

**Estados Financieros Consolidados
Intermedios**

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

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

Miles de pesos

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES REVISIÓN DE ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS

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

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

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


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

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

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



Septiembre 09, 2011



Alberto Lemaitre
RUT: 6.303.649-8

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Situación Financiera
 Al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010
 (En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Activos Corrientes en Operación			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	4	22.088.088	19.238.590
Otros Activos Financieros, Corriente	5	659.219	102.765
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	6	85.877.789	78.922.855
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	7	159.701	109.576
Inventarios	8	12.592.853	12.316.127
Activos por Impuestos Corrientes	9	6.977.284	7.923.348
Otros Activos no Financieros, Corrientes		405.095	935.480
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.		128.760.029	119.548.741
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		128.760.029	119.548.741
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros Activos Financieros, No Corriente	10	7.454.967	7.662.431
Otros Activos No Financieros, No Corriente		137.634	137.617
Derechos por Cobrar No Corrientes	6	6.029.945	4.210.451
Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía, Neto	11	30.107.682	29.488.827
Plusvalía	12	231.445.466	231.445.466
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	13	423.377.486	416.068.015
Activos por Impuestos Diferidos	14	10.138.947	7.891.634
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		708.692.127	696.904.441
TOTAL ACTIVOS		837.452.156	816.453.182

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Situación Financiera
 Al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010
 (En miles de pesos)

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Pasivos Corrientes en Operación			
Otros Pasivos Financieros, Corriente	15	56.823.678	25.392.072
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	17	54.711.603	46.684.748
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	7	35.489.578	21.941.230
Otras Provisiones a Corto Plazo	18	912.959	1.058.877
Pasivos por Impuestos Corrientes	9	3.237.085	4.117.136
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	19	12.066.939	11.689.877
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	18	2.709.160	4.609.671
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		165.951.002	115.493.611
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		165.951.002	115.493.611
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	15	260.642.975	288.641.438
Pasivo por Impuestos Diferidos	14	16.086.996	32.409.307
Otros Pasivos No Financieros No Corrientes		1.256.923	721.694
Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados	18	5.337.900	5.003.829
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		283.324.794	326.776.268
PATRIMONIO			
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora			
Capital Emitido	20	340.106.755	340.106.755
Ganancias (pérdidas) Acumuladas		17.228.997	22.261.900
Otras Reservas	20	25.097.121	6.480.405
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		382.432.873	368.849.060
Participaciones No Controladoras	20	5.743.487	5.334.243
TOTAL PATRIMONIO		388.176.360	374.183.303
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		837.452.156	816.453.182

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

Por los períodos terminados al 30 de junio de 2011 y al 30 de junio de 2010

(En miles de pesos)

Estado Resultados Integrales	NOTA	01/01/2011 al 30/06/2011 M\$	01/01/2010 al 30/06/2010 M\$	01/04/2011 al 30/06/2011 M\$	01/04/2010 al 30/06/2010 M\$
Ganancia (Pérdida)					
Ingresos de Actividades Ordinarias	21	195.262.466	153.786.549	113.101.076	83.361.136
Otros ingresos, por Naturaleza	21	10.928.947	11.866.347	5.875.887	8.236.959
Materias Primas y Consumibles Utilizados	22	(149.716.747)	(106.872.387)	(89.703.924)	(56.276.461)
Gastos por Beneficios a los Empleados	23	(8.456.522)	(8.671.043)	(4.599.901)	(4.609.397)
Gasto por Depreciación y Amortización	24	(7.981.106)	(8.570.822)	(4.136.978)	(4.116.528)
Otros Gastos por Naturaleza	25	(18.879.853)	(17.876.386)	(10.155.761)	(8.418.316)
Otras Ganancias (Pérdidas)		99.296	(20.498)	25.608	(12.918)
Ingresos Financieros	26	32.944	517.096	(70.858)	143.333
Costos Financieros	26	(5.940.586)	(6.789.028)	(3.199.470)	(3.445.213)
Diferencias de Cambio	26	(15.245)	(338.513)	(13.500)	(166.102)
Resultados por Unidades de Reajuste	26	(6.282.319)	(3.838.811)	(4.511.892)	(3.090.357)
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto		9.051.275	13.192.504	2.610.287	11.606.136
Gasto por Impuestos a las Ganancias	14	(1.820.116)	(2.733.131)	(308.141)	(2.203.917)
Ganancia (pérdida) de Operaciones Continuas		7.231.159	10.459.373	2.302.146	9.402.219
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas					
Ganancia (pérdida)		7.231.159	10.459.373	2.302.146	9.402.219
Ganancia (pérdida), atribuible a					
Ganancia (pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora		7.054.566	10.288.488	2.214.684	9.310.706
Ganancia (pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras	20	176.593	170.885	87.462	91.513
Ganancia (pérdida)		7.231.159	10.459.373	2.302.146	9.402.219
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Continuas	\$/acción	98,5535	143,7319	30,9395	130,0721
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Discontinuas	\$/acción	-	-	-	-
Ganancia (pérdida) por Acción Básica	\$/acción	98,5535	143,7319	30,93951	130,07213
Ganancia (pérdida) por Acción Diluida Procedente de Operaciones Continuas	\$/acción	-	-	-	-
Ganancia (pérdida) por Acción Básica	\$/acción	-	-	-	-

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

Por los períodos terminados al 30 de junio de 2011 y al 30 de junio de 2010

(En miles de pesos)

Estado del Resultado Integral	NOTA	01/01/2011 al 30/06/2011 M\$	01/01/2010 al 30/06/2010 M\$	01/04/2011 30/06/2011 M\$	01/04/2010 30/06/2010 M\$
Ganancia (Pérdida)		7.231.159	10.459.373	2.302.146	9.402.219
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos					
Diferencias de cambio por conversión					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de Impuestos	20	50.384	2.006.617	(551.791)	1.155.197
Otro resultado integral, antes de Impuestos, diferencias de cambio por conversión		50.384	2.006.617	(551.791)	1.155.197
Coberturas del flujo de efectivo					
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos	20	311.080	-	240.227	-
Otro resultado integral, antes de Impuestos, coberturas del flujo de efectivo		311.080	-	240.227	-
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		361.464	2.006.617	(311.564)	1.155.197
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral					
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado in	20	(58.870)	-	(44.699)	-
Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado		(58.870)	-	(44.699)	-
Otro Resultado Integral		302.594	2.006.617	(356.263)	1.155.197
Resultado Integral Total		7.533.753	12.465.990	1.945.883	10.557.416
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral Atribuible a los propietarios de la Controladora		7.356.407	12.293.482	1.858.269	10.464.971
Resultado integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		177.346	172.508	87.614	92.445
Resultado Integral Total		7.533.753	12.465.990	1.945.883	10.557.416

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estado de cambios en el patrimonio

Por los períodos terminados al 30 de junio de 2011 y al 30 de junio de 2010

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Cambio en otras reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total	
				Superavit de Revaluación	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas					
Saldo Inicial al 01/01/2011	340.106.755	-	-	-	(4.501.599)	175.086	-	-	10.806.918	6.480.405	22.261.900	368.849.060	5.334.243	374.183.303
Ajustes de Períodos Anteriores														
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Períodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	340.106.755	-	-	-	(4.501.599)	175.086	-	-	10.806.918	6.480.405	22.261.900	368.849.060	5.334.243	374.183.303
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia (pérdida)											7.054.566	7.054.566	176.593	7.231.159
Otro resultado integral					50.331	251.510			301.841			301.841	753	302.594
Resultado integral												7.356.407	177.346	7.533.753
Dividendos											(12.081.928)	(12.081.928)		(12.081.928)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios														
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios									18.314.875	18.314.875	(5.541)	18.309.334	231.898	18.541.232
Incremento (disminución) por cambios en la participación de subsidiarias que no implique pérdida de control														
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	50.331	251.510	-	-	18.314.875	18.616.716	(5.032.903)	13.583.813	409.244	13.993.057
Saldo Final al 30/06/2011	340.106.755	-	-	-	(4.451.268)	426.596	-	-	29.121.793	25.097.121	17.228.997	382.432.873	5.743.487	388.176.360

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	340.106.755	-	-	-	(1.996.176)	-	-	-	10.806.918	8.810.742	14.034.309	362.951.806	5.499.056	368.450.862
Ajustes de Períodos Anteriores														
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Períodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	340.106.755	-	-	-	(1.996.176)	-	-	-	10.806.918	8.810.742	14.034.309	362.951.806	5.499.056	368.450.862
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia (pérdida)											10.288.488	10.288.488	170.885	10.459.373
Otro resultado integral					2.004.994				2.004.994			2.004.994	1.623	2.006.617
Resultado integral												12.293.482	172.508	12.465.990
Dividendos											(3.095.534)	(3.095.534)		(3.095.534)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios														
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios											35.050	35.050	(132.805)	(97.755)
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto											19	19		19
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	2.004.994	-	-	-	-	2.004.994	7.228.023	9.233.017	39.703	9.272.720
Saldo Final al 30/06/2010	340.106.755	-	-	-	8.818	-	-	-	10.806.918	10.815.736	21.262.332	372.184.823	5.538.759	377.723.582

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Flujos de Efectivo Directo
 Por los períodos terminados al 30 de junio de 2011 y al 30 de junio de 2010
 (En miles de pesos)

Estado de flujos de efectivo directo	01/01/2011 30/06/2011	al 01/01/2010 30/06/2010
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		
Clases de cobros por actividades de operación	237.857.100	185.315.440
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios	237.813.230	179.542.063
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas	-	3.818.877
Otros cobros por actividades de operación	43.870	1.954.500
Clases de pagos	(210.735.412)	(162.873.139)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(198.284.188)	(152.796.119)
Pagos a y por cuenta de los empleados	(7.779.645)	(7.737.198)
Otros pagos por actividades de operación	(4.671.579)	(2.339.822)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)	1.014.399	(1.491.687)
Otras entradas (salidas) de efectivo	1.343.298	213.726
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	29.479.385	21.164.340
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo	4.450	60.906
Compras de propiedades, planta y equipo	(18.600.193)	(17.164.007)
Intereses recibidos	504.053	255.119
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(18.091.690)	(16.847.982)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		
Préstamos de entidades relacionadas	14.700.000	-
Pagos de préstamos	(614.595)	(8.742.485)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	(115.666)	(14.683.000)
Dividendos pagados	(14.015.155)	(164.786)
Intereses pagados	(8.467.069)	(10.175.340)
Otras entradas (salidas) de efectivo	-	(30.010)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(8.512.485)	(33.795.621)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	2.875.210	(29.479.263)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(25.712)	26.365
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(25.712)	26.365
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	2.849.498	(29.452.898)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	19.238.590	51.482.041
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	22.088.088	22.029.143

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

ÍNDICE

1. Información General y Descripción del Negocio	10
2. Resumen de 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.....	15
2.9. Bases de conversión.....	15
2.10. Compensación de saldos y transacciones	16
2.11. Propiedades, planta y equipo	16
2.12. Activos intangibles	17
2.12.1. Plusvalía comprada	17
2.12.2. Servidumbres	17
2.12.3. Programas informáticos.....	17
2.12.4. Gastos de investigación y desarrollo	17
2.13. Deterioro de los activos	17
2.14. Arrendamientos.....	18
2.15. Instrumentos financieros.....	19
2.15.1. Activos financieros no derivados	19
2.15.2. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	20
2.15.3. Pasivos financieros no derivados	20
2.15.4. Derivados y operaciones de cobertura	20
2.15.5. Instrumentos de patrimonio	21
2.16. Inventarios	21
2.17. Otros pasivos financieros.....	21
2.17.1. Ingresos diferidos	21
2.17.2. Subvenciones estatales.....	21
2.17.3. Obras en construcción para terceros.....	21
2.18. Provisiones	22
2.19. Beneficios del personal.....	22
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	23
2.23. Ganancias por acción	23
2.24. Dividendos.....	23
2.25. Estado de flujos de efectivo	24
3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	24
3.1. Generación eléctrica	24
3.2. Transmisión y subtransmisión	25
3.3. Distribución	26
3.4. Marco regulatorio	27
3.4.1. Aspectos generales	27
3.4.2. Ley Corta I.....	27
3.4.3. Ley Corta II.....	28
3.4.4. Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	29
4. Efectivo y Equivalentes al Efectivo.....	30
5. Otros activos financieros corrientes	30
6. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar	31
7. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas.....	32
7.1. Accionistas.....	32
7.2. Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	32
7.3. Directorio y personal clave de la gerencia	33
8. Inventarios.....	34
9. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	35

10. Otros Activos Financieros no Corrientes	35
11. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	36
12. Plusvalía.....	37
13. Propiedades, Planta y Equipos	38
14. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos	40
14.1. Impuesto a la renta	40
14.2. Impuestos diferidos.....	41
15. Otros Pasivos Financieros	42
16. Política de Gestión de Riesgos	46
16.1. Riesgo Regulatorio.....	46
16.2. Riesgo financiero.....	49
16.2.1. Tipo de cambio.....	49
16.2.2. Variación UF	49
16.2.3. Tasa de interés	49
16.2.4. Riesgo de liquidez.....	50
16.2.5. Riesgo de crédito	50
16.2.6. Instrumentos financieros por categoría	52
16.2.7. Instrumentos derivados.....	52
16.2.8. Valor justo de instrumentos financieros	53
17. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	54
18. Provisiones.....	55
18.1. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	55
18.2. Otras provisiones a corto plazo	55
18.3. Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados	57
18.4. Juicios y multas	58
19. Otros pasivos no financieros corrientes	60
20. Patrimonio	61
20.1. Patrimonio neto de la Sociedad	61
20.1.1. Capital suscrito y pagado	61
20.1.2. Dividendos.....	61
20.1.3. Otras reservas.....	61
20.1.4. Diferencias de conversión	62
20.1.5. Ganancias (pérdidas) Acumuladas	62
20.2. Gestión de capital	62
20.3. Restricciones a la disposición de fondos	62
20.4. Patrimonio de participaciones no controladores	63
21. Ingresos	63
22. Materias Primas y Consumibles Utilizados	64
23. Gastos de Personal.....	64
24. Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro.....	64
25. Otros Gastos por Naturaleza.....	64
26. Resultados Financieros.....	65
27. Información por Segmento	65
28. Hechos Posteriores	70
29. Medio Ambiente	70
30. Garantías Comprometidas con Terceros, Otros Activos Financieros no Corrientes	71
30.1. Garantías comprometidas con terceros.....	71
31. Cauciones Obtenidas de Terceros	71
32. Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo.....	72
33. Información Adicional sobre Deuda Financiera	73
34. Moneda Extranjera	75

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados financieros consolidados Intermedios

Al 30 de junio de 2011

(En miles de pesos)

1. Información General y Descripción del Negocio

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

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

La Sociedad es el vehículo a través del cual el fondo canadiense Ontario Teachers' Pension Plan Board y Morgan Stanley Infrastructure Partners controlan las empresas del Grupo Saesa. Los sectores en los que participa la Sociedad y sus filiales son distribución, transmisión, transformación, generación y comercialización de energía eléctrica.

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

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

Las sociedades filiales indirectas inscritas en el Registro de Entidades Informantes son: Compañía Eléctrica Osorno S.A., Luz Osorno, inscrita con el número 116, Empresa Eléctrica de Aysén S.A., Edelayesen, inscrita con el número 28, y Sistema de Transmisión del Sur S.A., STS, inscrita con el número 114.

Las sociedades filiales indirectas no inscritas son: Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A., Sagesa, y Sociedad Generadora Austral S.A., SGA.

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

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

La filial Sagesa es una empresa generadora que opera desde la Región del Bío Bío a la Región de Los Lagos. Básicamente, posee una central gas/diesel de 46,7 MW y 33 centrales diesel con una potencia instalada de 95,4 MW. Parte de la energía generada por esta empresa se comercializan en el mercado spot del CDEC-SIC a través de la filial SGA y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado, la otra parte se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel y Luz Osorno).

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

2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

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

Los estados financieros consolidados intermedios de la Sociedad y sus filiales, han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (En adelante NIIF ó IFRS por sus siglas en inglés). Para estos fines, las IFRS comprenden las normas emitidas por el Consejo Internacional de Normas de Contabilidad (International Accounting Standard Board “IASB” en inglés) y las interpretaciones emitidas por el Comité Internacional de Interpretaciones sobre Informes Financieros (“IFRIC” en inglés), y aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 09 de septiembre de 2011.

