76.803
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(26.014)
Provisión utilizada	(77.115)
Reversos de provisión no utilizada.	(163.397)
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	(189.723)
Saldo final al 30 de junio de 2010	748.787

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 1 de enero de 2009	541.818
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	452.890
Incremento (decremento) en provisiones existentes	120.191
Provisión utilizada	(20.046)
Reversos de provisión no utilizada	(156.343)
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	396.692
Saldo final al 31 de diciembre de 2009	938.510

18.1.2 Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados

a) El desglose de este rubro al 30 de junio de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 1 de enero de 2009, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Provisiones		
	30/06/2010	31/12/2009	01/01/2009
	M\$	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	710.149	785.166	720.208
Provisión por beneficios anuales	1.280.265	2.280.929	1.971.441
Total	1.990.414	3.066.095	2.691.649

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante el período 2010 y 2009 es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Otras Provisiones
Saldo inicial al 31 de diciembre de 2009	3.066.095
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	9.055
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	342.541
Provisión utilizada	(1.427.277)
Reversos de provisión no utilizada.	-
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	(1.075.681)
Saldo final al 30 de junio de 2010	1.990.414

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Otras Provisiones
Saldo inicial al 1 de enero de 2009	2.691.649
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	87.934
Incremento (decremento) en provisiones existentes	450.931
Provisión utilizada	(187.804)
Reversos de provisión no utilizada	-
Otro incremento (decremento)	23.385
Total movimientos en provisiones	374.446
Saldo final al 31 de diciembre de 2009	3.066.095

18.2 Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados

- a) El desglose de las provisiones no corrientes al 30 de junio de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009 es el siguiente:

	30/06/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	2.676.764	2.604.750	2.213.883

- b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante el período 2010 y 2009 es el siguiente:

Provisiones no corriente, por beneficios a los empleados	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2009	2.213.883
Provisión del período	444.388
Pagos en el período	(53.521)
Saldo al 31 de diciembre de 2009	2.604.750
Provisión del período	206.519
Pagos en el período	(134.505)
Saldo al 30 de junio de 2010	2.676.764

- c) Hipótesis actuariales utilizadas

Tasa de descuento (real)	5,0%
Tasa esperada de incrementos salariales (real)	1,5%
Tablas de mortalidad	M-95 H / M-95 M

18.3 Juicios y multas

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

18.3.1 Juicios

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

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapas Procesal	Monto M\$
SAESA	1° Juzgado de Letras de Pto. Montt	2547-2006	Demanda de indemnización de perjuicios por fallecimiento de trabajador de contratista ocurrida en el año 1999. (Hernández con SAESA)	Recurso de casación rechazado. Pendiente cumplimiento por parte del deudor principal	10.499
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	30197	Demanda de indemnización de perjuicios por daños derivados de incendio. (Mancilla con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	20.999
SAESA	1° Juzgado de Letras de Pto. Montt	6743-2007	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en domicilio. (Sanhueza con SAESA)	Proceso en etapa de prueba.	20.999
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4642-MULTA 74	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de sentencia.	11.125
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4643-MULTA 76	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de sentencia.	11.125
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4644-MULTA 73	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de sentencia.	11.125
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4645-MULTA 75	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de sentencia.	11.125
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4646-MULTA 77	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de sentencia.	11.125
SAESA	1° Juzgado de Letras de Osorno	1779-2007	Reclamo sanitario. Accidente laboral	Proceso abandonado. Terminado	7.417
SAESA	Juzgado de Letras de Quellón	258	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de discusión.	779
SAESA	1° Juzgado Laboral de Puerto Montt	85-2008	Demanda laboral subsidiaria (Marchant con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	1.500
SAESA	1° Juzgado Civil de Osorno	1663-2008	Demanda de indemnización de perjuicios. (Ruiz con SAESA)	Demanda rechazada. Proceso terminado	70.000
SAESA	1° Juzgado Civil de Osorno	286-2009	Demanda de indemnización de perjuicios por tendido eléctrico. (Van Der Schraft con SAESA)	Demanda rechazada. Proceso terminado	66.500
SAESA	1° Juzgado de Letras de Osorno	336-2008	Demanda laboral subsidiaria. (Maldonado con EMSEL y SAESA)	Proceso terminado por avenimiento	1.500
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	400-2009	Demanda de indemnización de perjuicios por reposición tardía de suministro. (Chovar con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	23.000
SAESA	5° Juzgado Civil de Santiago	C-33096-2008	Demanda de cobro de pesos por traslado de redes eléctricas. (Fisco con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	22.000
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	2005-2009	Demanda de nulidad de convenio de pago (Procin con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado
SAESA	Juzgado Laboral de Osorno	796-2009	Demanda laboral subsidiaria (Peña y otros con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	4.600
SAESA	Juzgado Laboral de Osorno	557-09	Demanda laboral subsidiaria (Inostroza y otros con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	5.900
SAESA	Juzgado Laboral de Valdivia	09-4-0025580-3	Demanda laboral subsidiaria (Abarzúa y otros con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	7.000
SAESA	Juzgado Laboral de Castro	0-29-2010	Demanda Laboral subsidiaria (Sepúlveda y otros con ALUSA y SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	20.000
SAESA	Juzgado de letras de Castro	36604	Demanda civil extracontractual por accidente de tránsito (Figueroa con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	22.850
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	36301	Demanda civil extracontractual (Pastor Brahm con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	14.000
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	4925-09	Demanda juicio sumario de comodato precario (Avendaño con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	4924-09	Demanda en juicio sumario de comodato precario (Rojas con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	4921-09	Demanda en juicio sumario de comodato precario (González con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado
SAESA	Juzgado Laboral de Valdivia	10- 4-0022311-K	Demanda laboral por responsabilidad subsidiaria (Mayorga con Del Río y SAESA)	Proceso terminado por conciliación	5.360
SAESA	Juzgado Laboral de Puerto Montt	10-4-0021648-2	Demanda laboral por responsabilidad subsidiaria (Mancilla con Maule y SAESA)	Proceso pendiente.	1.800
SAESA	Juzgado de Letras de Lonchoche	8293	Demanda de indemnización de perjuicios en procedimiento especial indígena (Antillanca con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	18.500
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	36604	Demanda de indemnización de perjuicios por responsabilidad extracontractual. (Figueroa con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	22.850
SAESA	1° Juzgado Civil de Osorno	1979-2010	Demanda de indemnización de perjuicios por responsabilidad extracontractual por daños derivados de problemas de voltaje. (González Cárdenas con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	38.350
SAESA	2° Juzgado Civil de Valdivia	356-09	Demanda de indemnización de perjuicios por responsabilidad extracontractual por faenas de roce (Quil con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	23.623
EDELAYSEN	2° Juzgado de Letras de Coyhaique	22.481-04	Demanda de indemnización de perjuicios extracontractual por obras de central hidráulica.	Recursos de casación en la forma y en el fondo rechazados; se confirma fallo que condena al pago de \$ 15.000.000.- Proceso terminado.	222.063
EDELAYSEN	Juzgado de Letras de Chile chico	3588	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio forestal	Proceso pendiente en 1 instancia. Estado de abandono de procedimiento	20.999
EDELAYSEN	Juzgado de letras de Chaitén	005-2008	Demanda de comodato precario	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de discusión.	Indeterminado
EDELAYSEN	Corte de Apelaciones de Coyhaique	011-2010	Reclamo de ilegalidad por multa SEC	Pendiente en primera instancia	3.115
EDELAYSEN	Corte de Apelaciones de Coyhaique	013-2010	Reclamo de ilegalidad por multa SEC	Pendiente en primera instancia	53.400
LUZ OSORNO	1° Juzgado de Letras de Osorno	545-10	Demanda de indemnización de perjuicios extracontractual (Neaguel con Luz Osorno)	Proceso pendiente en 1° instancia	60.000
STS	Corte de apelaciones de Valdivia	087-2010	Reclamo de ilegalidad por multa SEC	Rebajada a 400 UTM.	14.833

Al 30 de junio de 2010, 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 estados financieros, que rodea a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar, que la Sociedad y sus filiales cuentan con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 1.000.

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 los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

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	Montos M\$
SAESA	Res. Ex. 015 DRX de 28.01.10	SEC	Incumplir instrucciones y calidad de servicio.	Recurso de reposición pendiente.	31.521
SAESA	Res. Ex. 070 DRX de 06.05.10	SEC	Instrucciones no cumplidas y tiempo de reposición.	Recurso de reposición pendiente	12.979
Multas pendientes de resolución de años anteriores					
SAESA	Res. Ex. 3620/07/72 de 01.10.07	DIR. TRABAJO	Laborales	Pendiente Recurso de reposición	8.158
SAESA	Res. Ex. 7717/08/20 de 01.01.08	DIR. TRABAJO	Laborales	Pendiente solicitud de invalidación	1.483
SAESA	Res.Ex. 107 de 12.11.07	SEC	Calidad de producto	Reclamo administrativo pendiente.	9.271
SAESA	Res. Ex. 7719/08/31 de 31.03.08	DIR. TRABAJO	Laborales	Pendiente Recurso de reposición	-
SAESA	Res. Ex. 8030/08/39 de 24.04.08	DIR. TRABAJO	Laborales	Multa pendiente de pago	2.225
SAESA	Res. Ex. 1729 de 07.11.08	SEC	Calidad de suministro	Pendiente recurso de reposición	81.879
SAESA	Res. Ex. 312 de 17.02.09	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Recurso de reposición pendiente.	22.250
SAESA	Res. Ex. 138 de 31.08.09	SEC	Mantenimiento	Recurso de reposición pendiente.	27.812
SAESA	Res. Ex. 2263 de 25.11.09	SEC	Índices	Recurso de reposición pendiente.	59.629
EDELAYSEN	Res. Ex. 2266 de 25.11.09	SEC	Índices	Recurso de reposición pendiente.	6.675
EDELAYSEN	Res. Ex. 323 de 17.02.09	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Reclamo de ilegalidad pendiente.	11.125
EDELAYSEN	Res. Ex. 074 de 18.08.09	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Recurso de reposición pendiente.	1.854
LUZ OSORNO	Res. Ex. 234 de 03.07.07	DIR. TRABAJO	Laborales	Pendiente	964

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

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

19 Otros Pasivos no Financieros

El movimiento de este rubro del Estado de Situación Consolidado adjunto durante el período 2010 y 2009 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros corrientes	Saldo al		
	30/06/2010	31/12/2009	01/01/2009
	M\$	M\$	M\$
Obras FNDR	2.954.383	3.229.598	3.627.345
Otras obras de terceros	1.356.292	1.345.286	642.879
Total otros pasivos no financieros corrientes	4.310.675	4.574.884	4.270.224

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

20 Patrimonio

20.1 Patrimonio neto de la Sociedad

20.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 30 de junio de 2010 el capital social de SAESA ascendía a M\$224.724.490, al 31 de diciembre de 2009 ascendía a M\$254.724.490 y al 01 de enero de 2009 ascendía a M\$262.774.773. El capital está representado por 283.851.698 acciones serie A y 8.515.267.088.302 acciones serie B totalmente suscritas y pagadas.

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

20.1.2 Dividendos

La Sociedad no ha pagado dividendos en el período enero - junio 2010 (correspondientes a años anteriores), ni durante el año 2009, debido a que presenta pérdidas acumuladas, según sus balances en PCGA chilenos, los que hasta 2009 eran utilizados para determinar los dividendos a repartir.

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

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

20.1.3 Disminuciones de capital

Con fecha 22 de marzo de 2010 en Junta Extraordinaria de Accionistas se aprobó una disminución de capital de \$30.000.000.000. El Directorio de la Sociedad en sesión celebrada el 13 de abril de 2010 y en uso de las facultades conferidas por la Junta Extraordinaria de Accionistas, acordó dentro de otras materias, materializar el pago de \$0,003522 por acción a partir del 7 de mayo de 2010, lo que significó un pago de \$30.000.000.000.

20.1.4 Otras reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Otras reservas al 30 de junio de 2010 y 2009 son los siguientes:

	Saldo al 1 de enero de 2010 M\$	Cambio en otras reservas	
		Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos M\$	Saldo al 30 de junio de 2010
Diferencias de cambio por conversión	(1.039.618)	401.233	(638.385)
Otras reservas varias	64.830		64.830
Totales	(974.788)	401.233	(573.555)

	Saldo al 1 de enero de 2009 M\$	Cambio en otras reservas	
		Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos M\$	Saldo al 30 de junio de 2009
Diferencias de cambio por conversión	-	(698.644)	(698.644)
Otras reservas varias	64.830		64.830
Totales	64.830	(698.644)	(633.814)

Las Otras reservas varias por M\$64.830, corresponden a diferencias generadas por fusión, para reflejar los cambios en la situación financiera de las empresas involucradas, con sus respectivos activos, entre el 31 de diciembre de 2001 (fecha considerada para los efectos de la preparación de los informes periciales de la Fusión) y el 30 de junio de 2002 (fecha en que se materializó la fusión).