2.2. Nuevos pronunciamientos contables

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

Enmiendas a NIIFs	Fecha de aplicación obligatoria
NIC 24, Revelación de Partes Relacionadas	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011
NIC 32, Clasificación de Derechos de Emisión	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de febrero de 2010
Mejoras a NIIFs Mayo 2010 – colección de enmiendas a siete Normas Internacionales de Información Financiera	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011
Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
CINIF 19, Extinción de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2010
Enmiendas a Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
CINIF 14, El límite sobre un activo por beneficios definidos, requerimientos mínimos de fondeo y su interacción	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011

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

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

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

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 9, Instrumentos Financieros	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 10, Estados Financieros Consolidado	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 11, Acuerdos Conjuntos	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 12, Revelaciones de Participaciones en Otras Entidades	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 13, Mediciones de Valor Razonable	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
Enmiendas a NIIFs	Fecha de aplicación obligatoria
NIC 1, Presentación de Estados Financieros – Presentación de Componentes de Otros Resultados Integrales	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2012
NIC 12, Impuestos diferidos - Recuperación del Activo Subyacente	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2012
NIC 19, Beneficios a los empleados (2011)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 1 (Revisada), Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera – (i) Eliminación de Fechas Fijadas para Adoptadores por Primera Vez – (ii) Hiperinflación Severa	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2011.
NIIF 7, Instrumentos Financieros: Revelaciones - Revelaciones - Transferencias de Activos Financieros	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2011

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

2.3. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

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

En la preparación de los estados financieros consolidados intermedios se requiere el uso de estimaciones y supuestos que afectarán los montos a reportar de activos y pasivos a la fecha de los estados financieros y los montos de ingresos y gastos durante el período de reporte. La Administración de la Sociedad y filiales, 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 son los siguientes:

- **Vida útil económica de activos:** La vida útil de los bienes de propiedades, planta y equipo que son utilizadas para propósitos del cálculo de la depreciación, es determinada en base a estudios técnicos preparados por especialistas externos e internos. Adicionalmente, se utilizan estos estudios para nuevas adquisiciones de bienes de propiedades, planta y equipo, o cuando existen indicadores que las vidas útiles de estos bienes deben ser cambiadas.
- **Deterioro de activos:** La Sociedad y sus filiales revisan el valor libro de sus activos tangibles e intangibles, para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no puede ser recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro. En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo efectivo independiente son agrupados en una Unidad Generadora de Efectivo (“UGE”) a la cual pertenece el activo. El monto recuperable de estos activos o UGE, es medido como el mayor valor entre su valor razonable y su valor libro.

- **Estimación de deudores incobrables y existencias obsoletas:** La Sociedad y sus filiales han estimado el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar y de la obsolescencia de inventario, para lo que 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 ella. 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 año.

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

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

2.4. Período cubierto

Los presentes estados financieros consolidados intermedios comprenden los estados de situación financiera de Eléctricas y filiales al 30 de junio de 2011 y al 31 de diciembre de 2010 y los resultados de sus operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por el periodo al 30 de junio de 2011 y al 30 de junio de 2010.

2.5. Bases de preparación

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

2.6. Entidades filiales

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

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

RUT	NOMBRE SOCIEDAD	PAIS	MONEDA FUNCIONAL	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN			
				DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL	TOTAL
96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	93,1797%	93,1797%	93,1797%
96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	DÓLAR ESTADOUNIDENSE	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
96.956.660-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. (*)	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	0,0000%	0,0000%	99,9899%
96.986.780-K	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A. (*)	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	0,0000%	0,0000%	99,2610%
77.683.400-9	SOCIEDAD AUSTRAL DE GENERACION Y ENERGIA CHILE S.A.	CHILE	DÓLAR ESTADOUNIDENSE	0,1000%	99,8987%	99,9987%	99,9987%
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA.	CHILE	DÓLAR ESTADOUNIDENSE	0,0000%	99,9249%	99,9249%	99,9249%
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA.	CHILE	PESO CHILENO	99,9974%	0,0000%	99,9974%	99,9974%
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX Lagos II S.A.)	CHILE	PESO CHILENO	0,0004%	99,9156%	99,9160%	99,9227%
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A. (EX Lagos III S.A.)	CHILE	PESO CHILENO	0,0008%	99,1907%	99,1916%	99,9227%

(*) En mayo de 2011 se produjo la fusión por absorción de las filiales SAESA (Ex Lagos II) y FRONTEL (Ex Lagos III) con sus respectivas filiales (Antigua Saesa y Antigua Frontel).

Tal como indica la tabla anterior, a junio 2011, respecto de diciembre de 2010, no se produjeron otros cambios significativos en las participaciones en sociedades incluidas en la consolidación.

2.7. Principios de consolidación y combinación de negocios

Las Sociedades y sus 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 las empresas del Grupo.

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

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno.

La moneda funcional de las filiales se distribuye como sigue:

Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Dólar Estadounidense
Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Ex Lagos II S.A.)	Peso Chileno
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Ex Lagos III S.A.)	Peso Chileno
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Dólar Estadounidense
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 la Nota 2.7.

2.9. Bases de conversión

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional se consideran transacciones en moneda extranjera. Las operaciones que realiza cada sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el 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.

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 a valores vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros, según el siguiente detalle:

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

2.10. Compensación de saldos y transacciones

Como norma general, en los estados financieros no se compensan ni los activos ni los pasivos, ni los ingresos ni los gastos, salvo aquellos casos en que la compensación sea requerida o esté permitida por alguna norma y esta presentación sea el reflejo del fondo de la transacción.

2.11. Propiedades, planta y equipo

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

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

- Los costos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de 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\$524.583 por el período terminado al 30 de junio de 2011 y a M\$440.323 por el período terminado al 30 de junio de 2010.
- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso, ascendieron a M\$921.948 por el período terminado al 30 de junio de 2011 y a M\$713.873 por el período terminado al 30 de junio de 2010.
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad y sus filiales deberán hacer frente, en relación con la obligación de cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. La Sociedad y sus filiales revisan anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

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, consideran que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos.

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

	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificio	40-80
Plantas y equipos :	
Lineas y redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	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 es inicialmente medido al costo y, posteriormente, medido al costo menos cualquier pérdida por deterioro, en el caso de existir.

2.12.2. Servidumbres

Estos activos intangibles corresponden a servidumbres de paso. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente a su costo de adquisición y, posteriormente, se valorizan a su costo neto de las pérdidas por deterioro, que en su caso hayan experimentado. Los activos de vida útil indefinida no se amortizan.

2.12.3. Programas informáticos

Estos activos intangibles corresponden a aplicaciones informáticas y su reconocimiento contable se realiza inicialmente a su costo de adquisición y, posteriormente, se valorizan a su costo neto de las 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 año en que ocurren.

2.13. Deterioro de los activos

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

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

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

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

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

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

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

Cuando el monto recuperable de la UGE es menor al valor libro de las unidades generadoras de efectivo a las que se le ha asignado la plusvalía, se reconoce una pérdida por deterioro.

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

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

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

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

Respecto de otros activos financieros, principalmente inversiones, la Sociedad y sus filiales tienen políticas para administrar el riesgo de deterioro, que exigen un riesgo mínimo a los instrumentos colocados y una jerarquía para aprobaciones.

2.14. Arrendamientos

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

Los arrendamientos financieros en los que el Grupo actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo y un pasivo por el mismo monto, igual al valor razonable del bien arrendado, o bien, si éste fuera menor, al valor actual de los pagos mínimos por el arrendamiento. Posteriormente, los pagos mínimos por arrendamiento se asignan entre gasto

financiero y reducción de la obligación. El cargo financiero se asigna a cada período pendiente durante el plazo del arrendamiento, de modo que se obtenga una tasa de interés constante, sobre el saldo de la obligación.

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

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

2.15. Instrumentos financieros

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

2.15.1. Activos financieros no derivados

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

a) Instrumentos mantenidos al vencimiento

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

b) Préstamos y cuentas por cobrar

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

a.1) Coberturas de valor razonable

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

a.2) Coberturas de flujo de caja

Consisten en la designación de instrumentos de coberturas destinados a compensar la exposición a la variabilidad en los flujos de caja de un activo, un pasivo (como un swap

simple para fijar los intereses a pagar sobre una deuda a tasa fluctuante), una transacción futura prevista altamente probable de ejecutar o una proporción de los mismos, en la medida que dicha variabilidad: i) sea atribuible a un riesgo en particular; y, ii) pueda afectar las pérdidas y ganancias futuras.

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

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

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

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

2.15.5. Instrumentos de patrimonio

Un instrumento de patrimonio es cualquier contrato que ponga de manifiesto una participación residual en los activos de una entidad una vez deducidos todos sus pasivos. Los instrumentos de patrimonio emitidos por la Sociedad y filiales se registran al monto de la contraprestación recibida, netos los costos directos de emisión. Actualmente, la Sociedad sólo tiene emitidos acciones ordinarias serie A y serie B.

2.16. Inventarios

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

2.17. Otros pasivos financieros

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 cumplirá con todas las condiciones establecidas.

Las subvenciones estatales relacionadas con activos, se deducen del valor libro al cual se ha contabilizado el activo correspondiente y se reconocen en el estado de resultados 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 entidad espera desprenderse de recursos que implican beneficios económicos y en el que existe incertidumbre del monto y momento de cancelación, se registran en el estado financiero como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima que la Sociedad y sus filiales tendrán que desembolsar para cancelar la obligación.

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

2.19. Beneficios del personal

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 al Grupo. Estos supuestos incluyen una tasa de descuento de 4,05% anual real, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

El importe de los pasivos actuariales netos devengados al cierre del período se presenta en el ítem "Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados".

2.20. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

En el caso que existieran obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo esté asegurado a discreción de la Sociedad, 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 determina como la suma del impuesto corriente de las distintas empresa que conforman la consolidación y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del período, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones o agregados. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria

generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen.

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

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

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

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

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

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 y filiales no han realizado ningún tipo de operación de potencial efecto dilusivo que suponga una ganancia por acción diluida diferente a la ganancia básica por acción.

2.24. 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.

2.25. Estado de flujos de efectivo

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

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

3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

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

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

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

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

3.1. Generación eléctrica

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

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

- a) **Mercado de los grandes clientes:** A este grupo pertenecen aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Aquellos clientes con potencia entre 0,5 MW y 2 MW pueden optar por ser tratados como clientes libres. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos cuatro años.

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

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

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

En los Sistemas Medianos cuya operación está en manos de Edelayesen, como son Aysén, Palena y Carrera, existe una serie de condiciones que los diferencian de los anteriores. Como por ejemplo, que son operados por empresas que administran tanto las instalaciones de generación como las de transmisión y distribución (integradas verticalmente). En estos sistemas eléctricos los costos de generación y transmisión son determinados por un estudio específico realizado cada cuatro años.

3.2. Transmisión y subtransmisión

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

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

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

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

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

3.3. Distribución

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

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

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

a) *Clientes Regulados*

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

- Precio Nudo Equivalente: Este componente refleja el costo medio de compra de energía y potencia a las generadoras, el cual es traspasado a los clientes finales por medio de las empresas distribuidoras. Este precio es definido semestralmente y con ocasión de la entrada en vigencia de un nuevo contrato de suministro licitado, o bien, cuando el valor indexado de los precios licitados experimenten una variación superior al 10%.
- Cargo Único de Transmisión Troncal: A los clientes con una potencia inferior a 2 MW se les aplicará un cargo único por transmisión troncal, en proporción a sus consumos de energía. El Sistema de Transmisión Troncal se divide en dos zonas, un Área de Influencia Común (AIC), la que es financiada en 80% por las inyecciones (generación) y en 20% por los retiros (clientes). Las instalaciones troncales que no pertenecen al AIC se financiarán entre inyecciones y retiros, según el sentido de los flujos esperados.
- Valor Agregado de Distribución ("VAD"): Componente del precio que incluye el costo de capital de los activos de distribución determinados por el Valor Nuevo de Reemplazo, o VNR, además de los costos de administración, el mantenimiento y la operación de los sistemas, los costos por facturación y atención de clientes y las pérdidas medias en las que se ha incurrido por concepto de distribución. Los valores por los conceptos mencionados corresponden a los de un modelo de empresa eficiente.

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

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

b) Clientes Libres

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

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

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

Adicionalmente, las empresas distribuidoras reciben ingresos por los servicios asociados al suministro de electricidad o que se presten en mérito de la calidad de concesionario de servicio público (SSAA), entre los que se incluyen el arriendo de medidores, corte y reposición de servicio, apoyo a empresas de telecomunicaciones y cargo por cancelación fuera de plazo como algunos de los más relevantes. Las tarifas por este tipo de servicios son fijadas cada 4 años, se determinan con ocasión de cada nuevo proceso tarifario de VAD. Durante el año 2009 se publicaron las nuevas tarifas de los SSAA, las que permanecerán vigentes hasta su próxima revisión, con ocasión del proceso tarifario de VAD del año 2012.

3.4. Marco regulatorio

3.4.1. Aspectos generales

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

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

3.4.2. Ley Corta I

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

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

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

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

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

- **Subtransmisión:** Los peajes por el uso del Sistema de Subtransmisión se determinan cada cuatro años sobre la base de costos medios de inversión, operación y mantenimiento de instalaciones adaptadas a la demanda. El costo anual de inversión será calculado considerando una rentabilidad de 10% sobre el valor de las instalaciones y su vida útil. Los estudios de subtransmisión para determinar el valor de inversión, los costos de administración, operación, mantención y pérdidas, son desarrollados por consultores contratados por las empresas con bases definidas por la CNE, quien luego emitirá un informe técnico con las observaciones y correcciones que determine.
 - **Transmisión Adicional:** Son consideradas instalaciones adicionales las que no clasifican en alguno de los 2 tipos descritos anteriormente. Corresponden a instalaciones dedicadas a satisfacer las demandas de un número reducido de clientes importantes o bien, a la evacuación de un grupo de centrales. Las tarifas por el uso de los Sistemas de Transmisión Adicionales serán determinadas por contratos entre los usuarios y los respectivos propietarios de dichas instalaciones.
- b) **Límite de potencia instalada para clientes libres:** A contar de marzo del año 2006, los clientes con potencia instalada entre 0,5 MW y 2 MW pueden elegir el régimen tarifario (libre o regulada) que les aplicará por períodos mínimos de cuatro años. Esta opción deberá comunicarse con un año de anticipación. El límite podrá ser rebajado por el Ministerio.
- c) **Peajes de distribución:** Para abastecer a clientes libres que usen instalaciones de distribución. El peaje de distribución se ha definido como un valor igual al VAD de la distribuidora más un ajuste por precio de compra en las barras de inyección al sistema de distribución.
- d) **Panel de Expertos:** Se crea un órgano permanente para la resolución de conflictos, que resolverá las discrepancias entre las empresas que forman parte del sistema eléctrico y entre éstas y la autoridad respecto de un conjunto acotado de materias.
- e) **Precio Nudo:** El precio nudo se aplicará en sistemas de más de 200 MW de capacidad instalada. El cálculo de dicho precio nudo incluirá un cargo único por el uso del Sistema de Transmisión Troncal y los costos de la subtransmisión. La banda para la fijación del precio nudo en torno al precio de clientes libres se redujo de +/-10% a +/- 5% y se aplica sobre el precio de energía.
- f) **Servicios complementarios:** Los Centros de Despacho Económico de Carga deberán operar, administrar y valorizar la prestación de servicios complementarios para coordinar una operación confiable y económica del sistema eléctrico.
- g) **Sistemas Medianos:** Se definen como Sistemas Medianos, los sistemas eléctricos que posean una capacidad instalada de generación superior a 1,5 MW e inferior a 200 MW. La tarificación de estos sistemas se hace en base al Costo Total de Largo Plazo (CTLP).