20.1.5 Diferencias de conversión

El detalle de la sociedad filial que presenta diferencias de conversión netas de impuestos al 30 de junio de 2010 y 2009 es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	30/06/2010 M\$	30/06/2009 M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	638.385	698.644
Totales	638.385	698.644

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

20.1.6 Ganancias (Pérdidas) Acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias (Pérdidas) Acumuladas al 30 de junio de 2010 y 2009 son los siguientes:

M\$	Utilidades distribuibles	Revaluación Activo Fijo	Revaluación Intangibles	Efecto revaluación asociadas	Total al 30 de junio de 2010
Saldo Inicial al 01/01/10	(1.198.691)	33.756.460	3.163.381	33.204.055	68.925.205
Realización revaluación	1.070.545	(1.070.545)			0
Resultado del ejercicio	11.455.770				11.455.770
Dividendos	(3.077.124)				(3.077.124)
Totales	8.250.500	32.685.915	3.163.381	33.204.055	77.303.851

M\$	Utilidades distribuibles	Revaluación Activo Fijo	Revaluación Intangibles	Efecto revaluación asociadas	Total al 30 de junio de 2009
Saldo Inicial al 01/01/09	(24.041.797)	35.257.416	3.163.381	33.204.055	47.583.055
Realización revaluación	778.943	(778.943)			0
Resultado del ejercicio	13.895.275				13.895.275
Dividendos	0				0
Totales	(9.367.579)	34.478.473	3.163.381	33.204.055	61.478.330

20.2 Gestión de capital

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

20.3 Restricciones a la disposición de fondos

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

20.4 Participaciones no controladoras

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de terceros en el patrimonio al 30 de junio de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 y resultados al 30 de junio de 2010 y 30 de junio de 2009 es el siguiente:

Interés Minoritario	Participación en filiales			Patrimonio de filiales			Resultado de filiales		Participaciones no controladoras (Patrimonio)			Participaciones no controladoras (Resultado Integral)	
	30/06/2010	31/12/2009	01/01/2009	30/06/2010	31/12/2009	01/01/2009	30/06/2010	30/06/2009	30/06/2010	31/12/2009	01/01/2009	30/06/2010	30/06/2009
	%	%	%	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	6,82030	6,82030	8,18750	57.499.389	56.136.675	53.165.569	1.946.734	2.548.554	3.921.630	3.828.689	4.352.931	132.773	208.663
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	0,10000	0,10000	0,10000	75.712.248	71.494.765	66.817.359	6.024.976	2.747.256	75.712	71.495	66.817	6.025	2.747
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	0,10460	0,10460	0,10460	13.194.955	13.342.175	12.851.571	471.091	543.405	13.802	13.956	13.443	493	568
Sociedad Generadora Austral S.A.	0,10000	0,10000	0,10000	6.354.613	4.918.437	2.376.952	1.477.916	3.399.977	6.355	4.918	2.377	1.478	3.400
TOTALES									4.017.499	3.919.058	4.435.568	140.769	215.378

21 Ingresos

El detalle de este rubro en las Cuentas de Resultados Consolidados al 30 de junio de 2010 y 2009, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	30/06/2010	30/06/2009	01/04/2010	01/04/2009
	M\$	M\$	30/06/2010 M\$	30/06/2009 M\$
Venta de Energía	112.378.581	119.967.675	61.904.340	60.413.492
Ventas de energía	112.378.581	119.967.675	61.904.340	60.413.492
Otras Prestaciones y Servicios	2.323.309	3.553.415	1.178.235	1.721.774
Apoyos	316.238	802.782	158.119	401.391
Arriendo de medidores	470.888	685.695	235.495	328.431
Cortes y reposición	824.032	558.221	455.481	274.405
Pagos fuera de plazo	578.726	1.287.630	278.961	644.954
Otros	133.425	219.087	50.179	72.593
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	114.701.890	123.521.090	63.082.575	62.135.266

Otros Ingresos, por naturaleza	30/06/2010	30/06/2009	01/04/2010	01/04/2009
	M\$	M\$	30/06/2010 M\$	30/06/2009 M\$
Otros Ingresos				
Construcción de obras y trabajos a terceros	1.758.924	1.880.849	989.765	934.743
Venta de materiales y equipos	1.591.315	1.430.586	707.021	1.109.122
Arrendamientos	171.931	157.204	74.592	79.582
Intereses Créditos y Préstamos	164.130	167.164	81.373	75.998
Ingresos Retail	1.235.677	520.049	643.717	306.326
Otros Ingresos	251.048	331.434	172.926	210.562
Total Otros ingresos, por naturaleza	5.173.025	4.487.286	2.669.394	2.716.333

22 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	30/06/2010	30/06/2009	01/04/2010	01/04/2009
	M\$	M\$	30/06/2010 M\$	30/06/2009 M\$
Compras de energía y peajes	78.004.064	86.019.037	41.897.028	42.635.672
Combustibles para generación y materiales	3.867.232	3.384.375	2.057.117	1.723.484
Totales	81.871.296	89.403.412	43.954.145	44.359.156

23 Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	30/06/2010	30/06/2009	01/04/2010	01/04/2009
	M\$	M\$	30/06/2010 M\$	30/06/2009 M\$
Remuneraciones y bonos	4.458.890	4.538.320	2.191.406	2.377.277
Provisión costo de vacaciones	(34.604)	(8.560)	74.409	41.732
Otros costos de personal	530.934	464.452	378.954	333.817
Indemnización por años de servicios	464.539	383.694	156.498	127.805
Activación costo de personal	(462.819)	(485.278)	(241.774)	(286.933)
Totales	4.956.940	4.892.628	2.559.493	2.593.698

24 Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 30 de junio de 2010 y 2009, es el siguiente:

Gasto por Depreciación y Amortización	30/06/2010	30/06/2009	01/04/2010	01/04/2009
	M\$	M\$	30/06/2010 M\$	30/06/2009 M\$
Depreciaciones	4.998.089	4.749.562	2.538.319	2.319.861
Amortizaciones de Intangibles	469.004	84.555	252.919	42.278
Totales	5.467.093	4.834.117	2.791.238	2.362.139