3.4.3. Ley Corta II

La Ley Corta II se originó para hacer frente a la crisis del gas natural argentino, sumada a la falta de inversiones en el sector de generación y a la inexistencia de las empresas generadoras en participar en las licitaciones de suministro de las empresas distribuidoras. Los principales cambios introducidos fueron:

- a) **Obligación de suministro:** Las compañías de distribución eléctrica deberán disponer permanentemente del suministro de energía que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para, a lo

menos, los próximos tres años.

- b) **Licitaciones para el suministro:** Las distribuidoras deberán realizar licitaciones públicas, abiertas y no discriminatorias de largo plazo para el suministro de energía de sus clientes regulados, de acuerdo a bases aprobadas por la CNE. Las licitaciones podrán hacerse en forma conjunta entre distintas compañías de distribución.
- c) **Traspaso de precios a clientes finales:** Las distribuidoras deberán traspasar a sus clientes regulados los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros, conforme a sus respectivos contratos. En caso de que el precio promedio de una concesionaria sobrepase en más de un 5% el precio promedio del sistema, el sobreprecio será absorbido por todos los clientes regulados del sistema.
- d) **Estabilidad en precios:** Si el precio de nudo de largo plazo indexado experimenta una variación de más de 10% entre las fijaciones, éste será ajustado y los precios promedio de cada distribuidora volverán a ser calculados.
- e) **Ajuste a precios de mercado:** Si se producen diferencias significativas entre el precio de mercado, calculado sobre los precios medios de clientes libres y precio de nudo de largo plazo, y el precio teórico, calculado sobre el precio de nudo informado por la CNE, el precio de nudo deberá ser ajustado.
- f) **Regulación de demanda de clientes regulados:** Los generadores tienen la posibilidad de pactar reducciones o aumentos temporales en el consumo de energía con cualquier consumidor a cambio de compensaciones.

3.4.4. Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

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

- a) **Comisión Nacional de Energía (“CNE”):** Se encarga fundamentalmente del buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional. Específicamente, la CNE es responsable de diseñar las normas del sector y del cálculo de las tarifas. Adicionalmente, actúa como ente técnico e informa al Panel de Expertos cuando se presentan divergencias entre los miembros del CDEC o cuando se presentan diferencias en los procesos de fijación de precios, entre otras materias.
- b) **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (“SEC”):** Organismo descentralizado, encargado de fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas relativas a generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. Adicionalmente, es quien otorga concesiones provisionales y verifica la calidad de los servicios prestados.
- c) **Ministerio de Energía:** Institución creada a partir del año 2010 a cargo de fijar los precios nudo, peajes de transmisión y subtransmisión y tarifas de distribución. Además, otorga las concesiones definitivas, previo informe de la SEC.
- d) **Centros de Despacho Económico de Carga (“CDEC”):** Organismos integrados por las principales empresas generadoras y transmisoras de cada sistema eléctrico, que regulan el funcionamiento coordinado de las centrales generadoras y líneas de transmisión, que funcionan interconectadas en el correspondiente sistema eléctrico.

4. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

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

Efectivo y equivalentes al efectivo	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Efectivo en Caja	1.592.679	2.512.048
Saldo en Bancos	1.594.298	2.815.714
Otros instrumentos de renta fija	18.901.111	13.910.828
Totales	22.088.088	19.238.590

Los Otros Instrumentos de renta fija corresponden a una cartera de instrumentos de renta fija, tales como fondos mutuos, bonos de empresas y otros instrumentos de renta fija, de plazo inferior a tres 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.

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

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

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	21.978.868	19.125.552
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	109.220	113.038
Totales		22.088.088	19.238.590

5. Otros activos financieros corrientes

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

Otros activos financieros corriente	Moneda	30/06/2011	31/12/2010
		Corriente M\$	Corriente M\$
Depósito a plazo en garantía (*)	USD	102.662	102.765
Derivado (**)	UF	556.557	
Totales		659.219	102.765

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

(**) Ver nota 16.2.7

6. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

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

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	30/06/2011		31/12/2010	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	73.218.776	1.731.979	64.876.217	1.526.290
Otras cuentas por cobrar, bruto	22.159.085	4.819.922	23.434.360	3.148.239
Totales	95.377.861	6.551.901	88.310.577	4.674.529

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	30/06/2011		31/12/2010	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	65.995.304	1.731.979	57.839.829	1.526.290
Otras cuentas por cobrar, neto	19.882.485	4.297.966	21.083.026	2.684.161
Totales	85.877.789	6.029.945	78.922.855	4.210.451

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 30 de junio de 2011 es de M\$91.907.734 y al 31 de diciembre de 2010 es de M\$83.133.306.

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

- b) La Sociedad y sus filiales de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con lo que establece la ley, están obligadas a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A junio de 2011 la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a más de 713 mil clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo Cliente	Cantidad Miles	Participación ventas %
Residencial	639	40%
Comercial	45	25%
Industrial	5	21%
Otros	24	14%
Total	713	100%

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

- c) Al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010 el análisis de los deudores por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados, es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados pero no deteriorados	31-06-11	31-12-10
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	17.378.071	15.543.203
Con vencimiento entre tres y seis meses	1.714.711	1.659.236
Con vencimiento entre seis y doce meses	591.275	734.690
Con vencimiento mayor a doce meses	194.240	147.578
Total	19.878.297	18.084.707

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

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	3%	33%
181 a 270	34%	66%
271 a 360	67%	66%
361 o más	100%	100%

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

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

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 01 de enero de 2010	4.530.003
Aumentos (disminuciones) del período	5.389.585
Montos castigados	(67.788)
Saldo al 31 de diciembre 2010	9.851.800
Aumentos (disminuciones) del período	439.809
Montos castigados	(269.581)
Saldo al 30 junio de 2011	10.022.028

Durante diciembre 2010, la Administración de la Sociedad y sus asesores legales concluyeron que existía riesgo de incobrabilidad de una cuenta por cobrar en el extranjero (Estados Unidos), perteneciente a la filial indirecta SAGESA, relacionada con anticipos entregados para la confección de planta y equipos, debido a problemas de solvencia económica por parte del proveedor. Como consecuencia de ello se contabilizó una provisión de M\$2.660.637, con cargo a resultados de ese período. Actualmente la Sociedad ha iniciado gestiones judiciales para intentar el recupero de este valor.

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

7. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

7.1. Accionistas

El detalle de los accionistas mayoritarios de la Sociedad al 30 de junio de 2011, es el siguiente:

Accionistas	Número de Acciones		Total	Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Grupo SAESA	60	71.581.000	71.581.060	99,9999%
MSIP Condor SpA	40		40	0,0001%
Total	100	71.581.000	71.581.100	

7.2. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Las transacciones entre la Sociedad y sus filiales, corresponden a operaciones habituales del giro en cuanto a su objeto y condiciones. Estas transacciones han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se incluyen en esta Nota.

Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están

fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

La compra y venta de materiales se realiza a valores de precio medio de bodega.

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

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

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes

RUT	Sociedad	Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	30/06/2011		31/12/2010	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	150.147	-	89.476	-
76.024.762-6	MSIP CONDOR HOLDING SPA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	7.387	-	17.952	-
76.833.170-7	ANDESCAN SPA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.167	-	2.148	-
Totales							159.701	-	109.576	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes

RUT	Sociedad	Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	30/06/2011		31/12/2010	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.784.296	-	2.784.296	-
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Chile	Préstamos en Cuentas Corrientes	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	23.695.633	-	9.328.604	-
76.024.762-6	MSIP CONDOR HOLDING SPA	Chile	Préstamos en Cuentas Corrientes	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	3.788.493	-	2.958.653	-
76.833.170-7	ANDESCAN SPA	Chile	Préstamos en Cuentas Corrientes	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	3.101.991	-	2.958.653	-
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.119.069	-	3.910.733	-
76.024.762-6	MSIP CONDOR HOLDING SPA	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	96	-	291	-
Totales							35.489.578	-	21.941.230	-

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados

RUT	Sociedad	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	30/06/2011 M\$	30/06/2010 M\$
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Matriz	Préstamos en Cuentas Corrientes	(467.377)	(981.705)
76.833.170-7	ANDESCAN SPA	Matriz	Préstamos en Cuentas Corrientes	(143.385)	(59.533)
76.024.762-6	MSIP CONDOR HOLDING SPA	Matriz	Préstamos en Cuentas Corrientes	(142.774)	(60.019)

7.3. Directorio y personal clave de la gerencia

La Sociedad y sus filiales son administradas por un Directorio compuesto por seis miembros, los que permanecen por un periodo de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. En abril de 2011 se efectuó la renovación del Directorio, por un período de dos años.

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

No existen saldos pendientes por cobrar y pagar entre la Sociedad, y sus respectivos Directores

b) Remuneración del Directorio

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

El beneficio corresponde al pago de UF 5 a cada Director de la Sociedad, para el período abril 2011 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2012.

Los Directores señores John Watt, Kevin David Kerr, Stacey Purcell, y Adil Rahmathulla, 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 Eléctricas. Sólo los Directores Jorge Lesser García-Huidobro e Iván Díaz Molina recibieron su remuneración.

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

Director	30/06/2011 M\$	30/06/2010 M\$
Pedro Pablo Errázuriz	54	1.471
Iván Díaz-Molina	218	-
Jorge Lesser García-Huidobro	649	-
Totales	921	1.471

c) Durante el período enero-junio 2011 y 2010, la Sociedad no ha realizado pagos a empresas relacionadas con Directores.

d) Compensaciones del personal clave de la gerencia

La Sociedad no tiene ejecutivos directamente remunerados por ella.

8. Inventarios

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

Clases de inventario	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Materiales de operación y mantenimiento	10.315.193	8.974.170
Materiales en tránsito	1.192.009	1.067.960
Existencias retail	872.425	925.932
Petróleo	1.132.258	2.102.552
Provisión por obsolescencia	(919.032)	(754.487)
Totales	12.592.853	12.316.127

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

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

Inventarios utilizados durante el período según gasto	30/06/2011	30/06/2010	01/04/2011	01/04/2010
	M\$	M\$	30/06/2011 M\$	30/06/2010 M\$
Materias primas y consumibles utilizados	23.369.379	6.405.064	12.460.276	3.602.530
Otros gastos por naturaleza (*)	1.067.996	978.470	576.933	108.228
Total	24.437.375	7.383.534	13.037.209	3.710.758

(*) Materiales utilizados para el mantenimiento del Sistema eléctrico

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 30 de junio de 2011 ascienden a M\$5.624.735 (M\$4.788.408 en 2010) y los materiales utilizados en FNDR al 30 de junio de 2011 ascienden a M\$247.197 (M\$320.411 en 2010).

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó a M\$164.545 para el período enero-junio 2011, M\$135.373 para el período enero-junio de 2010, M\$81.743 para el período abril-junio 2011 y M\$109.719 para el período abril-junio de 2010.

9. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

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

	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Impuesto renta por recuperar	3.820.530	3.121.824
IVA Crédito fiscal por recuperar	82.357	195.771
Crédito por utilidades absorbidas	2.599.824	4.282.011
Crédito Sence	-	43.423
Diesel por recuperar	474.573	280.319
Totales	6.977.284	7.923.348

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

	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Impuesto a la renta	1.105.679	1.737.188
Iva Débito fiscal	2.019.256	2.312.285
Otros	112.150	67.663
Totales	3.237.085	4.117.136

10. Otros Activos Financieros no Corrientes

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

Otros activos financieros no corriente	30/06/2011	31/12/2010
	No Corriente M\$	No Corriente M\$
Crédito por Impuesto Ley Austral	372.496	1.069.333
Impuesto específico por recuperar	7.082.471	6.593.098
Totales	7.454.967	7.662.431

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

11. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

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

Activos intangibles neto	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
--------------------------	-------------------	-------------------

Activos intangibles identificables, neto	30.107.682	29.488.827
Servidumbres	26.921.214	26.921.214
Software	3.186.468	2.567.613

Activos intangibles bruto	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
---------------------------	-------------------	-------------------

Activos intangibles identificables, bruto	31.956.388	30.816.563
Servidumbres	26.921.214	26.921.214
Software	5.035.174	3.895.349

Amortización activos intangibles	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
----------------------------------	-------------------	-------------------

Activos intangibles identificables	(1.848.706)	(1.327.736)
Servidumbres	-	-
Software	(1.848.706)	(1.327.736)

El detalle y movimiento del activo intangible al 30 de junio de 2011 es el siguiente:

Movimiento año 2011		Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Servidumbres neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2011		2.567.613	26.921.214	29.488.827
Movimientos	Adiciones	1.143.573	-	1.143.573
	Retiros	-	-	-
	Gastos por amortización	(524.718)	-	(524.718)
	Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	-	-	-
	Total movimientos	618.855	-	618.855
Saldo final al 30 de junio de 2011		3.186.468	26.921.214	30.107.682

El detalle y movimiento del activo intangible al 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Movimiento año 2010		Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Servidumbres neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2010		2.781.924	26.921.214	29.703.138
Movimientos	Adiciones	825.410	-	825.410
	Retiros	(33.943)	-	(33.943)
	Gastos por amortización	(1.005.778)	-	(1.005.778)
	Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	-	-	-
	Total movimientos	(214.311)	-	(214.311)
Saldo final al 31 de diciembre de 2010		2.567.613	26.921.214	29.488.827

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

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

12. Plusvalía

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

Rut	Compañía	30/06/2011	31/12/2010
		M\$	M\$
90021000-0	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	124.944.061	124.944.061
91715000-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	23.990.168	23.990.168
96956660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	49.471.945	49.471.945
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	33.039.292	33.039.292
Totales		231.445.466	231.445.466

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

La plusvalía comprada reconocida por las sociedades Saesa, Rut 96.956.660-5, y Frontel, RUT 96.867.780-k, corresponde al valor pagado en exceso respecto del valor justo de los activos adquiridos a través de Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., en julio de 2008. A través de una reestructuración societaria se generó un efecto cascada de la plusvalía comprada mencionada en el párrafo anterior, la que quedó finalmente incorporada en Saesa (Ex Los Lagos II) y Frontel (Ex Los Lagos III).

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

13. Propiedades, Planta y Equipos

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

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	423.377.486	416.068.015
Construcción en Curso	38.235.757	53.587.452
Terrenos	15.208.218	15.208.149
Edificios	9.132.079	9.093.537
Planta y Equipo	345.520.895	323.501.290
Equipamiento de Tecnologías de la Información	1.390.954	1.561.276
Instalaciones Fijas y Accesorios	605.525	574.936
Vehículos de Motor	3.082.527	2.980.250
Bienes Arrendados (Leasing)	6.758.348	6.871.847
Otras Propiedades, Planta y Equipo	3.443.183	2.689.278

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	524.046.049	510.200.667
Construcción en Curso	38.235.757	53.587.452
Terrenos	15.208.218	15.208.149
Edificios	14.029.388	13.846.534
Planta y Equipo	430.653.391	402.277.627
Equipamiento de Tecnologías de la Información	5.200.899	5.283.913
Instalaciones Fijas y Accesorios	1.272.896	1.202.651
Vehículos de Motor	4.683.258	4.300.896
Bienes Arrendados (Leasing)	7.627.710	7.625.429
Otras Propiedades, Planta y Equipo	7.134.532	6.868.016

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(100.668.563)	(94.132.652)
Edificios	(4.897.309)	(4.752.997)
Planta y Equipo	(85.132.496)	(78.776.337)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(3.809.945)	(3.722.638)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(667.371)	(627.715)
Vehículos de Motor	(1.600.731)	(1.320.645)
Bienes Arrendados (Leasing)	(869.362)	(753.582)
Otros	(3.691.349)	(4.178.738)

A continuación se presenta el detalle de propiedades, plantas y equipos durante el período 2011:

Movimiento año 2011	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Mejoras de Bienes Arrendados	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2011	53.587.452	15.208.149	9.093.537	1.561.276	574.936	2.980.250	6.871.847	2.689.278	323.501.290
Adiciones	11.884.763	-	182.773	49.510	81.578	389.263	-	1.065.527	26.142.965
Retiros	(27.235.465)	-	-	(2.509)	(5.598)	(6.979)	-	(10.269)	(20.581)
Gastos por depreciación	-	-	(144.331)	(217.341)	(45.437)	(280.200)	(117.416)	(301.586)	(6.350.077)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	(993)	69	101	18	46	193	3.918	233	2.247.298
Total movimientos	(15.351.695)	69	38.542	(170.322)	30.589	102.277	(113.499)	753.905	22.019.605
Saldo final al 30 de Junio de 2011	38.235.757	15.208.218	9.132.079	1.390.954	605.525	3.082.527	6.758.348	3.443.183	345.520.895

A continuación se presenta el detalle de propiedades, plantas y equipos durante el período 2010:

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	Bienes en modalidad de arrendamiento financiero	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2010	56.627.388	15.209.908	8.608.062	1.339.632	675.028	3.773.445	7.900.544	2.531.431	303.654.544
Adiciones	27.459.035	51.616	809.529	1.090.602	21.575	60.317	-	1.229.940	39.080.217
Retiros	(32.553.542)	(34.215)	(30.241)	(56.849)	(20.188)	(224.079)	-	(6.521)	(5.169.065)
Gastos por depreciación	-	-	(277.907)	(811.719)	(98.802)	(621.292)	(259.398)	(1.062.657)	(12.233.930)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	-	-	-	-	(182.348)	-	(195.450)
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	2.054.570	(19.160)	(15.906)	(390)	(2.676)	(8.141)	(586.950)	(2.915)	(1.635.026)
Total movimientos	(3.039.936)	(1.759)	485.475	221.644	(100.092)	(793.194)	(1.028.697)	157.847	19.846.746
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	53.587.452	15.208.149	9.093.537	1.561.276	574.936	2.980.250	6.871.847	2.689.278	323.501.290

La Sociedad y sus 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

- La depreciación de los bienes de propiedades, planta y equipo se presenta en la cuenta "Gastos por Depreciación y Amortización del Resultado de Explotación".
- Las empresas del Grupo Saesa cuentan con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (centrales, subestaciones, construcciones, contenido y existencias), con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.
- Bienes en modalidad de arrendamiento financiero. Se incluye en este ítem una transacción de leasing en dólares de la filial Sociedad Austral de Generación S.A., Sagesa.
- Los activos en construcción, según se explica en Nota 2.11, incluyen activación de costos financieros por M\$524.583 por el período terminado al 30 de junio de 2011, y a M\$440.323 por el período terminado al 30 de junio de 2010, y los costos de personal relacionados directamente con obras en curso por a M\$921.948 por el periodo terminado al 30 de junio de 2011 y a M\$713.873 por el período terminado al 30 de junio de 2010.
- El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010 no es significativo. La Sociedad no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.
- El 06 de junio de 2005, el proyecto Turbina Coronel fue vendido a CORPBANCA mediante un Contrato de Leaseback por un valor de M\$ 11.788.462. El valor equivalente en dólares de la venta, alcanzó a los US\$ 20,08 millones. Con esta misma fecha, Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A., hipotecó a favor de Banco Corpbanca el terreno donde se encuentra instalada la turbina. Esta garantía tiene la misma duración que el contrato de leasing y un valor al 30 de junio de 2011 de M\$ 170.227.

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

	30/06/2011			31/12/2010		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	1.034.237	60.875	973.362	1.035.325	70.859	964.466
Entre un año y cinco años	3.102.710	92.898	3.009.812	3.623.637	127.844	3.495.793
TOTALES	4.136.947	153.773	3.983.174	4.658.962	198.703	4.460.259

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 ejercicio enero-junio 2011 y enero-junio 2010, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	30/06/2011	30/06/2010	01/04/2011 30/06/2011	01/04/2010 30/06/2010
	M\$	M\$	M\$	M\$
Gasto por impuestos corrientes	1.840.183	1.196.539	883.223	1.188.422
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto corriente	(2.185)	-	74.993	-
Ajustes al impuesto corriente del período anterior	(12.474)	42.836	(12.474)	42.836
Otro gasto por impuesto corriente	2.356	3.600	825	979
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	1.827.880	1.242.975	946.567	1.232.237
Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	(108)	1.521.777	(640.787)	974.107
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto diferido	-	-	-	-
Otro gasto por impuesto diferido	(7.656)	(31.621)	2.361	(2.427)
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	(7.764)	1.490.156	(638.426)	971.680
Gasto por impuesto a las ganancias	1.820.116	2.733.131	308.141	2.203.917

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

Como consecuencia de estos cambios transitorios en la tasa de impuesto a la renta y sus efectos en activos y pasivos por impuestos diferidos que se reversarán en dichos años respecto a los calculados a partir de 2013 de 17%, han llevado a que la Sociedad reconozca un mayor ingreso por impuesto a las ganancias de M\$10.084 en el período enero-junio 2011.

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

CONCILIACION DEL GASTO UTILIZANDO LA TASA EFECTIVA	30/06/2011	30/06/2010
Utilidad (Pérdida) Antes de Impuestos	9.051.275	13.192.504
(Gasto) Ingreso por Impuestos a las ganancias Utilizando la Tasa Legal (20%)	(1.810.255)	(2.242.726)
Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles	7.507	1.091
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	(58.991)	(40.745)
Efecto Impositivo de la Utilización de Pérdidas Fiscales No Reconocidas Anteriormente	122	5.867
Efecto Impositivo de Beneficio Fiscal No Reconocido Anteriormente en el EE.RR.	83.936	55.443
Efecto Impositivo de Impuesto provisto en Exceso en Periodos Anteriores	13	(12.956)
Corrección monetaria tributaria de las Inversiones	(4.707.099)	(4.119.673)
Corrección monetaria tributaria del Patrimonio	4.420.235	4.078.467
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	312.889	(3.603)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(6.420)	(330.576)
Ajuste empresas fusionadas	143.034	
Ajuste de tasas por recuperación de Pérdida Tributarias	(205.087)	(123.720)
Total ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal	(9.861)	(490.405)
(Gasto) Ingreso por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	(1.820.116)	(2.733.131)
Tasa Impositiva Efectiva	20,11%	20,72%

14.2. Impuestos diferidos

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

Diferencia temporal	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Impuestos diferidos relativos a Activo Fijo	2.467.995	-	15.583.071	31.844.776
Impuestos diferidos relativos a Indemnización años de servicio	61.501	90.022	12.754,00	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión cuentas incobrables	1.804.127	1.770.087	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión de vacaciones	192.538	236.419	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión obsolescencia	171.358	138.449	-	-
Impuestos diferidos relativos a Ingresos anticipados	159.743	184.259	-	-
Impuestos diferidos relativos a Gastos Anticipados	807.649	829.072	329.562	343.459
Impuestos diferidos relativos a Pérdida tributaria	1.286.598	1.185.101	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión Beneficios Personal	208.024	440.496	-	-
Impuestos diferidos Otras Provisiones	338.564	194.164	49.919	210.605
Impuestos diferidos relativos a Derivados	931.505	969.943	99.616	-
Leasing	394.346	398.740	-	-
Créditos tributarios por recuperar en el largo plazo	1.314.999	1.454.882	-	-
Diferencia de cambio	-	-	12.074	10.467
Total Impuestos Diferidos	10.138.947	7.891.634	16.086.996	32.409.307

(*) El 31 de mayo de 2011, las sociedades filiales SAESA (Ex Lagos II S.A.) y FRONTEL (Ex Lagos III S.A.) se fusionaron por absorción con sus filiales (Antigua Saesa y Antigua Frontel). Producto de lo anterior y de acuerdo con las normas tributarias vigentes, el mayor valor tributario de éstas sociedades respecto de sus filiales, se distribuyó entre los activos no monetarios de ésta últimas dando origen a un aumento en las bases de activos tributarios que generan diferencias temporarias. Estas diferencias originaron un activo por impuesto diferido de M\$ 18.629.991, que para efectos de presentación, según corresponda, se encuentra neto en activo y pasivo por impuestos diferidos relativos a Activo Fijo.

- b) Los movimientos de los rubros “Impuestos Diferidos”, de los estados de situación financiera consolidado en los periodos intermedios 2011 y 2010, es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2010	7.607.116	31.137.507
Incremento (decremento)	284.518	1.271.800
Saldo al 31 de diciembre de 2010	7.891.634	32.409.307
Impuesto diferido efecto por fusión	11.368.759	(7.261.232)
Incremento (decremento)	(9.121.446)	(9.061.079)
Saldo al 30 de junio de 2011	10.138.947	16.086.996

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

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

15. Otros Pasivos Financieros

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

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	30/06/2011		31/12/2010	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Préstamos bancarios	52.457.573	-	19.220.940	32.156.974
Bonos	2.294.327	257.633.163	4.424.869	252.988.671
Derivado (*)	1.098.416	-	781.797	-
Leasing	973.362	3.009.812	964.466	3.495.793
Totales	56.823.678	260.642.975	25.392.072	288.641.438

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

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No corriente			
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento		Total no corriente	
					Indeterminado	Hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	al 30-06-2011	1 a 5 años	5 años a más	al 30-06-2011	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$					
Chile	USD	anual	1,83%	Sin Garantía	-	-	-	-	33.268.930	33.268.930	-	-	-
Chile	USD	anual	1,91%	Sin Garantía	-	-	-	14.247.219	14.247.219	-	-	-	-
Chile	USD	anual	2,24%	Sin Garantía	-	-	-	4.941.424	4.941.424	-	-	-	-
Totales					-	-	-	52.457.573	52.457.573	-	-	-	-

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No corriente			
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento		Total no corriente	
					Indeterminado	Hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	al 31-12-2010	1 a 5 años	5 años a más	al 31-12-2010	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$					
Chile	UF	anual	0,90%	Sin Garantía	-	-	-	35.955	35.955	32.156.974	-	-	32.156.974
Chile	USD	anual	1,95%	Sin Garantía	-	-	-	19.184.985	19.184.985	-	-	-	-
Totales					-	-	-	19.220.940	19.220.940	32.156.974	-	-	32.156.974

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

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	30 de junio 2011					
						Corriente			No Corriente		
						Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
SAESA	BANCO ESTADO	97030000-7	USD	1,83%	ANUAL	-	22.179.287	22.179.287	-	-	-
SAESA	BANCO BCI	97006000-6	USD	1,91%	ANUAL	-	10.922.868	10.922.868	-	-	-
SAESA	BANCO BCI	97006000-6	USD	2,24%	ANUAL	-	4.941.424	4.941.424	-	-	-
FRONTEL	BANCO ESTADO	97.030.000-7	USD	1,83%	ANUAL	-	11.089.643	11.089.643	-	-	-
FRONTEL	BANCO BCI	97.006.000-6	USD	1,91%	ANUAL	-	3.324.351	3.324.351	-	-	-
Totales							52.457.573	52.457.573			

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de diciembre 2010					
						Corriente			No Corriente		
						Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
SAESA	BANCO ESTADO	97.030.000-7	UF	0,90%	SEMESTRAL	-	23.970	23.970	21.437.774	-	21.437.774
SAESA	BANCO BCI	97.006.000-6	USD	1,95%	ANUAL	-	15.861.248	15.861.248	-	-	-
FRONTEL	BANCO ESTADO	97.030.000-7	UF	0,90%	SEMESTRAL	-	11.985	11.985	10.719.200	-	10.719.200
FRONTEL	BANCO BCI	97.006.000-6	USD	1,95%	ANUAL	-	3.323.737	3.323.737	-	-	-
Totales							19.220.940	19.220.940	32.156.974		32.156.974

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

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente		
					Vencimiento				Total Corriente	Vencimiento		Total no Corriente
					Indeterminada M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 30-06-2011 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 30-06-2011 M\$
Chile	UF	semestral	5,25%	Sin Garantía	-	-	-	449.939	449.939	13.906.518	38.629.218	52.535.736
Chile	UF	anual	2,83%	Sin Garantía	-	-	-	393.311	393.311	9.573.349	9.850.451	19.423.800
Chile	UF	semestral	3,00%	Sin Garantía	-	-	-	1.451.077	1.451.077	6.254.254	11.257.658	17.511.912
Chile	UF	anual	4,00%	Sin Garantía	-	-	-	-	-	-	86.257.567	86.257.567
Chile	UF	anual	5,00%	Sin Garantía	-	-	-	-	-	-	81.904.148	81.904.148
Totales								2.294.327	2.294.327	29.734.121	227.899.042	257.633.163

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente		
					Vencimiento				Total Corriente	Vencimiento		Total no Corriente
					Indeterminada M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 31-12-2010 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 31-12-2010 M\$
Chile	UF	semestral	5,25%	Sin Garantía	-	-	-	450.746	450.746	12.116.075	39.377.245	51.493.320
Chile	UF	anual	2,83%	Sin Garantía	-	-	-	114.100	114.100	9.357.547	9.654.998	19.012.545
Chile	UF	semestral	3,00%	Sin Garantía	-	-	-	1.430.131	1.430.131	6.130.157	11.647.299	17.777.456
Chile	UF	anual	4,00%	Sin Garantía	-	-	-	369.623	369.623	-	84.542.538	84.542.538
Chile	UF	anual	5,00%	Sin Garantía	-	-	-	2.060.269	2.060.269	-	80.162.812	80.162.812
Totales								4.424.869	4.424.869	27.603.779	225.384.892	252.988.671

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

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	30 de junio 2011					
					Corriente			No Corriente		
					Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
FRONTEL	BONO SERIE A/ N°416	UF	3,00%	Sin Garantía	-	1.451.077	1.451.077	6.254.254	11.257.658	17.511.912
SAESA	BONO SERIE F/ N°398	UF	5,25%	Sin Garantía	-	449.939	449.939	13.906.518	38.629.218	52.535.736
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	2,83%	Sin Garantía	-	393.311	393.311	9.573.349	9.850.451	19.423.800
ELECTRICAS	BONO SERIE E/ N°646	UF	4,00%	Sin Garantía	-	-	-	-	86.257.567	86.257.567
ELECTRICAS	BONO SERIE D/ N°559	UF	5,00%	Sin Garantía	-	-	-	-	81.904.148	81.904.148
Totales						2.294.327	2.294.327	29.734.121	227.899.042	257.633.163

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2010					
					Corriente			No Corriente		
					Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
FRONTEL	BONO SERIE A/ N°416	UF	3,00%	Sin Garantía	-	1.430.131	1.430.131	6.130.157	11.647.299	17.777.456
SAESA	BONO SERIE F/ N°398	UF	5,25%	Sin Garantía	-	450.746	450.746	12.116.075	39.377.245	51.493.320
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	2,83%	Sin Garantía	-	114.100	114.100	9.357.547	9.654.998	19.012.545
ELECTRICAS	BONO SERIE E/ N°646	UF	4,00%	Sin Garantía	-	369.623	369.623	-	84.542.538	84.542.538
ELECTRICAS	BONO SERIE D/ N°559	UF	5,00%	Sin Garantía	-	2.060.269	2.060.269	-	80.162.812	80.162.812
Totales						4.424.869	4.424.869	27.603.779	225.384.892	252.988.671

f) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones de leasing o arrendamiento financiero al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente		
					Vencimiento					Vencimiento		Total no Corriente
					Indeterminada M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 30-06-2011 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 30-06-2011 M\$
Chile	USD	SEMESTRAL	1,75%	Sin Garantía	-	-	-	973.362	973.362	3.009.812	-	3.009.812
Totales					-	-	-	973.362	973.362	3.009.812	-	3.009.812

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente		
					Vencimiento					Vencimiento		Total no Corriente
					Indeterminada M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 31-12-2010 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 31-12-2010 M\$
Chile	USD	SEMESTRAL	1,81%	Sin Garantía	-	-	-	964.466	964.466	3.495.793	-	3.495.793
Totales					-	-	-	964.466	964.466	3.495.793	-	3.495.793

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

	30/06/2011			31/12/2010		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	1.034.237	60.875	973.362	1.035.325	70.859	964.466
Entre un año y cinco años	3.102.710	92.898	3.009.812	3.623.637	127.844	3.495.793
TOTALES	4.136.947	153.773	3.983.174	4.658.962	198.703	4.460.259

g) Colocación de Bonos

Con fecha 25 de noviembre de 2010, la Sociedad colocó los bonos Serie E, con cuyos fondos se prepagó la totalidad de los Bonos Serie A, la colocación fue por un monto total de UF 4.000.000, con cargo a la Línea número 646 aprobada por la Superintendencia de Valores y Seguros.