25 Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 30 de junio de 2010 y 2009 es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	30/06/2010	30/06/2009	01/04/2010	01/04/2009
	M\$	M\$	30/06/2010 M\$	30/06/2009 M\$
Operación y Mantenimiento Sistema Eléctrico	2.041.987	2.212.978	1.268.269	1.251.618
Sistema Generación	498.146	414.267	259.253	254.973
Mantenimiento Medidores, Ciclo Comercial	2.264.123	2.355.430	1.109.484	1.292.743
Operación vehículos, Viajes y Viáticos	385.212	373.471	194.773	168.180
Arriendo Maquinarias, Equipos e Instalaciones	2.962	18.447	47	8.277
Provisiones y Castigos	502.805	686.204	366.600	468.099
Gastos de Administración	3.228.037	2.892.401	1.404.196	1.482.755
Otros gastos por naturaleza	1.543.513	1.465.997	888.024	683.568
Total Otros Gastos por Naturaleza	10.466.785	10.419.195	5.490.646	5.610.213

26 Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 30 de junio de 2010 y 2009 es el siguiente:

Ingresos Financieros	30/06/2010	30/06/2009	01/04/2010	01/04/2009
	M\$	M\$	30/06/2010 M\$	30/06/2009 M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	195.369	134.369	32.307	79.029
Otros ingresos financieros	35.040	196.894	11.893	61.121
Total Ingresos Financieros	230.409	331.263	44.200	140.150

Gastos Financieros	30/06/2010	30/06/2009	01/04/2010	01/04/2009
	M\$	M\$	30/06/2010 M\$	30/06/2009 M\$
Gastos por préstamos bancarios	(208.842)	(193.605)	(88.710)	(130.412)
Gastos por bonos	(1.662.749)	(2.031.929)	(864.281)	(1.005.476)
Otros Gastos Financieros	(12.939)	(175.611)	(2.412)	(58.514)
Activación Gastos financieros	199.001	145.698	93.084	50.690
Total Gastos Financieros	(1.685.529)	(2.255.447)	(862.319)	(1.143.712)

Resultado por unidades de reajuste	(1.307.347)	2.159.827	(1.023.471)	183.859
Diferencias de cambio	(437.309)	689.258	(255.812)	469.589
Positivas	650	11.282	(2.899)	(216.093)
Negativas	(437.959)	677.976	(252.913)	685.682
Total Gasto Financiero	(3.430.185)	593.638	(2.141.602)	(490.264)
Total Resultado Financiero	(3.199.776)	924.901	(2.097.402)	(350.114)

27 Información por Segmento

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

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

El negocio de la Sociedad es analizado, desde una perspectiva de asignación de recursos y costos, en términos agregados consolidados a nivel de la Matriz (Inversiones Eléctricas del Sur S.A.). El informe de gestión también incluye un detalle según empresa, que según la Sociedad y para efectos de consistencia trata las participaciones en filiales en una sola línea a valor patrimonial proporcional.

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

ACTIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		ELIMINACIONES		TOTALES	
	30/06/10	31/12/09	30/06/10	31/12/09	30/06/10	31/12/09	30/06/10	31/12/09	30/06/10	31/12/09	30/06/10	31/12/09	30/06/10	31/12/09
ACTIVOS CORRIENTES														
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	10.225.887	27.054.139	436.313	491.111	47.177	29.440	3.364.061	3.929.434	576.290	4.687.333	-	-	14.649.728	36.191.457
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	35.704.546	31.893.983	2.424.699	2.476.418	3.561.664	3.623.846	7.072.442	6.603.975	3.125.098	3.087.014	-	-	51.888.449	47.685.236
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	13.885.243	8.574.499	269.459	330.776	94.033	452.052	2.749.587	647.210	6.878.252	1.442	(23.253.034)	(8.782.806)	623.540	1.223.173
Inventarios	5.654.255	6.168.481	109.846	51.612	762.742	1.011.204	-	-	1.214.842	1.422.374	-	-	7.741.685	8.653.671
Activos por Impuestos Corrientes	924.698	727.521	65.652	-	1.901.401	1.963.691	46.754	207.627	401.871	387.819	-	-	3.340.376	3.286.658
Otros Activos no Financieros, Corrientes	77.433	3.915.645	4.080	10.504	42.337	107.692	19	-	48.704	130.737	-	(3.768.690)	172.573	395.888
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.	66.472.062	78.334.268	3.310.049	3.360.421	6.409.354	7.187.925	13.232.863	11.388.246	12.245.057	9.716.719	(23.253.034)	(12.551.496)	78.416.351	97.436.083
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	66.472.062	78.334.268	3.310.049	3.360.421	6.409.354	7.187.925	13.232.863	11.388.246	12.245.057	9.716.719	(23.253.034)	(12.551.496)	78.416.351	97.436.083
ACTIVOS NO CORRIENTE														
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	-	-	-	-	-	-	-	1.010.000	976.000	-	-	1.010.000	976.000
Otros Activos No Financieros, No Corriente	507	2.462	-	-	59.430	59.430	72.714	67.985	1.059	1.059	-	-	133.710	130.936
Derechos por Cobrar no Corrientes	1.926.873	2.430.573	21.466	20.731	17.609	20.438	-	-	15.777	17.888	-	-	1.981.725	2.489.630
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	148.743.706	141.972.994	-	-	-	-	-	-	-	-	(148.743.706)	(141.972.994)	-	-
Activos Intangibles distintos de la Plusvalía, Neto	6.350.100	6.001.974	24.351	24.351	18.915.626	18.915.816	-	-	47.170	15.402	-	-	25.337.247	24.957.543
Plusvalía	124.944.061	124.944.061	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	124.944.061	124.944.061
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	120.713.332	119.940.338	13.623.708	13.734.083	74.933.797	72.270.659	-	-	51.222.399	52.832.612	-	-	260.493.236	258.777.692
Activos por Impuestos Diferidos	2.650.606	2.742.782	36.587	52.703	53.625	68.820	-	-	115.496	130.210	-	-	2.856.314	2.994.515
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	405.329.185	398.035.184	13.706.112	13.831.868	93.980.087	91.335.163	72.714	67.985	52.411.901	53.973.171	(148.743.706)	(141.972.994)	416.756.293	415.270.377
TOTAL ACTIVOS	471.801.247	476.369.452	17.016.161	17.192.289	100.389.441	98.523.088	13.305.577	11.456.231	64.656.958	63.689.890	(171.996.740)	(154.524.490)	495.172.644	512.706.460