Con fecha 23 de diciembre de 2008, la Sociedad colocó los bonos Serie D, con cuyos fondos pagó anticipadamente un crédito sindicado por UF3.909.602, contraído con un grupo de bancos formado por el Banco de Chile, como Banco Agente, Banco BCI y el Banco Estado. La Sociedad colocó un total de 8.000 bonos de la serie D, con cargo a la Línea número 559 aprobada por la Superintendencia de Valores y Seguros, por un monto total de UF 4.000.000.

En enero de 2005, la filial Saesa colocó un total de 4.200 bonos de la Serie E y 4.800 bonos de la Serie F. Los montos nominales colocados tanto bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie E, como bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie F, ascendieron a la suma de 2.100.000 Unidades de Fomento y 2.400.000 Unidades de Fomento, respectivamente.

Con fecha 19 de diciembre de 2007, la filial Saesa 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 filial Saesa 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 filial Saesa realizó una tercera colocación de bonos Serie G, por una suma total de 300.000 Unidades de Fomento para el refinanciamiento de la Serie E. Con fecha 15 de julio de 2005, la filial Frontel colocó un total de 2.000 bonos de la serie A, con cargo a la Línea número 416 aprobada por la Superintendencia de Valores y Seguros por un monto total de UF 1.000.000.

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.

h) 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 filiales, y las respectivas concesiones de distribución asociadas a dichos activos que permitan a la Sociedad y sus filiales en conjunto, tener la capacidad de distribuir a lo menos mil GWh al año). Los contratos regulan los flujos entre compañías relacionadas por conceptos de créditos, con excepción de aquellos con transacciones que están directamente relacionadas con el giro del negocio. Los contratos también regulan la entrega de fianzas, codeudas solidarias, avales o cualquier garantía personal a terceros distintos de las empresas del Grupo.

Ratios financieros

En la Sociedad: (medido sobre estados financieros consolidados)

Bonos Serie D:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta sobre EBITDA menor a 6,75 veces.
- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA sobre Gastos Financieros Netos mayor a 2,0.

Bonos Serie E:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta sobre EBITDA menor a 6,75 veces.
- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA sobre Gastos Financieros Netos mayor a 2,0.

En la filial Saesa: (medido sobre estados financieros consolidados)

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

En la filial Frontel:

- Razón de Endeudamiento (RE). Mantener al final de cada trimestre una RE no superior a 1,25 veces.
- Deuda Financiera Neta/EBITDA: Mantener al final de cada trimestre un ratio menor a 3,5 veces medido sobre estados financieros.

Al 30.06.2011, la Sociedad y sus filiales han dado cumplimiento a estas restricciones.

16. Política de Gestión de Riesgos

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

Los principales riesgos a los cuales está expuesto Eléctricas del Sur S.A. y sus filiales son los siguientes:

16.1. Riesgo Regulatorio

a) Cambio de la regulación

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

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

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

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

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

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

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

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

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

b) Fijación de tarifas de generación

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

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

Cabe señalar que también existen costos asociados a la comercialización y transporte de energía los cuales se encuentran contemplados en la legislación eléctrica y dependiendo del tipo de contrato, pueden ser transferidos o no al cliente final.

La Sociedad monitorea periódicamente el comportamiento del mercado de modo de adoptar oportunamente las acciones de mitigación que se requiera.

c) Fijación de tarifas de distribución

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

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

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

d) Fijación de tarifas de subtransmisión

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

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

discrepancias presentadas por las empresas al Informe Técnico de la CNE y la publicación de su respectivo Dictamen.

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

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

e) Contratos de suministro

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

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

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

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

f) Abastecimiento de energía

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

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

- Las Leyes Cortas mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.
- Las acciones que actualmente se encuentra desarrollando el regulador, tendientes por un lado a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento de gas argentino y por otro al reconocer que otro año seco como el 2010 podría generar situaciones que pueden ser complicadas y que requieren de una revisión oportuna de la forma en que se puedan resolver la disponibilidad y los recursos de energía necesarios, dado por el nivel actual de los embalses y las líneas de transmisión. Se reconoce que el problema no es de falta de energía, porque hay muchas turbinas diesel disponibles, pero sí existe preocupación por costos debido al precio que pueda alcanzar el petróleo.

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

16.2. Riesgo financiero

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

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

16.2.1. Tipo de cambio

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

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

<i>Empresa</i>	<i>Fecha suscripción</i>	<i>Monto USD MUSD</i>	<i>Monto CLP M\$</i>
Saesa	03-09-2010	23.185	10.922.868
Saesa	13-10-2010	10.504	4.941.424
Saesa	29-04-2011	47.228	22.179.287
Frontel	03-09-2010	7.056	3.324.351
Frontel	29-04-2011	23.614	11.089.643

Con el objeto de dar cumplimiento a la política establecida, las sociedades contrataron Cross Currency Swap, de esta forma las sociedades protegen su exposición de moneda (USD a UF) y tasa de interés (tasa final fija + UF).

Las filiales Sagesa y SGA tienen como moneda funcional el dólar, debido a que sus flujos están vinculados a la evolución de esa moneda. Los flujos que representan estas sociedades como parte de los flujos consolidados del Grupo son de un 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 83% de la deuda financiera está estructurada en UF, consistente con los flujos de la Sociedad.

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 93% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija y/o protegida, es decir, una tasa variable que cuenta con un derivado de cobertura a tasa fija. La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de las tasas variables con respecto a la TAB y Libo, suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes, esta metodología consiste en medir la variación positiva de un punto de la TAB y Libo a la fecha de presentación de estos estados financieros, con respecto a la tasa de la última fijación de los préstamos que posee la Sociedad. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se generaría un mayor gasto financiero por concepto de intereses de MM\$ 122 durante el periodo enero - junio de 2011. Para este análisis no se considero los créditos en USD que tomaron las filiales de la Sociedad, debido a que el riesgo de tasa de interés está cubierto con un instrumento de derivado. La Sociedad no ha cambiado la metodología aplicada para determinar el análisis de sensibilización de tasas.

La composición de las tasas de la deuda financiera según tasa de interés fija, protegida y variable, después de derivados contratados, es la siguiente:

	30/06/2011	30/06/2010
Tasa Interés Variable	7%	19%
Tasa Interés Protegida	16%	0%
Tasa Interés Fija	77%	81%

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. Como política, los excedentes de caja diarios son invertidos en instrumentos financieros con el objeto de optimizarlos y poder asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago en las fechas de vencimiento establecidas, las inversiones se realizan en instituciones financieras nacionales, con límites establecidos por institución y en instrumentos financieros de riesgo acotado, de acuerdo con las políticas internas del Grupo.

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

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

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 y sus filiales están expuestas al riesgo de crédito debido a sus actividades operacionales y a sus actividades financieras.

Cuentas por cobrar comerciales:

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

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos significativos y adicionalmente, de acuerdo a lo que establece la normativa vigente, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago, esto sin lugar a dudas es una herramienta

importante en la gestión cobranza, ya que el plazo de cobro a los clientes es reducido (45 días). Otro aspecto importante que establece la ley es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que entrega otra herramienta de cobro.

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

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

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	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.

Activos de carácter financiero:

De acuerdo con lo definido por la Sociedad, 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

Activos financieros al 30/06/11	Mantenidos hasta al vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Derivados de cobertura M\$	Total M\$
Instrumentos financieros derivados				556.557	556.557
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, derechos por cobrar	-	91.907.734	-	-	91.907.734
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	159.701	-	-	159.701
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	22.088.088	-	-	-	22.088.088
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	7.454.967	-	-	7.454.967
Total	22.088.088	99.522.402	-	556.557	122.167.047

Activos financieros al 31/12/10	Mantenidos hasta al vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Derivados de cobertura M\$	Total M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, derechos por cobrar	-	83.133.306	-	-	83.133.306
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	109.576	-	-	109.576
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	19.238.590	-	-	-	19.238.590
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	7.662.431	-	-	7.662.431
Total	19.238.590	90.905.313	-	-	110.143.903

b) Pasivos Financieros

Pasivos financieros al 30/06/11	Mantenidos al vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados de cobertura M\$	Mantenidos para la venta M\$	Total M\$
Préstamos que devengan interés	-	316.368.237	-	-	316.368.237
Derivado	-	-	1.098.416	-	1.098.416
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	54.711.603	-	-	54.711.603
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	35.489.578	-	-	35.489.578
Total	-	406.569.418	1.098.416	-	407.667.834

Pasivos financieros al 31/12/10	Mantenidos al vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados de cobertura M\$	Mantenidos para la venta M\$	Total M\$
Préstamos que devengan interés	-	313.251.713	-	-	313.251.713
Derivado	-	-	781.797	-	781.797
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	46.684.748	-	-	46.684.748
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	21.941.230	-	-	21.941.230
Total	-	381.877.691	781.797	-	382.659.488

16.2.7. Instrumentos derivados

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

Los derivados de moneda se utilizan para fijar la tasa de cambio del dólar respecto del peso o la UF, producto de obligaciones existentes en monedas distintas al peso o a la UF. Los derivados de tasas de interés son utilizados para fijar o limitar la tasa de interés variable de obligaciones financieras. Estos instrumentos corresponden principalmente a Cross Currency Swaps.

Al 30 de junio de 2011, la Sociedad y sus filiales clasifican sus coberturas como “Cobertura de Flujos de Caja”. El detalle de la cartera es el siguiente:

Instrumento de cobertura	Empresa	30/06/2011	31/12/2010	Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de Cobertura
		M\$	M\$			
Cross Currency Swaps (*)	Saesa	(753.425)	(547.434)	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Cross Currency Swaps (*)	Saesa	(115.697)	(67.753)	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Cross Currency Swaps (**)	Saesa	371.038	-	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Cross Currency Swaps (*)	Frontel	(229.294)	(166.610)	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Cross Currency Swaps (**)	Frontel	185.519	-	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja

(*) Presentado en la cuenta Otros Pasivos Financieros Corriente

(**) Presentado en la cuenta Otros Activos Financieros Corriente

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

16.2.8. Valor justo de instrumentos financieros

a) Valor justo de instrumentos financieros contabilizados a costo amortizado.

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

Activos Financieros - al 30.06.2011	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	1.592.679	1.592.679
Saldo en Bancos	1.594.298	1.594.298
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	85.877.789	85.877.789

Pasivos Financieros - al 30.06.2011	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Deuda Bancaria	52.457.573	52.817.422
Bonos	259.927.490	280.210.403
Leasing	3.983.174	4.037.133
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	54.711.603	54.711.603

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 en 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 valorización 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 valorización, que incluyan datos sobre los Activos y Pasivos valorizados, que no se basen en datos de mercados observables.

17. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

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

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Proveedores por compra de energía	31.944.946	32.529.348
Proveedores por compra de combustible y gas	3.054.679	3.343.540
Cuentas por pagar bienes y servicios	17.305.710	8.909.112
Dividendos por pagar a terceros	62.118	104.082
Cuentas por pagar instituciones fiscales	223.409	216.672
Otras cuentas por pagar	2.120.741	1.581.994
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	54.711.603	46.684.748

18. Provisiones

18.1. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados

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

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corriente	
	30/06/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	1.004.049	1.223.460
Provisión por beneficios anuales	1.705.111	3.386.211
Totales	2.709.160	4.609.671

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

Movimientos en provisiones	Por beneficios a los empleados
Saldo inicial al 01 de enero de 2011	4.609.671
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	13.115
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	841.340
Provisión utilizada	(2.565.887)
Total movimientos en provisiones	(1.900.511)
Saldo final al 30 de junio de 2011	2.709.160

Movimientos en provisiones	Por beneficios a los empleados
Saldo inicial al 1 de enero de 2010	4.512.912
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	1.254.439
Incremento (decremento) en provisiones existentes	1.556.449
Provisión utilizada	(2.714.128)
Reversos de provisión no utilizada	-
Total movimientos en provisiones	96.759
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	4.609.671

18.2. Otras provisiones a corto plazo

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

Otras provisiones a corto plazo	Corriente	
	30/06/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	912.959	1.058.877
Totales	912.959	1.058.877

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

Movimientos en provisiones	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2011	1.058.877
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	121.267
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(74.176)
Provisión utilizada	(171.520)
Total movimientos en provisiones	(145.918)
Saldo final al 30 de junio de 2011	912.959

Movimientos en provisiones	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 1 de enero de 2010	1.506.766
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	583.184
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(69.117)
Provisión utilizada	(383.031)
Reversos de provisión no utilizada	(578.926)
Total movimientos en provisiones	(447.889)
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	1.058.877

18.3. Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados

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

	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	5.337.900	5.003.829
Totales	5.337.900	5.003.829

b) El movimiento de las provisiones no corrientes durante el período 2011 es el siguiente:

Provisiones no corriente, por beneficios a los empleados	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2010	4.165.329
Provisión del período	1.019.835
Pagos en el período	(181.335)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	5.003.829
Provisión del período	388.835
Pagos en el período	(54.764)
Saldo al 30 de junio de 2011	5.337.900

c) Hipótesis actuariales utilizadas

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

18.4. Juicios y multas

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

a) Juicios

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

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

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapas Procesales	Monto M\$
FRONTEL	1 Juzgado Civil de Santiago	8.156-2003	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio. (Carrasco con FRONTEL)	Fallo de segundo grado confirmó rechazo de la demanda. Recurso de casación pendiente	21.890
FRONTEL	2° Juzgado de letras de Temuco	1521-05	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Cariqueo con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	10.000
FRONTEL	3° Juzgado civil de Temuco	9547-B	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Matus con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	15.000
FRONTEL	2° Juzgado Civil de Temuco	4459-2007	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Moreno con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	300.000
FRONTEL	3° Juzgado civil de Temuco	4395-2008	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Contreras con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	5.000
FRONTEL	3° Juzgado civil de Temuco	1997-2008	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Marín con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	2.000
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Temuco	6831-2008	Demanda de indemnización de perjuicios por no ejecución de proyecto particular. (Suizandina con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	477.000
FRONTEL	Juzgado de letras de Santa Juana	3808-08	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio forestal. (Vergara con FRONTEL)	Sentencia de primer grado rechazó la demanda. Proceso pendiente en 2° instancia	21.890
FRONTEL	6° J. Civil Santiago	40.168-2009	Reclamo de ilegalidad por multa DRV	Proceso pendiente en 1° instancia	1.149
FRONTEL	2° Juzgado de Letras de Osorno	19187	Demanda de indemnización de perjuicios (Garrido Poo con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	61.000
FRONTEL	3° Juzgado civil de Temuco	1703-2010	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio. (Benavides y otros con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	21.890
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Temuco	19-2010	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio. (Von Baer con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	21.890
FRONTEL	Juzgado Civil de Mulchén	30830	Demanda de indemnización de perjuicios. (Tiznado con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	16.025
FRONTEL	Juzgado Civil de Mulchén	30827	Demanda de indemnización de perjuicios (Guzmán con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	24.000
FRONTEL	4° Juzgado Civil de Santiago	37020-2010	Demanda de indemnización de perjuicios (CELCO con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	2.903.336
FRONTEL	Juzgado de Letras de Nacimiento	49-2011	Demanda de indemnización de perjuicios (Maldonado con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	21.576
EDELAYSEN	Juzgado de Letras de Chile chico	3588	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio forestal (Pérez con EDELAYSEN)	Proceso pendiente en 1 instancia. Estado de abandono de procedimiento	21.890
EDELAYSEN	Juzgado de letras de Chaitén	005-2008	Demanda de comodato precario	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de discusión.	Indeterminado
EDELAYSEN	Juzgado de Letras de Coyhaique	966-2011	Demanda de indemnización de perjuicios (Mata con EDELAYSEN)	Proceso pendiente en 1° instancia	21.576
LUZ OSORNO	1° Juzgado de Letras de Osorno	545-10	Demanda de indemnización de perjuicios extracontractual (Neaquel con Luz Osorno)	Proceso pendiente en 1° instancia	60.000
LUZ OSORNO	18 Juzgado Civil de Santiago	35.017-2009	Reclamo de ilegalidad por multa Vialidad.	En Trámite.	1.914

Al 30 de junio de 2011, la Sociedad y sus filiales han realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los presentes estados financieros, que incluye a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar que la Sociedad y sus filiales cuentan con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF1.000.

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

b) Multas

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

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
STS	Res. Ex. 096 DRX de fecha 08.06.11	SEC	Mantenimiento	Reposición pendiente	28.716
EDELAYSSEN	Res. Ex. 96 DRX de fecha 20.06.11	SEC	Infracción comunicación	Reposición pendiente.	1.149
EDELAYSSEN	Res. Ex. 98 DRX de fecha 24.06.11	SEC	No cumplir instrucciones	Reposición pendiente.	11.486
LUZ OSORNO	Res. Ex. 103 DRX de fecha 14.06.11	SEC	Instrucciones no	Judicializada	7.658
SAGESA	Res. Ex. 092 DRX de fecha 02.06.11	SEC	Mantenimiento	Recurso de reposición pendiente	13.401
SAGESA	Res. Ex. 097 DRX de fecha 08.06.11	SEC	Mantenimiento	Reposición pendiente	9.572
SAGESA	Res. Ex. 098 DRX de fecha 10.06.11	SEC	Mantenimiento.	Reposición pendiente	24.887
SAGESA	Res. Ex. 102 DRX de fecha 14.06.11	SEC	Mantenimiento.	Reposición pendiente	30.630
SAGESA	Res. Ex. 1410 de fecha 28.06.11	S.S. Valdivia	DS 138	Judicializada	1.532
Multas pendientes de resolución de años anteriores					
SAESA	Res. Ex. 7717/08/20 de fecha 01.01.08	DIR. TRABAJO	Laborales	Pendiente solicitud de invalidación	1.532
SAESA	Res. Ex. 138 de fecha 31.08.09	SEC	Mantenimiento	Recurso de reposición pendiente.	28.716
SAESA	Res. Ex. 015 DRX de fecha 28.01.10	SEC	Información e instrucciones	Recurso de reposición pendiente.	32.545
SAESA	Res. Ex. 159 DRX de fecha 27.07.10	SEC	Falta de mantenimiento.	Recurso de reposición pendiente.	9.572
SAESA	Res. Ex. 160 DRX de fecha 27.07.10	SEC	Falta de mantenimiento.	Recurso de reposición pendiente.	17.230
SAESA	Res. Ex. 030 DRR de fecha 26.08.10	SEC	Falta de mantenimiento.	Recurso de reposición pendiente.	19.144
SAESA	Res. Ex. 3488 de fecha 01.12.10	SEC	Exceder índices de	Recurso de reposición pendiente	95.567
SAESA	Res. Ex. 2510 de fecha 31.12.10	VIAL.	Falta de permiso vialidad	En trámite.	1.914
SAESA	Res. Ex. 2509 de fecha 31.12.10	VIAL.	Falta de permiso vialidad	En trámite.	1.914
FRONTEL	Res. Ex. 1288 de fecha 11.09.07	SEC	Información e instrucciones	Pendiente Recurso de reposición	6.892
FRONTEL	Res. Ex. 2254 de fecha 25.11.09	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	9.189
FRONTEL	Res. Ex. 3487 de fecha 01.12.10	SEC	Exceder índices de	Recurso de reposición pendiente	15.622
STS	Res. Ex. 031 DRR de fecha 26.08.10	SEC	Falta de mantenimiento.	Recurso de reposición pendiente.	19.144
STS	Res. Multa 8225/10/67 de fecha 03.12.10	DIR. TRABAJO	Condiciones sanitarias	En trámite.	2.297
EDELAYSSEN	Res. Ex. 074 de fecha 18.08.09	SEC	Información e instrucciones	Recurso de reposición pendiente.	1.914
EDELAYSSEN	Res. Ex. 183 DRX de fecha 24.11.10	SEC	Información e instrucciones	Recurso de reposición pendiente	11.486
EDELAYSSEN	Res. Ex. 3478 de fecha 01.12.10	SEC	Exceder índices de	Recurso de reposición pendiente	49.162
LUZ OSORNO	Res. Ex. 3489 de fecha 01.12.10	SEC	Exceder índices de	Recurso de reposición pendiente	8.270

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

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

19. Otros pasivos no financieros corrientes

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

Otros pasivos no financieros corrientes	Saldo al	
	30/06/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
Obras FNDR	8.346.067	8.689.718
Otras obras de terceros	3.720.872	3.000.159
Total otros pasivos no financieros corrientes	12.066.939	11.689.877

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 se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.17.

20. Patrimonio

20.1. Patrimonio neto de la Sociedad

20.1.1. Capital suscrito y pagado

Al 30 de junio de 2011 y al 31 de diciembre de 2010, el capital social de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. ascendía a M\$ 340.106.755. El capital está representado por 100 acciones serie A y 71.581.000 acciones serie B, totalmente suscritas y pagadas.

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

20.1.2. Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del 29 de abril de 2011 se aprobó el reparto de las utilidades correspondientes al ejercicio 2010, lo que significó la distribución de M\$13.870.000.

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. Otras reservas

El detalle de otras reservas para cada período es el siguiente:

	Cambio en otras reservas				Saldo al 30 de junio de 2011
	Saldo al 01 de enero de 2011 M\$	Trasposos enero a junio de 2011 M\$	Reservas por diferencias de conversión enero a junio de 2011 M\$	Reservas de cobertura M\$	
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(4.501.599)		50.331		(4.451.268)
Reservas de cobertura	175.086			251.510	426.596
Otras reservas varias	10.806.918				10.806.918
Efecto fusión filiales 31.05.2011		18.314.875			18.314.875
Totales	6.480.405	18.314.875	50.331	251.510	25.097.121

	Cambio en otras reservas				Saldo al 30 de junio de 2010
	Saldo al 01 de enero de 2010 M\$	Trasposos enero a junio de 2010 M\$	Reservas por diferencias de conversión enero a junio de 2010		
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(1.996.176)			2.004.994	8.818
Otras reservas varias	10.806.918				10.806.918
Totales	8.810.742	0	0	2.004.994	10.815.736

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

El efecto por fusión de M\$18.314.875 se origina en la fusión por absorción de la sociedad filiales SAESA (Ex lagos II S.A.) y FRONTEL (Ex Lagos III S.A.) con sus respectivas filiales (Antigua Saesa y Antigua Frontel). Producto de lo anterior y de acuerdo a normas tributarias vigentes, el mayor valor tributario de las sociedades absorbentes respecto de sus filiales, se distribuyó entre los activos no monetarios de ésta última dando origen a un aumento en las bases de activos tributarios que generan diferencias temporarias. Estas diferencias originaron un activo por impuesto diferido de M\$18.561.199. El monto por M\$ 246.324, corresponde a la incorporación de la participación no controladora de Antigua Saesa y Antigua Frontel en la Sociedad, como consecuencia de la fusión materializada el 31 de mayo de 2011.

20.1.4. Diferencias de conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de conversión netas de impuestos del estado de situación financiera consolidado al 30 de junio de 2011 y 30 de junio 2010, es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	30/06/2011 M\$	30/06/2010 M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	931.006	(638.201)
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	3.520.262	647.019
Totales	4.451.268	8.818

20.1.5. Ganancias (pérdidas) Acumuladas

Los saldos de Ganancias (pérdidas) Acumuladas al al 30 de junio de 2011 y 30 de junio de 2010, es la siguiente:

M\$	Utilidad líquida distributable acumulada	Ajustes de primera Adopción no realizados	Ganancia (pérdida acumulada)
Saldo Inicial al 1/01/11	21.888.864	373.036	22.261.900
Tranferencia y otros cambios	(5.541)		(5.541)
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	7.054.566		7.054.566
Dividendos (incluye provisión del período)	(12.081.928)		(12.081.928)
Saldo final al 30/06/11	16.855.961	373.036	17.228.997

M\$	Utilidad líquida distributable acumulada	Ajustes de primera Adopción no realizados	Ganancia (pérdida acumulada)
Saldo Inicial al 1/01/10	13.661.273	373.036	14.034.309
Tranferencia y otros cambios	35.069		35.069
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	10.288.488		10.288.488
Dividendos (incluye provisión del período)	(3.095.534)		(3.095.534)
Saldo final al 30/06/10	20.889.296	373.036	21.262.332

20.2. Gestión de capital

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

20.3. Restricciones a la disposición de fondos

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

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

20.4. Patrimonio de participaciones no controladores

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de no controladores en el patrimonio al 30 de junio de 2011 y al 31 de diciembre de 2010 y los efectos en ganancia de los no controladores al 30 de junio de 2011 y 30 de junio de 2010, son los siguientes:

RUT	Empresa	Participación en filiales		Patrimonio de filiales		Resultado de filiales		Participaciones No Controladores Patrimonio		Participaciones No Controladores (resultado)	
		30/06/2011	31/12/2010	30/06/2011	31/12/2010	30/06/2011	30/06/2010	30/06/2011	31/12/2010	30/06/2011	30/06/2010
		%	%	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	6,82030	6,82030	60.475.847	58.940.383	2.194.107	1.946.734	4.124.635	4.019.911	149.644	132.773
96.956.660-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	-	0,00751	-	308.138.803	-	11.455.770	-	23.157	-	861
96.986.780-K	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	-	0,73276	-	118.737.711	-	2.397.413	-	870.067	-	23.870
77.683.400-9	SOCIEDAD AUSTRAL DE GENERACION Y ENERGIA CHILE S.A.	0,00133	0,00133	21.567.967	19.197.738	2.483.494	3.162.491	287	255	33	42
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX LAGOS II S.A.)	0,08402	0,07731	368.118.389	357.548.258	9.509.828	11.436.281	309.291	276.421	7.990	8.841
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A. (EX LAGOS III S.A.)	0,80844	0,07731	158.001.995	150.614.662	2.060.584	2.190.408	1.277.345	116.440	16.658	1.693
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA.	0,07509	0,07509	21.471.918	19.106.310	2.478.757	3.157.462	16.123	14.346	1.861	2.371
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA.	0,00290	0,00259	545.718.775	526.873.691	14.057.845	16.764.259	15.806	13.646	407	434
Totales								5.743.487	5.334.243	176.593	170.885

21. Ingresos

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

Ingresos de Actividades Ordinarias	30/06/2011	30/06/2010	01/04/2011	01/04/2010
	M\$	M\$	30/06/2011	30/06/2010
			M\$	M\$
Venta de Energía	191.501.136	150.433.629	111.229.859	81.666.900
Ventas de energía	191.501.136	150.433.629	111.229.859	81.666.900
Otras Prestaciones y Servicios	3.761.330	3.352.920	1.871.217	1.694.236
Apoyos	569.807	445.024	284.905	222.512
Arriendo de medidores	626.612	634.015	312.576	319.933
Cortes y reposición	1.207.578	1.124.570	568.567	631.815
Pagos fuera de plazo	1.030.537	895.751	532.452	416.762
Otros	326.796	253.560	172.717	103.214
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	195.262.466	153.786.549	113.101.076	83.361.136

Otros Ingresos, por naturaleza	30/06/2011	30/06/2010	01/04/2011	01/04/2010
	M\$	M\$	30/06/2011	30/06/2010
			M\$	M\$
Otros Ingresos				
Construcción de obras y trabajos a terceros	3.590.216	2.488.711	1.748.156	1.439.126
Venta de materiales y equipos	2.770.360	2.201.172	1.384.620	1.050.255
Arrendamientos	1.058.482	1.030.945	475.328	661.916
Intereses Créditos y Préstamos	278.075	241.591	132.345	123.668
Ingresos Retail	1.875.098	1.808.410	1.061.257	964.766
Otros Ingresos	1.356.716	4.095.518	1.074.181	3.997.228
Total Otros ingresos, por naturaleza	10.928.947	11.866.347	5.875.887	8.236.959

22. Materias Primas y Consumibles Utilizados

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

Materias primas y consumibles utilizados	30/06/2011	30/06/2010	01/04/2011	01/04/2010
	M\$	M\$	30/06/2011	30/06/2010
	M\$	M\$	M\$	M\$
Compras de energía y peajes	144.731.446	103.368.757	87.383.332	54.924.463
Combustibles para generación	4.985.301	3.503.630	2.320.592	1.351.997
Totales	149.716.747	106.872.387	89.703.924	56.276.460

23. Gastos de Personal

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

Gastos de Personal	30/06/2011	30/06/2010	01/04/2011	01/04/2010
	M\$	M\$	30/06/2011	30/06/2010
	M\$	M\$	M\$	M\$
Remuneraciones y bonos	8.139.857	7.896.202	4.014.562	3.960.934
Provisión costo de vacaciones	(167.478)	(23.349)	162.385	137.209
Otros costos de personal	857.262	866.002	571.110	593.295
Indemnización por años de servicios	548.829	646.061	365.297	279.125
Activación costo de personal	(921.948)	(713.873)	(513.453)	(361.166)
Totales	8.456.522	8.671.043	4.599.901	4.609.397

24. Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

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

Depreciación y Amortización	30/06/2011	30/06/2010	01/04/2011	01/04/2010
	M\$	M\$	30/06/2011	30/06/2010
	M\$	M\$	M\$	M\$
Depreciaciones	7.456.388	7.482.291	3.861.062	3.862.737
Amortizaciones de Intangibles	524.718	470.751	275.916	253.791
Pérdidas por deterioro	-	617.780	-	-
Totales	7.981.106	8.570.822	4.136.978	4.116.528

25. Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 30 de junio de 2011 y 2010 es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	30/06/2011	30/06/2010	01/04/2011	01/04/2010
	M\$	M\$	30/06/2011	30/06/2010
	M\$	M\$	M\$	M\$
Operación y Mantenimiento Sistema Eléctrico	5.550.087	4.584.372	3.635.833	1.935.476
Sistema Generación	1.384.230	1.543.699	629.696	656.060
Mantenimiento Medidores, Ciclo Comercial	4.341.255	3.869.163	2.182.168	1.930.830
Operación vehículos, Viajes y Viáticos	533.917	547.318	285.668	285.199
Arriendo Maquinarias, Equipos e Instalaciones	2.916	3.550	127	384
Provisiones y Castigos	604.039	1.143.961	423.366	494.888
Gastos de Administración	3.115.896	4.122.863	1.591.125	1.918.919
Otros Gastos por Naturaleza	3.347.513	2.061.460	1.407.778	1.196.560
Totales	18.879.853	17.876.386	10.155.761	8.418.316

26. Resultados Financieros

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

Ingresos Financieros	30/06/2011	30/06/2010	01/04/2011	01/04/2010
	M\$	M\$	30/06/2011 M\$	30/06/2010 M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	456.652	281.402	262.656	36.589
Otros ingresos financieros	(423.708)	235.694	(333.514)	106.744
Total Ingresos Financieros	32.944	517.096	(70.858)	143.333

Costos Financieros	30/06/2011	30/06/2010	01/04/2011	01/04/2010
	M\$	M\$	30/06/2011 M\$	30/06/2010 M\$
Gastos por préstamos bancarios	(339.303)	(288.960)	(206.625)	(110.209)
Gastos por bonos	(5.999.736)	(6.055.906)	(3.031.146)	(3.090.318)
Gastos por leaseback	(39.734)	(55.793)	(19.273)	(28.364)
Otros Gastos Financieros	(86.396)	(828.692)	(204.261)	(420.993)
Activación Gastos financieros	524.583	440.323	261.835	204.671
Total Costos Financieros	(5.940.586)	(6.789.028)	(3.199.470)	(3.445.213)

Resultado por unidades de reajuste	(6.282.319)	(3.838.811)	(4.511.892)	(3.090.357)
Diferencias de cambio	(15.245)	(338.513)	(13.500)	(166.102)
Positivas	240.793	99.446	(26.334)	95.029
Negativas	(256.038)	(437.959)	12.834	(261.131)
Total Costos Financieros	(12.238.150)	(10.966.352)	(7.724.862)	(6.701.672)

Total Resultado Financiero	(12.205.206)	(10.449.256)	(7.795.720)	(6.558.339)
-----------------------------------	---------------------	---------------------	--------------------	--------------------

27. Información por Segmento

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

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

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

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

Para el periodo 2010, para efectos comparativos con el período actual, se presentaron en conjunto todas las partidas de SAESA (Ex Los Lagos II) y FRONTEL (Ex Lagos III), con las respectivas sociedades absorbidas (Antigua SAESA y Antigua FRONTEL).