PATRIMONIO Y PASIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		ELIMINACIONES		TOTALES		
	30/06/10	31/12/09	30/06/10	31/12/09	30/06/10	31/12/09	30/06/10	31/12/09	30/06/10	31/12/09	30/06/10	31/12/09	30/06/10	31/12/09	
PASIVOS CORRIENTES															
Otros Pasivos Financieros, Corriente	7.571.194	7.454.803	178.952	176.418	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.750.146	7.631.221
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	20.689.324	22.602.525	993.321	825.352	5.454.043	12.313.141	4.485.123	4.497.474	874.006	2.159.962	-	(3.768.690)	32.495.817	38.629.764	
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	22.451.889	1.355.022	707.367	333.804	11.576.764	7.345.418	1.940.804	1.728.802	606.615	83.253	(23.253.034)	(8.782.806)	14.030.405	2.063.493	
Otras provisiones a corto plazo	470.950	533.635	54.668	144.850	8.686	33.352	-	-	214.483	226.673	-	-	748.787	938.510	
Pasivos por Impuestos corrientes	1.114.173	1.024.574	103.732	157.838	360.576	130.917	246.253	76.596	778.541	173.229	-	-	2.603.275	1.563.154	
Otros pasivos no financieros corrientes	3.448.340	3.472.256	409.756	765.603	103.443	20.745	-	-	349.136	316.280	-	-	4.310.675	4.574.884	
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	1.546.156	2.413.389	44.682	63.377	156.124	226.618	-	-	243.452	362.711	-	-	1.990.414	3.066.095	
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	57.292.026	38.856.204	2.492.478	2.467.242	17.659.636	20.070.191	6.672.180	6.302.872	3.066.233	3.322.108	(23.253.034)	(12.551.496)	63.929.519	58.467.121	
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	57.292.026	38.856.204	2.492.478	2.467.242	17.659.636	20.070.191	6.672.180	6.302.872	3.066.233	3.322.108	(23.253.034)	(12.551.496)	63.929.519	58.467.121	
PASIVOS NO CORRIENTES															
Otros Pasivos Financieros, no Corriente	102.196.151	104.314.655	614.588	693.797	-	-	-	-	-	-	-	-	102.810.739	105.008.452	
Pasivo por Impuestos Diferidos	8.597.836	8.319.618	688.894	655.670	6.769.270	6.722.547	278.784	234.922	3.842.718	3.995.985	-	-	20.177.502	19.928.742	
Otros pasivos no financieros no corrientes	10.872	10.636	232	231	75.711	73.990	-	-	19.020	18.573	-	-	105.835	103.430	
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	2.249.576	2.193.432	25.014	33.174	172.576	161.595	-	-	229.598	216.549	-	-	2.676.764	2.604.750	
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	113.054.435	114.838.341	1.328.728	1.382.872	7.017.557	6.958.132	278.784	234.922	4.091.336	4.231.107	-	-	125.770.840	127.645.374	
PATRIMONIO															
Capital Emitido	224.724.490	254.724.490	10.806.044	10.806.044	13.614.875	13.614.875	3.235.335	3.235.335	37.877.067	37.877.067	(65.533.321)	(65.533.321)	224.724.490	254.724.490	
Ganancias (pérdidas) acumuladas	77.303.851	68.925.205	2.388.911	2.536.131	62.267.612	57.879.890	3.758.302	2.723.761	19.622.322	18.259.608	(88.037.147)	(81.399.390)	77.303.851	68.925.205	
Otras Reservas	(573.555)	(974.788)	-	-	(170.239)	-	(639.024)	(1.040.659)	-	-	809.263	1.040.659	(573.555)	(974.788)	
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora	301.454.786	322.674.907	13.194.955	13.342.175	75.712.248	71.494.765	6.354.613	4.918.437	57.499.389	56.136.675	(152.761.205)	(145.892.052)	301.454.786	322.674.907	
Participaciones No Controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.017.499	3.919.058	4.017.499	3.919.058	
TOTAL PATRIMONIO	301.454.786	322.674.907	13.194.955	13.342.175	75.712.248	71.494.765	6.354.613	4.918.437	57.499.389	56.136.675	(148.743.706)	(141.972.994)	305.472.285	326.593.965	
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	471.801.247	476.369.452	17.016.161	17.192.289	100.389.441	98.523.088	13.305.577	11.456.231	64.656.958	63.689.890	(171.996.740)	(154.524.490)	495.172.644	512.706.460	

Estado Resultados Integrales	01/01/2010 al 30/06/2010	01/01/2009 al 30/06/2009												
	M\$													
Ingresos de Actividades Ordinarias	70.450.383	88.907.352	5.169.011	6.387.044	9.276.423	5.749.982	22.983.072	22.591.807	11.733.039	13.076.879	(4.910.038)	(13.191.974)	114.701.890	123.521.090
Otros ingresos, por Naturaleza	4.497.259	3.636.154	116.051	80.367	346.028	486.539	13.728	20.260	199.959	263.966	-	-	5.173.025	4.487.286
Total de Ingresos	74.947.642	92.543.506	5.285.062	6.467.411	9.622.451	6.236.521	22.996.800	22.612.067	11.932.998	13.340.845	(4.910.038)	(13.191.974)	119.874.915	128.008.376
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(55.364.748)	(70.687.505)	(4.066.954)	(5.020.228)	(79.408)	(610.186)	(20.753.455)	(19.202.794)	(6.516.769)	(7.074.673)	4.910.038	13.191.974	(81.871.296)	(89.403.412)
Margen de Contribución	19.582.894	21.856.001	1.218.108	1.447.183	9.543.043	5.626.335	2.243.345	3.409.273	5.416.229	6.266.172	-	-	38.003.619	38.604.964
Gastos por Beneficios a los Empleados	(3.696.636)	(3.679.301)	(125.420)	(134.700)	(449.606)	(413.939)	-	-	(685.278)	(664.688)	-	-	(4.956.940)	(4.892.628)
Gasto por Depreciación y Amortización	(3.229.340)	(2.680.695)	(233.214)	(265.214)	(960.170)	(901.068)	-	-	(1.044.369)	(987.140)	-	-	(5.467.093)	(4.834.117)
Otros Gastos por Naturaleza	(7.688.868)	(7.403.235)	(302.120)	(395.598)	(926.097)	(1.011.881)	(21.558)	(60.934)	(1.528.142)	(1.547.547)	-	-	(10.466.785)	(10.419.195)
Resultado de Explotación	4.968.050	8.092.770	557.354	651.671	7.207.170	3.299.447	2.221.787	3.348.339	2.158.440	3.066.797	-	-	17.112.801	18.459.024
Otras Ganancias (Pérdidas)	(14.532)	(11.208)	-	(753)	(638)	-	-	-	(1.757)	(3.327)	-	-	(16.927)	(15.288)
Ingresos Financieros	230.421	326.622	2.752	16.026	120	6.492	24.424	2.089	83.208	75.353	(110.516)	(95.319)	230.409	331.263
Costos Financieros	(1.784.857)	(2.252.823)	(8.481)	(31.400)	(657)	(266)	(342)	(54.606)	(1.708)	(11.671)	110.516	95.319	(1.685.529)	(2.255.447)
Participación en Ganancia (pérdidas) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	9.779.948	9.023.814	-	-	-	-	-	-	-	-	(9.779.948)	(9.023.814)	-	-
Diferencias de Cambio	650	8.687	(51)	-	(24.792)	2.595	(411.599)	684.747	(1.517)	(6.771)	-	-	(437.309)	689.258
Resultados por Unidades de Reajuste	(1.308.127)	2.209.071	(9.492)	16.199	1.827	2.599	1.489	(25.030)	6.956	(43.012)	-	-	(1.307.347)	2.159.827
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto	11.871.553	17.396.933	542.082	651.743	7.183.030	3.310.867	1.835.759	3.955.539	2.243.622	3.077.369	(9.779.948)	(9.023.814)	13.896.098	19.368.637
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(415.783)	(3.501.658)	(70.991)	(108.338)	(1.158.054)	(563.611)	(357.843)	(555.562)	(296.888)	(528.815)	-	-	(2.299.559)	(5.257.984)
Ganancia (pérdida) de Operaciones Continuas	11.455.770	13.895.275	471.091	543.405	6.024.976	2.747.256	1.477.916	3.399.977	1.946.734	2.548.554	(9.779.948)	(9.023.814)	11.596.539	14.110.653
Ganancia (pérdida)	11.455.770	13.895.275	471.091	543.405	6.024.976	2.747.256	1.477.916	3.399.977	1.946.734	2.548.554	(9.779.948)	(9.023.814)	11.596.539	14.110.653