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 SAESA		
	30/06/11	31/12/10	30/06/11	31/12/10	30/06/11	31/12/10	30/06/11	31/12/10	30/06/11	31/12/10	30/06/11	31/12/10	30/06/11	31/12/10	
ACTIVOS CORRIENTES															
Activos Corrientes en Operación															
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	6.846.943	4.945.044	512.384	667.032	360.332	605.729	4.179	2.349.897	2.133.508	4.192.904	-	-	-	9.857.346	12.760.606
Otros Activos Financieros, Corriente	371.038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	371.038	-
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	40.131.167	39.033.349	2.677.389	2.747.176	4.785.562	3.968.518	13.028.062	6.824.523	3.142.233	3.343.462	-	-	-	63.764.433	55.917.028
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	24.181.627	27.936.979	184.557	210.161	3.399	21.511	11.206.007	8.097.460	7.664.537	4.837.945	(36.134.391)	(30.691.989)	-	7.105.936	3.168.753
Inventarios	5.509.395	5.154.512	92.458	197.484	1.524.510	1.120.238	-	-	1.174.699	1.207.247	-	-	-	8.301.062	7.679.481
Activos por Impuestos Corrientes	1.011.989	1.052.948	131.908	89.485	54.771	163.163	-	96.065	951.700	404.140	-	-	-	2.150.368	1.805.801
Otros Activos no Financieros, Corrientes	88.800	159.119	2.002	5.830	58.990	149.833	-	-	53.268	131.953	-	-	-	203.060	446.735
Total de Activos Corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	78.140.959	78.281.951	3.600.698	3.917.168	6.787.784	6.028.992	24.238.248	17.367.945	15.119.945	14.117.651	(36.134.391)	(30.691.989)	-	91.753.243	81.778.404
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	78.140.959	78.281.951	3.600.698	3.917.168	6.787.784	6.028.992	24.238.248	17.367.945	15.119.945	14.117.651	(36.134.391)	(30.691.989)	-	91.753.243	81.778.404
ACTIVOS NO CORRIENTE															
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	-	-	-	-	-	-	-	372.496	1.069.333	-	-	-	372.496	1.069.333
Otros Activos no Financieros, No Corriente	507	507	-	-	59.430	59.430	62.368	62.350	1.059	1.059	-	-	-	123.364	123.346
Derechos por Cobrar no Corrientes	3.923.585	2.328.801	36.886	20.332	24.397	27.691	-	-	26.734	12.847	-	-	-	4.011.602	2.389.671
Activos Intangibles distintos de la Plusvalía, Neto	6.275.346	5.771.542	25.940	24.351	18.916.916	18.915.436	-	-	37.170	35.399	-	-	-	25.255.372	24.746.728
Plusvalía	174.416.006	174.416.006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	174.416.006	174.416.006
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	126.345.321	125.096.517	13.939.522	13.887.544	83.983.229	80.668.624	-	-	51.930.125	51.503.344	-	-	-	276.198.197	271.156.029
Activos por Impuestos Diferidos	4.606.433	2.213.607	68.096	40.186	83.463	66.283	30.549	1.244	116.555	133.765	-	-	-	4.905.096	2.455.085
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	475.467.193	463.519.635	14.070.444	13.972.413	103.067.435	99.737.464	92.917	63.594	52.484.159	52.755.747	(159.899.995)	(153.692.655)	-	485.282.133	476.356.198
TOTAL ACTIVOS	553.608.152	541.801.586	17.671.142	17.889.581	109.855.219	105.766.456	24.331.165	17.431.539	67.604.084	66.873.398	-196.034.386	-184.384.644	-	577.035.376	558.134.602
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS															
PASIVOS CORRIENTES															
Pasivos Corrientes en Operación															
Otros Pasivos Financieros, Corriente	39.755.951	17,065,251	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39,755,951	17,065,251
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	23,184,370	19,900,904	1,470,619	1,488,554	4,653,143	5,471,895	4,296,328	2,796,522	1,349,902	1,149,742	-	-	-	34,954,362	30,807,617
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	40,875,174	35,930,936	1,509,287	1,606,573	17,346,872	14,180,530	7,812,602	5,237,758	672,634	1,119,637	(36,134,391)	(37,935,303)	-	32,082,178	20,140,131
Otras provisiones a corto plazo	477,439	523,619	48,448	40,421	47,769	19,546	-	-	85,291	257,594	-	-	-	658,947	841,180
Pasivos por Impuestos corrientes	1,203,714	1,260,630	133,008	123,490	419,574	364,117	493,197	1,071,925	147,799	433,281	-	-	-	2,397,292	3,253,433
Otros pasivos no financieros corrientes	3,827,434	3,708,243	171,584	257,678	757,594	599,713	-	-	389,799	363,810	-	-	-	5,116,411	4,919,444
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	1,376,325	2,375,445	36,498	58,206	154,526	241,468	0	0	218,049	358,033	0	0	0	1,785,398	3,033,152
Total Pasivos Corrientes en Operación	110,700,407	80,765,028	3,369,444	3,574,912	23,379,478	20,877,269	12,602,127	9,106,205	2,833,474	3,672,097	-36,134,391	-30,691,989	-	116,750,539	80,060,208
Pasivos Incluidos en Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	110,700,407	80,765,028	3,369,444	3,574,912	23,379,478	20,877,269	12,602,127	9,106,205	2,833,474	3,672,097	-36,134,391	-30,691,989	-	116,750,539	80,060,208
PASIVOS NO CORRIENTES															
Otros Pasivos Financieros, no Corriente	71,959,536	91,943,639	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	71,959,536	91,943,639
Pasivo por Impuestos Diferidos	78,790	8,944,694	739,006	728,996	6,616,186	6,845,320	-	161,978	4,030,344	3,977,769	-	-	-	11,464,326	20,658,757
Otros pasivos no financieros no corrientes	11,809	11,683	232	232	1,212,549	678,205	-	-	19,896	19,458	-	-	-	1,244,486	709,578
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	2,739,221	2,564,034	35,201	31,425	250,245	211,354	-	-	244,523	263,691	-	-	-	3,269,190	3,070,504
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	74,789,356	103,464,050	774,439	760,653	8,078,980	7,734,879	0	161,978	4,294,763	4,260,918	0	0	0	87,937,538	116,382,478
TOTAL PATRIMONIO NETO	368,118,389	357,572,508	13,527,259	13,554,016	78,396,761	77,154,308	11,729,038	8,163,356	60,475,847	58,940,383	-159,899,995	-153,692,655	-	372,347,299	361,691,916
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	553,608,152	541,801,586	17,671,142	17,889,581	109,855,219	105,766,456	24,331,165	17,431,539	67,604,084	66,873,398	-196,034,386	-184,384,644	-	577,035,376	558,134,602

ACTIVOS	FRONTEL		SAGESA		ELIMINACIONES		EMPRESAS HOLDING		TOTALES	
	30/06/11 M\$	31/12/10 M\$	30/06/11 M\$	31/12/10 M\$	30/06/11 M\$	31/12/10 M\$	30/06/11 M\$	31/12/10 M\$	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
ACTIVOS CORRIENTES										
Activos Corrientes en Operación										
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	11.967.893	6.112.662	82.679	10.755	-	-	180.170	354.567	22.088.088	19.238.590
Otros Activos Financieros, Corriente	185.519	-	102.662	102.765	-	-	-	-	659.219	102.765
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	21.010.036	22.286.685	1.103.320	719.142	-	-	-	2.006	85.877.789	78.922.855
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	31.862	1.499.252	7.892.108	3.904.868	(34.194.958)	(45.124.000)	19.324.753	36.566.508	159.701	109.576
Inventarios	3.250.914	2.619.873	1.040.877	2.016.773	-	-	-	-	12.592.853	12.316.127
Activos por Impuestos Corrientes	327.571	578.922	479.605	289.564	-	-	4.019.740	5.249.061	6.977.284	7.923.348
Otros Activos no Financieros, Corrientes	46.907	98.552	155.128	390.194	-	-	-	-	405.095	935.480
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.	36.820.702	33.195.946	10.856.379	7.434.061	(34.194.958)	(45.124.000)	23.524.663	42.172.142	128.760.029	119.548.741
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	36.820.702	33.195.946	10.856.379	7.434.061	(34.194.958)	(45.124.000)	23.524.663	42.172.142	128.760.029	119.548.741
ACTIVOS NO CORRIENTE										
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	-	7.082.471	6.593.098	-	-	-	-	7.454.967	7.662.431
Otros Activos No Financieros, No Corriente	-	-	-	-	-	-	-	-	137.634	137.617
Derechos por Cobrar no Corrientes	2.018.343	1.820.780	-	-	-	-	-	-	6.029.945	4.210.451
Activos Intangibles distintos de la Plusvalía, Neto	4.852.307	4.742.092	3	-	-	-	-	-	30.107.682	29.488.827
Plusvalía	57.029.460	57.029.460	-	-	-	-	-	82.511.237	231.445.466	231.445.466
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	121.600.269	119.658.939	25.579.020	25.253.047	-	-	-	-	423.377.486	416.068.015
Activos por Impuestos Diferidos	1.048.402	1.112.588	4.071.066	4.323.643	-	-	114.383	318	10.138.947	7.891.634
Otros Activos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	186.653.056	184.463.354	36.732.560	36.169.795	(1.113.364.467)	(1.499.002.338)	1.113.388.845	1.581.428.668	708.692.127	696.904.441
TOTAL ACTIVOS	223.473.758	217.659.300	47.588.939	43.603.856	(1.147.559.425)	(1.544.126.338)	1.136.913.508	1.623.600.810	837.452.156	816.453.182
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS										
	30/06/11 M\$	31/12/10 M\$	30/06/11 M\$	31/12/10 M\$	31/03/10 M\$	31/12/10 M\$	31/03/10 M\$	31/12/09 M\$	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
PASIVOS CORRIENTES										
Pasivos Corrientes en Operación										
Otros Pasivos Financieros, Corriente	16.094.365	4.932.463	973.362	964.466	-	-	-	2.429.892	56.823.678	25.392.072
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	11.799.100	10.623.061	7.580.417	4.863.247	-	-	377.724	390.823	54.711.603	46.684.748
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	7.935.804	2.030.666	11.245.635	12.130.364	(34.194.958)	(45.124.000)	18.420.919	32.678.303	35.489.578	21.941.230
Otras provisiones a corto plazo	179.259	217.697	74.753	-	-	-	-	-	912.959	1.058.877
Pasivos por Impuestos corrientes	837.759	798.489	2.012	7.712	-	-	22	68.439	3.237.085	4.117.136
Otros pasivos no financieros corrientes	6.950.528	6.770.433	-	-	-	-	-	-	12.066.939	11.689.877
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	861.001	1.483.914	62.761	92.605	-	-	-	-	2.709.160	4.609.671
Total Pasivos Corrientes en Operación	44.657.816	26.856.723	19.938.940	18.058.394	(34.194.958)	(45.124.000)	18.798.665	35.567.457	165.951.002	115.493.611
Pasivos Incluidos en Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	44.657.816	26.856.723	19.938.940	18.058.394	(34.194.958)	(45.124.000)	18.798.665	35.567.457	165.951.002	115.493.611
PASIVOS NO CORRIENTES										
Otros Pasivos Financieros, no Corriente	17.511.912	28.496.656	3.009.812	3.495.793	-	-	168.161.715	164.705.350	260.642.975	288.641.438
Passivo por Impuestos Diferidos	1.358.558	8.683.602	2.934.550	2.730.926	-	-	329.562	336.022	16.086.996	32.409.307
Otros pasivos no financieros no corrientes	12.437	12.116	-	-	-	-	-	-	1.256.923	721.694
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	1.831.040	1.812.320	137.670	121.005	-	-	-	-	5.337.900	5.003.829
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	20.813.947	39.004.694	6.082.032	6.347.724	-	-	168.491.277	165.041.372	283.324.794	326.776.268
TOTAL PATRIMONIO NETO	158.001.995	151.797.883	21.567.967	19.197.738	(1.113.364.467)	(1.499.002.338)	949.623.566	1.422.991.981	388.176.360	374.183.303
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	223.473.758	217.659.300	47.588.939	43.603.856	(1.147.559.426)	(1.544.126.338)	1.136.913.508	1.623.600.810	837.452.156	816.453.182

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

		FRONTEL		SAGESA		ELIMINACION		EMPRESAS HOLDING		TOTALES	
Estado Resultados Integrales	NOTA	01/01/2011 al	01/01/2010 al	01/01/2011 al	01/01/2010 al	01/01/2011 al	01/01/2010 al	01/01/2011 al	01/01/2010 al	01/01/2011 al	01/01/2010 al
Ganancia (Pérdida)		30/06/2011	30/06/2010	30/06/2011	30/06/2010	30/06/2011	30/06/2010	30/06/2011	30/06/2010	30/06/2011	30/06/2010
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias		43.680.837	39.070.062	23.426.974	4.850.403	(13.340.840)	(4.835.806)	0	0	195.262.466	153.786.549
Otros ingresos, por Naturaleza		2.434.185	2.174.623	1.011.651	4.518.699	0	0	296	0	10.928.947	11.866.347
Materias Primas y Consumibles Utilizados		(32.560.998)	(26.823.613)	(18.964.893)	(3.013.285)	13.340.840	4.835.806	0	0	(149.716.748)	(106.872.387)
Gastos por Beneficios a los Empleados		(3.370.549)	(3.502.935)	(265.796)	(211.168)	0	0	0	0	(8.456.522)	(8.671.043)
Gasto por Depreciación y Amortización		(2.077.561)	(2.688.972)	(496.720)	(414.757)	0	0	0	(196.772)	(7.981.106)	(8.570.822)
Otros Gastos por Naturaleza		(5.176.683)	(5.199.738)	(1.625.112)	(2.129.412)	0	0	(74.099)	(97.923)	(18.879.852)	(17.876.386)
Otras Ganancias (Pérdidas)		12.538	22.920	-	(26.491)	-	-	-	-	99.296	(20.498)
Ingresos Financieros		180.315	103.494	265.054	224.424	(1.151.814)	(85.059)	329.256	43.828	32.944	517.096
Costos Financieros		(337.118)	(337.422)	(608.095)	(88.109)	1.151.814	85.059	(4.386.500)	(4.763.027)	(5.940.586)	(6.661.220)
Participación en Ganancia (pérdidas) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación		6.736	7.996	-	-	(30.570.295)	(50.533.968)	30.563.559	50.525.972	-	-
Diferencias de Cambio		2.832	12.725	176.996	85.176	-	-	260	895	(15.245)	(338.513)
Resultados por Unidades de Reajuste		(608.187)	(367.342)	18.030	218.717	-	-	(3.599.912)	(2.382.839)	(6.282.319)	(3.838.811)
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto		2.186.347	2.471.798	2.938.089	4.014.197	(30.570.295)	(50.533.968)	(7.737.435)	(7.403.782)	9.051.275	13.320.312
Gasto por Impuestos a las Ganancias		(125.763)	(257.500)	(454.595)	(851.706)	-	0	758.308	706.764	(1.820.116)	(2.733.131)
Ganancia (pérdida) de Operaciones Continuas		2.060.584	2.214.298	2.483.494	3.162.491	(30.570.295)	(50.533.968)	(6.979.127)	(6.697.018)	7.231.159	10.587.181
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas											
Ganancia (pérdida)		2.060.584	2.214.298	2.483.494	3.162.491	(30.570.295)	(50.533.968)	(6.979.127)	(6.697.018)	7.231.159	10.587.181

28. Hechos Posteriores

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

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

En el período comprendido entre el 01 de julio de 2011 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros, no han ocurrido otros hechos significativos que afecten a los mismos.