28 Hechos Posteriores

En sesión celebrada el 08 de julio de 2010, el Directorio de la filial Sistema de Transmisión del Sur S.A., acordó el pago de un dividendo provisorio de \$150 por acción, el que se pagará en dinero en efectivo e imputará a las utilidades del ejercicio del presente año 2010, con cargo a los resultados de dicho ejercicio, lo que significará un pago total de \$1.500.000.000 por este concepto. El dividendo señalado se pagará a partir del día 30 de julio de 2010, a los accionistas que figuren inscritos en el Registro de Accionistas al quinto día hábil anterior a la fecha de pago.

Con fecha 31 de julio del 2010, se publicó en el Diario Oficial la Ley N°20.442 para la Reconstrucción Nacional. Dicha Ley establece un aumento de la tasa de impuesto a la renta para los años comerciales 2011 y 2012 (a un 20% y 18.5%, respectivamente).

Se estima que los efectos en impuestos diferidos que se reversarán en dichos años respecto de los calculados a la actual tasa del 17%, al 30 de junio de 2010, no son significativos para la Sociedad y sus filiales.

En el período comprendido entre el 1 de julio de 2010 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros, no han ocurrido otros hechos significativos que afecten a los mismos

29 Medio Ambiente

El detalle de los gastos medioambientales efectuados al 30 de junio de 2010 y 2009 es el siguiente:

Empresa que efectúa el desembolso	Concepto del desembolso	30/06/2010 M\$	30/06/2009 M\$
SAESA	Evaluación planes de manejo	1.101	5.745
SAESA	Asesorías medioambientales	999	1.742
SAESA	Otros gastos medioambientales	291	225
STS	Asesorías medioambientales	154	215
STS	Otros gastos medioambientales	36	17
EDELAYSEN	Disposicion Final Residuos peligrosos(auditorias)	2.034	1.685
EDELAYSEN	Asesorías medioambientales	293	78
EDELAYSEN	Otros gastos medioambientales	141	20
	Totales	5.049	9.727

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

30 Garantías Comprometidas con Terceros

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

Las garantías entregadas al 30 de junio de 2010 son las siguientes según beneficiario relevante:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Tipo de garantía			Fecha Liberación de Garantía		
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Valor garantía (M\$)	2010 (M\$)	2011 (M\$)	2012 (M\$)
Vialidad Región de Los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	-	-	-	-
Vialidad Región de Los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	56.086	15.729	40.357	-
Vialidad Región de Los Lagos	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	1.420	-	1.420	-
Gobierno Regional Los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción FNDR	Boleta de garantía	Pesos	4.091.726	2.396.138	1.534.041	161.547
Gobierno Regional Los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción FNDR	Boleta de garantía	UF	7.215	7.215	-	-
Gobierno Regional Los Lagos	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción FNDR	Boleta de garantía	Pesos	714.444	-	714.444	-
Gobierno Regional de la Araucanía	Saesa	Garantiza obra en construcción FNDR	Boleta de garantía	Pesos	23.396	23.396	-	-
Gobierno Regional de Los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción FNDR	Boleta de garantía	Pesos	89.597	-	89.597	-
Ilustre Municipalidad de Puerto Montt	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Bulnes	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	35.546	35.546	-	-
Ilustre Municipalidad de Chaitén	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	3.000	3.000	-	-
Ilustre Municipalidad de Llanquihue	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.000	4.000	-	-
Ilustre Municipalidad de Maullín	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	3.500	3.500	-	-
Ilustre Municipalidad de Quellón	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	33.526	33.526	-	-
Sociedad Concesionaria S.a.	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	21.126	21.126	-	-
Ruta de la Araucanía Soc. Conc.	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	2.000	2.000	-	-
Rut de los Ros Soc. Conc.	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	2.000	2.000	-	-
Tecnored	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	1.202	-	1.202	-
Dirección Nacional de Aeropuertos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	7.576	-	7.576	-
Serviu	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	1.862	-	-	1.862
TOTAL					5.099.223	2.547.178	2.388.637	163.409

31 Caucciones Obtenidas de Terceros

Al 30 de junio de 2010 la Sociedad y sus filiales han recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar principalmente cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, respectivamente por un total de M\$8.749.635.

32 Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

30/06/2010										
RUT	NOMBRE	PAÍS ORIGEN	RELACIÓN DE LA NATURALEZA	TIPO MONEDA	ACTIVOS CORRIENTES M\$	ACTIVOS NO CORRIENTES M\$	PASIVOS CORRIENTES M\$	PASIVOS NO CORRIENTES M\$	INGRESOS ORDINARIOS M\$	GANANCIA (PÉRDIDA) NETA M\$
96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	6.409.354	93.980.087	17.659.636	7.017.557	9.276.423	6.024.976
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	12.245.057	52.411.901	3.066.233	4.091.336	11.733.039	1.946.734
96.531.500-4	COMPañIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	3.310.049	13.706.112	2.492.478	1.328.728	5.169.011	471.091
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	13.232.863	72.714	6.672.180	278.784	22.983.072	1.477.916

31/12/2009										
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	7.187.925	91.335.163	20.070.191	6.958.132	13.185.826	6.810.855
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	9.716.719	53.973.171	3.322.108	4.231.107	24.785.281	4.177.704
96.531.500-4	COMPañIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	3.360.421	13.831.868	2.467.242	1.382.872	12.020.324	1.253.298
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	11.388.246	67.985	6.302.872	234.922	39.941.079	3.582.144

33 Información Adicional sobre Deuda Financiera

a) Prestamos bancarios

- Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente				No Corriente				Corriente				No Corriente				Corriente				No Corriente			
			Vencimiento		Total Corriente al 30/06/2010	Vencimiento		Total No Corriente al 30/06/2010	Vencimiento		Total Corriente a 31/12/2009	Vencimiento		Total No Corriente al 31/12/2009	Vencimiento		Total Corriente a 01/01/2009	Vencimiento		Total No Corriente al 01/01/2009						
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años		Más de Cinco Años	Uno a Tres Meses		Tres a Doce Meses	Uno a Tres Años		Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años		Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años			
Chile	UF	2,37%	-	391.148	391.148	2.250.405	712.236	-	2.962.641	-	762.310	762.310	2.222.884	703.524	-	2.926.408	-	958.159	958.159	2.329.562	2.780.564	-	5.110.126			
Chile	UF	0,90%	-	97.000	97.000	16.409.942	5.324.668	-	21.734.610	-	390.710	390.710	16.733.696	5.284.433	-	22.018.129	-	200.639	200.639	6.052.691	16.235.598	-	22.288.289			
Total			-	488.148	488.148	18.660.347	6.036.904	-	24.697.251	-	1.153.020	1.153.020	18.956.580	5.987.957	-	24.944.537	-	1.158.798	1.158.798	8.382.253	19.016.162	-	27.398.415			

- 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				Corriente				No corriente			
						Vencimiento		Total corriente	Vencimiento		Total no corriente	Vencimiento		Total corriente	Vencimiento		Total no corriente	Vencimiento		Total corriente	Vencimiento		Total no corriente						
						Uno a tres meses	Tres a doce Meses		30/06/2010	Uno a tres años		Tres a cinco años	Más de cinco años		30/06/2010	Uno a tres meses		Tres a doce Meses	31/12/2009		Uno a tres años	Tres a cinco años		Más de cinco años	31/12/2009	Uno a tres meses	Tres a doce Meses	01/01/2009	Uno a tres años
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	BANCO SECURITI	UF	2,37%	2,37%	-	72.186	72.186	413.218	131.522	-	544.740	-	142.716	142.716	408.165	129.914	-	538.079	-	177.135	177.135	428.058	269.283	-	697.341			
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	BANCO SECURITI	UF	2,37%	2,37%	-	29.241	29.241	162.909	48.547	-	211.456	-	55.929	55.929	160.917	47.953	-	208.870	-	63.611	63.611	170.089	101.145	-	271.234			
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITI	UF	2,37%	2,37%	-	39.242	39.242	223.679	71.800	-	295.479	-	66.570	66.570	220.943	70.922	-	291.865	-	97.173	97.173	232.046	1.466.856	-	1.698.902			
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITI	UF	2,37%	2,37%	-	2.713	2.713	15.707	4.986	-	20.693	-	5.384	5.384	15.515	4.925	-	20.440	-	6.718	6.718	16.236	10.216	-	26.452			
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITI	UF	2,37%	2,37%	-	7.236	7.236	41.729	13.282	-	55.011	-	14.368	14.368	41.219	13.120	-	54.339	-	17.915	17.915	43.173	27.194	-	70.367			
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITI	UF	2,37%	2,37%	-	6.331	6.331	36.515	11.622	-	48.137	-	12.564	12.564	36.068	11.479	-	47.547	-	15.676	15.676	37.777	23.795	-	61.572			
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITI	UF	2,37%	2,37%	-	2.514	2.514	14.554	4.620	-	19.174	-	4.989	4.989	14.376	4.563	-	18.939	-	6.226	6.226	15.045	9.465	-	24.510			
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITI	UF	2,37%	2,37%	-	4.522	4.522	26.176	8.310	-	34.486	-	8.974	8.974	25.856	8.208	-	34.064	-	11.197	11.197	27.059	17.025	-	44.084			
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITI	UF	2,37%	2,37%	-	2.980	2.980	18.402	5.581	-	23.983	-	5.914	5.914	18.177	5.512	-	23.689	-	7.378	7.378	18.750	11.572	-	30.322			
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITI	UF	2,37%	2,37%	-	5.290	5.290	32.670	9.907	-	42.577	-	10.499	10.499	32.270	9.786	-	42.056	-	13.100	13.100	33.288	20.545	-	53.833			
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITI	UF	2,37%	2,37%	-	109.665	109.665	632.526	201.325	-	833.851	-	217.639	217.639	624.791	198.863	-	823.654	-	271.555	271.555	654.401	412.199	-	1.066.600			
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITI	UF	2,37%	2,37%	-	109.229	109.229	632.320	200.734	-	833.054	-	216.774	216.774	624.587	198.279	-	822.866	-	270.475	270.475	653.640	411.269	-	1.064.909			
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO ESTADO	UF	0,90%	0,90%	-	97.000	97.000	16.409.942	5.324.668	-	21.734.610	-	390.710	390.710	16.733.696	5.284.433	-	22.018.129	-	200.639	200.639	6.052.691	16.235.598	-	22.288.289			
Total						-	488.148	488.148	18.660.347	6.036.904	-	24.697.251	-	1.153.020	1.153.020	18.956.580	5.987.957	-	24.944.537	-	1.158.798	1.158.798	8.382.253	19.016.162	-	27.398.415			