29. Medio Ambiente

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

Empresa que efectúa el desembolso	Concepto del desembolso	Concepto del costo	30/06/2011 M\$	30/06/2010 M\$
Saesa	Evaluación plan de manejo	Inversión	1.066	1.101
Saesa	Asesorías medioambientales	Costo	588	935
Saesa	Reforestaciones	Inversión	222	-
Saesa	Otros gastos medioambientales	Costo	179	355
STS	Evaluación plan de manejo	Inversión	2.961	-
STS	Asesorías medioambientales	Costo	-	16
STS	Gestión de residuos	Costo	679	-
STS	Reforestaciones	Inversión	4.922	-
STS	Otros gastos medioambientales	Costo	-	175
STS	Proyectos de inversión	Inversión	27.071	-
Edelaysen	Asesorías medioambientales	Costo	-	293
Edelaysen	Gestión de residuos	Costo	1.450	2.034
Edelaysen	Reforestaciones	Inversión	7.164	-
Edelaysen	Otros gastos medioambientales	Costo	1.250	-
Edelaysen	Permisos sectoriales y otros	Inversión	-	102
Edelaysen	Proyectos de inversión	Inversión	3.209	39
Frontel	Evaluación plan de manejo	Inversión	467	-
Frontel	Otros gastos medioambientales	Costo	41	116
Frontel	Proyectos de inversión	Inversión	50.350	-
Sagesa	Asesorías medioambientales	Costo	1.168	1.311
Sagesa	Gestión de residuos	Costo	7.440	-
Sagesa	Otros gastos medioambientales	Costo	10	1.668
Sagesa	Permisos sectoriales y otros	Inversión	-	773
Sagesa	Proyectos de inversión	Inversión	21.657	-
	Total		131.894	8.918

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

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

30.1. Garantías comprometidas con terceros

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

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

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Tipo de garantía			Fecha liberación de garantía				
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Valor Garantía (M\$)	2011 (M\$)	2012 (M\$)	2013 (M\$)	2015 (M\$)	2016 (M\$)
DIR. REGIONAL VIALIDAD, R. AISEN	Edeleysen	Garantiza obras en construcción	Boleta de garantía	UF	14.243	14.243	-	-	-	-
DIRECCION DE VIALIDAD LOS LAGOS	Luz Osorno	Garantiza obras en construcción	Boleta de garantía	UF	8.847	8.847	-	-	-	-
DIRECCION DE VIALIDAD LOS LAGOS	Saesa	Garantiza obras en construcción	Boleta de garantía	UF	971	-	971	-	-	-
Director de Vialidad	Saesa	Garantiza obras en construcción	Boleta de garantía	UF	1.618	1.618	-	-	-	-
Director Regional de Vialidad Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obras en construcción	Boleta de garantía	UF	42.967	-	42.967	-	-	-
Director Regional Vialidad R. de la Araucanía	Frontel	Garantiza obras en construcción	Boleta de garantía	UF	131.572	128.849	2.723	-	-	-
Director Regional Vialidad R. del Bio Bio	Frontel	Garantiza obras en construcción	Boleta de garantía	UF	36.353	25.928	10.425	-	-	-
Gobierno Regional de la Araucanía	Frontel	Garantiza obras en construcción	Boleta de garantía	Pesos	6.944.021	2.224.879	2.819.670	1.899.472	-	-
Gobierno Regional de la Araucanía	Saesa	Garantiza obras en construcción	Boleta de garantía	Pesos	138.371	23.396	-	114.975	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Saesa	Garantiza obras en construcción	Boleta de garantía	Pesos	2.749.884	1.929.479	820.405	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Saesa	Garantiza obras en construcción	Boleta de garantía	UF	365	-	-	365	-	-
Gobierno Regional de los Ríos	Saesa	Garantiza obras en construcción	Boleta de garantía	Pesos	98.130	98.130	-	-	-	-
Gobierno Regional del Bio Bio	Frontel	Garantiza obras en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.001.583	1.905.709	2.095.874	-	-	-
Gobierno Regional X Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obras en construcción	Boleta de garantía	Pesos	11.606	11.606	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Puerto Montt	Saesa	Garantiza obras en construcción	Boleta de garantía	UF	139.563	-	-	-	69.782	69.782
Ministerio del Interior y Seguridad Pública	Frontel	Garantiza obras en construcción	Boleta de garantía	Pesos	13.000	13.000	-	-	-	-
Municipalidad de los Sauces	Frontel	Garantiza obras en construcción	Boleta de garantía	Pesos	500	500	-	-	-	-
Municipalidad de Osorno	Saesa	Garantiza obras en construcción	Boleta de garantía	Pesos	58.810	50.200	8.610	-	-	-
Municipalidad de Osorno	Saesa	Garantiza obras en construcción	Boleta de garantía	UF	1.716.481	-	1.716.481	-	-	-
Municipalidad de Puerto Montt	Saesa	Garantiza obras en construcción	Boleta de garantía	Pesos	200	200	-	-	-	-
SERVIU Osorno X REGION	Saesa	Garantiza obras en construcción	Boleta de garantía	UF	3.528	-	3.528	-	-	-
Total					16.112.614	6.436.584	7.521.655	2.014.812	69.782	69.782

Según lo indicado en Nota N° 13 de Propiedades, Planta y Equipo, la filial Sagesa hipotecó a favor de Banco Corpbanca el terreno donde se encuentra instalada una turbina obtenida bajo modalidad de arrendamiento financiero. Esta garantía tiene la misma duración que el contrato de leasing, es decir vence en el año 2015, y su valor contable al 30 de junio de 2011 es de M\$170.227 y M\$228.754 en diciembre 2010. El saldo por pagar del contrato de Leasing es de M\$ 3.983.174 en junio 2011 y M\$4.460.259 en diciembre 2010.

31. Caucciones Obtenidas de Terceros

Al 30 de junio de 2011, la Sociedad ha recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar, principalmente, el cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, por un total de M\$ 6.251.803.

32. Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

30/06/2011										
RUT	NOMBRE	PAÍS ORIGEN	RELACIÓN DE LA NATURALEZA	TIPO MONEDA	ACTIVOS CORRIENTES M\$	ACTIVOS NO CORRIENTES M\$	PASIVOS CORRIENTES M\$	PASIVOS NO CORRIENTES M\$	INGRESOS ORDINARIOS M\$	GANANCIA (PERDIDA) NETA M\$
96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	6.787.784	103.067.435	23.379.478	8.078.980	6.942.199	3.808.785
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	15.119.945	52.484.139	2.833.474	4.294.763	12.322.221	2.194.107
96.531.500-4	COMPANIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	3.600.698	14.070.444	3.369.444	774.439	5.773.554	370.048
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	24.238.248	92.917	12.602.127	-	43.702.189	2.539.859
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX LAGOS II S.A.)	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	91.753.243	485.282.133	116.750.539	87.937.538	141.495.495	9.666.208
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A. (EX LAGOS III S.A.)	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	36.820.702	186.653.056	44.657.816	20.813.947	43.680.837	2.060.584
77.683.400-9	SOCIEDAD AUSTRAL DE GENERACION Y ENERGIA CHILE S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	10.856.379	36.732.560	19.938.940	6.082.032	23.426.974	2.483.494
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	10.856.736	36.732.998	20.013.929	6.082.032	23.426.974	2.481.273
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	142.990.150	708.563.912	185.249.922	114.833.517	208.603.306	14.236.565

31-12-2010										
RUT	NOMBRE	PAÍS ORIGEN	RELACIÓN DE LA NATURALEZA	TIPO MONEDA	ACTIVOS CORRIENTES M\$	ACTIVOS NO CORRIENTES M\$	PASIVOS CORRIENTES M\$	PASIVOS NO CORRIENTES M\$	INGRESOS ORDINARIOS M\$	GANANCIA (PERDIDA) NETA M\$
96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	6.028.992	99.737.464	20.877.269	7.734.879	15.878.768	9.397.680
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	14.117.651	52.755.747	3.672.097	4.260.918	23.899.142	4.005.296
96.531.500-4	COMPANIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	3.917.168	13.972.413	3.574.912	760.653	10.920.446	984.033
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	17.367.945	63.594	9.106.205	161.978	45.719.668	5.413.772
96.956.660-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	71.088.291	414.047.690	73.533.128	103.464.050	150.673.572	23.977.409
96.986.780-K	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	33.238.480	151.424.063	26.920.138	39.004.694	82.580.311	3.365.825
77.683.400-9	SOCIEDAD AUSTRAL DE GENERACION Y ENERGIA CHILE S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	7.434.061	36.169.795	18.058.394	6.347.724	16.648.322	1.258.642
76.073.162-5	INVERSIONES LOS LAGOS II S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	7.193.660	357.586.498	7.231.900	-	-	23.920.893
76.073.164-1	INVERSIONES LOS LAGOS III S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	1.000.688	150.593.782	979.808	-	-	3.081.010
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	354	19.178.603	72.647	-	-	1.253.660
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	8.191.811	527.174.206	8.492.326	-	-	28.175.193

33. Información Adicional sobre Deuda Financiera

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

a) Préstamos bancarios

Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 30/06/2011
			Vencimiento		Total Corriente al 30/06/2011	Vencimiento			
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	USD	1,83%	-	311.969	311.969	33.471.288	-	-	33.471.288
Chile	USD	1,91%	14.296.081	-	14.296.081	-	-	-	-
Chile	USD	2,24%	-	4.973.574	4.973.574	-	-	-	-
Total			14.296.081	5.285.543	19.581.624	33.471.288	-	-	33.471.288

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/12/2010
			Vencimiento		Total Corriente a 31/12/2010	Vencimiento			
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	UF	0,90%	-	293.684	293.684	32.697.872	-	-	32.697.872
Chile	USD	1,91%	138.501	14.294.324	14.432.825	-	-	-	-
Chile	USD	2,24%	-	5.028.469	5.028.469	-	-	-	-
Total			138.501	19.616.477	19.754.978	32.697.872	-	-	32.697.872

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			Total no corriente 30/06/2011 M\$
						Vencimiento		Total corriente 30/06/2011 M\$	Vencimiento			
						Uno a tres meses M\$	Tres a doce Meses M\$		Uno a tres años M\$	Tres a cinco años M\$	Más de cinco años M\$	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO ESTADO	USD	1,83%	1,83%	-	207.979	207.979	22.314.192	-	-	22.314.192
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO BCI	USD	1,91%	1,91%	10.960.329	-	10.960.329	-	-	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO BCI	USD	2,24%	2,24%	-	4.973.574	4.973.574	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera SA.	BANCO ESTADO	USD	1,83%	1,83%	-	103.990	103.990	11.157.096	-	-	11.157.096
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera SA.	BANCO BCI	USD	1,91%	1,91%	3.335.752	-	3.335.752	-	-	-	-
Total						14.296.081	5.285.543	19.581.624	33.471.288	-	-	33.471.288

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Corriente			No corriente			Total no corriente 31/12/2009 M\$
						Vencimiento		Total corriente 31/12/2009 M\$	Vencimiento			
						Uno a tres meses M\$	Tres a doce Meses M\$		Uno a tres años M\$	Tres a cinco años M\$	Más de cinco años M\$	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO ESTADO	UF	0,91%	0,90%	-	195.782	195.782	21.798.581	-	-	21.798.581
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO BCI	USD	1,91%	1,91%	106.184	10.958.982	11.065.166	-	-	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO BCI	USD	2,24%	2,24%	-	5.028.469	5.028.469	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera SA.	BANCO ESTADO	UF	0,91%	0,90%	-	97.902	97.902	10.899.291	-	-	10.899.291
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera SA.	BANCO BCI	USD	1,91%	1,91%	32.317	3.335.342	3.367.659	-	-	-	-
Total						138.501	19.616.477	19.754.978	32.697.872	-	-	32.697.872

b) Bonos

Resumen de Bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 30/06/2011
			vencimiento		Total Corriente al 30/06/2011	Vencimiento			
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	UF	5,25%	-	1.361.412	1.361.412	14.108.888	25.662.262	39.312.097	79.083.247
Chile	UF	2,83%	-	557.535	557.535	8.146.651	14.063.160	-	22.209.811
Chile	UF	3,00%	904.784	-	904.784	5.233.150	7.976.960	8.990.506	22.200.616
Chile	UF	5,00%	4.377.978	-	4.377.978	13.133.934	29.849.842	101.489.520	144.473.296
Chile	UF	4,00%	2.143.546	-	2.143.546	10.507.147	17.511.912	126.085.766	154.104.825
Total			7.426.308	1.918.947	9.345.255	51.129.770	95.064.136	275.877.889	422.071.795

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/12/2010
			vencimiento		Total Corriente al 31/12/2010	Vencimiento			
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	UF	5,25%	-	2.668.791	2.668.791	13.828.939	25.153.071	38.532.065	77.514.075
Chile	UF	2,83%	-	546.474	546.474	7.985.004	13.784.118	-	21.769.122
Chile	UF	3,00%	895.962	886.822	1.782.784	5.129.314	7.818.681	8.812.116	21.760.111
Chile	UF	5,00%	-	4.291.110	4.291.110	12.873.330	29.257.560	99.475.761	141.606.651
Chile	UF	4,00%	-	2.101.013	2.101.013	10.298.664	17.164.440	123.583.968	151.047.072
Total			895.962	10.494.210	11.390.172	50.115.251	93.177.870	270.403.910	413.697.031

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de interés nominal	30/06/2011						
								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
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE F/ N°398	CHILE	UF	5,25%	5,25%	-	1.361.412	1.361.412	14.108.888	25.662.262	39.312.097	79.083.247
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE G/ N°301	CHILE	UF	3,00%	2,83%	-	557.535	557.535	8.146.651	14.063.160	-	22.209.811
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	BONO SERIE A/ N°416	CHILE	UF	3,00%	3,00%	904.784	-	904.784	5.233.150	7.976.960	8.990.506	22.200.616
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	BONO SERIE E/ N°646	CHILE	UF	5,57%	5,00%	4.377.978	-	4.377.978	13.153.834	29.849.842	101.489.520	144.473.296
76.022.072-9	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	BONO SERIE D/ N°559	CHILE	UF	4,00%	4,00%	2.143.546	-	2.143.546	10.507.147	17.511.912	126.085.766	154.104.825
Total								7.426.308	1.918.947	9.345.255	51.129.770	95.064.136	275.877.889	422.071.795

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	31/12/2010						
								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
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE F/ N°398	CHILE	UF	5,25%	5,25%	-	2.668.791	2.668.791	13.828.939	25.153.071	38.532.065	77.514.075
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE G/ N°301	CHILE	UF	3,00%	2,83%	-	546.474	546.474	7.985.004	13.784.118	-	21.769.122
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	BONO SERIE A/ N°416	CHILE	UF	3,00%	3,00%	895.962	-	895.962	1.782.784	5.129.314	7.818.681	8.812.116
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	BONO SERIE E/ N°646	CHILE	UF	5,57%	5,00%	-	4.291.110	4.291.110	12.873.330	29.257.560	99.475.761	141.606.651
76.022.072-9	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	BONO SERIE D/ N°559	CHILE	UF	4,00%	4,00%	-	2.101.013	2.101.013	10.288.664	17.164.440	123.583.968	151.047.072
Total								895.962	10.494.210	11.390.172	50.115.251	93.177.870	270.403.910	413.697.031

c) Leasing

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	30/06/2011							
							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	
77.531.500-4	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile Ltda.	Chile	Banco Corpbanca	Chile	USD	1,75%	-	-	517.118	517.118	3.102.711	517.118	-	3.619.829
Total								-	517.118	517.118	3.102.711	517.118	-	3.619.829

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	31/12/2010							
							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	
77.531.500-4	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile Ltda.	Chile	Banco Corpbanca	Chile	USD	1,81%	-	-	1.035.325	1.035.325	3.105.974	517.662	-	3.623.636
Total								-	1.035.325	1.035.325	3.105.974	517.662	-	3.623.636

34. Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	30/06/11 M\$	31/12/10 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Activos Corrientes en Operación				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Dólar	Dólar	109.220	113.038
Otros Activos Financieros, Corrientes	Dólar	Dólar	102.662	102.765
Total Activos Corrientes en Operación			211.882	215.803
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			211.882	215.803
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Dólar	Dólar	25.579.020	25.987.153
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			25.579.020	25.987.153
TOTAL ACTIVOS			25.790.902	26.202.956

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	30/06/11 M\$	31/12/10 M\$
PASIVOS CORRIENTES				
Pasivos Corrientes en Operación				
Otros Pasivos Financieros, Corriente	Dólar	Dólar	53.430.935	20.149.451
Total Pasivos Corrientes en Operación			53.430.935	20.149.451
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			53.430.935	20.149.451
PASIVOS NO CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros, no Corriente	Dólar	Dólar	3.009.812	3.495.793
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES			3.009.812	3.495.793
TOTAL PASIVOS			56.440.747	23.645.244