b) Bonos

- Resumen de Bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente				No Corriente				Corriente				No Corriente								
			Vencimiento		Total Corriente al 30/06/2010	Vencimiento		Total No Corriente al 30/06/2010	vencimiento		Total Corriente al 31/12/2009	Vencimiento		Total No Corriente al 31/12/2009	vencimiento		Total Corriente al 01/01/2009	Vencimiento		Total No Corriente al 01/01/2009			
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años		Más de Cinco Años	Uno a Tres Meses		Tres a Doce Meses	Uno a Tres Años		Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años		Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años
Chile	UF	3,50%	-	3.456.206	3.456.206	13.273.061	-	-	13.273.061	-	6.882.375	6.882.375	13.110.745	-	-	13.110.745	3.664.390	3.608.549	7.272.939	20.479.016	-	-	20.479.016
Chile	UF	2,59%	-	1.318.647	1.318.647	10.866.298	25.631.694	42.737.936	79.235.928	-	2.605.022	2.605.022	10.733.414	25.318.246	42.215.296	78.266.956	1.334.178	1.334.178	2.668.356	8.005.026	26.718.381	48.114.100	82.837.507
Chile	UF	2,88%	-	183.187	183.187	3.729.884	16.359.587	-	20.089.471	-	180.946	180.946	3.684.271	16.159.526	-	19.843.797	-	944.097	944.097	556.033	556.891	3.248.673	4.361.597
Total			-	4.958.040	4.958.040	27.869.243	41.991.281	42.737.936	112.598.460	-	9.668.343	9.668.343	27.528.430	41.477.772	42.215.296	111.221.498	4.998.568	5.886.824	10.885.392	29.040.075	27.275.272	51.362.773	107.678.120

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de interés nominal	30/06/2010										31/12/2009										01/01/2009									
								Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente					
								Menos de 90 Días	Más de 90 Días	Total corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 Días	Más de 90 Días	Total corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 Días	Más de 90 Días	Total corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente									
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile			UF	3,50%	3,50%	-	3.456.206	3.456.206	13.273.061	-	-	13.273.061	-	6.882.375	6.882.375	13.110.745	-	-	13.110.745	3.664.390	3.608.549	7.272.939	20.479.016	-	-	20.479.016									
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile			UF	2,59%	2,59%	-	1.318.647	1.318.647	10.866.298	25.631.694	42.737.936	79.235.928	-	2.605.022	2.605.022	10.733.414	25.318.246	42.215.296	78.266.956	1.334.178	1.334.178	2.668.356	8.005.026	26.718.381	48.114.100	82.837.507									
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile			UF	2,88%	2,88%	-	183.187	183.187	3.729.884	16.359.587	-	20.089.471	-	180.946	180.946	3.684.271	16.159.526	-	19.843.797	-	944.097	944.097	556.033	556.891	3.248.673	4.361.597									
Total								-	4.958.040	4.958.040	27.869.243	41.991.281	42.737.936	112.598.460	-	9.668.343	9.668.343	27.528.430	41.477.772	42.215.296	111.221.498	4.998.568	5.886.824	10.885.392	29.040.075	27.275.272	51.362.773	107.678.120									

34 Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	30/06/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
ACTIVOS CORRIENTES					
Efectivo y Equivalentes Al efectivo	Dólares	Pesos chileno	16.013	24.743	37.964
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			16.013	24.743	37.964

35 Fusión por Incorporación de Saesa en Los Lagos II

En Junta General Extraordinaria de Accionistas celebrada el día 26 de marzo de 2010 se acordó aprobar la fusión por incorporación de Saesa en Inversiones Los Lagos II, sociedad anónima cerrada, sujeta al cumplimiento de las siguientes condiciones suspensivas y copulativas:

- (i) la inscripción de Los Lagos II en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros y/o en aquel otro Registro que determine la Superintendencia de Valores y Seguros, y
- (ii) la autorización de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para transferir las concesiones de distribución de energía eléctrica y otras de Saesa a Los Lagos II.

Como consecuencia de la fusión, Inversiones Los Lagos II S.A., como entidad sobreviviente, adquirirá todos los activos y pasivos de Saesa conforme al balance auditado y demás estados financieros auditados al 31 de diciembre de 2009, sucediéndola en todos sus derechos y obligaciones. Con motivo de la fusión se incorporará a Inversiones Los Lagos II S.A. la totalidad del patrimonio y accionistas de Saesa, la que quedará disuelta sin necesidad de liquidación. La fusión propuesta, de ser aprobada, tendrá efecto y vigencia contable y financiera a partir del 1 de enero de 2010.

En dicha Junta se aprobó, sobre la base de los valores patrimoniales de Saesa y Los Lagos II indicados en los informes periciales preparados para efectos de la fusión la relación de canje en virtud de la cual los accionistas de Saesa, al materializarse la fusión, recibirán 1,057525696 acciones en Los Lagos II por cada acción de Saesa de que sean titular. Como consecuencia de lo anterior, los accionistas minoritarios de Saesa mantendrán la misma participación porcentual que tenían en Saesa en Los Lagos II fusionada beneficiándose de un aumento patrimonial, al ser Los Lagos II una empresa de mayor patrimonio.

Los accionistas disidentes de dicho acuerdo, conforme a lo dispuesto en la Ley 18.046 y su Reglamento, tuvieron plazo para ejercer su derecho a retiro a partir de la fecha de celebración de la Junta Extraordinaria y hasta el 26 de abril de 2010 inclusive.

A la fecha de cierre de los presentes estados financieros las condiciones suspensivas indicadas no se han cumplido, razón por la que aún no se materializa la fusión.

36 Hechos ocurridos después de la fecha del estado de situación financiera

Oficio ordinario N° 25.000 de la Superintendencia de Valores y Seguros:

Los presentes estados financieros han sido reemitidos y por lo tanto reemplazan a aquellos que fueron aprobados por su Directorio, e informados al mercado, con fecha 10 de Septiembre de 2010. La citada reemisión surge como consecuencia del Oficio N°25.000 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile de fecha 29 de noviembre de 2010, comunicación que solicitó a la Sociedad, en lo sustancial, reclasificación de la presentación del ajuste de primera aplicación por revaluaciones como costo atribuido de las Propiedades plantas y equipos e Intangibles distintos a la Plusvalía presentados en el rubro "Superávit de revaluación" del "Estado de Cambios en el Patrimonio" al rubro "Ganancias (pérdidas) acumuladas". Las modificaciones efectuadas no afectan de manera alguna la razonabilidad de los estados financieros previamente emitidos.