

Estados Financieros Consolidados Intermedios

**correspondientes al período terminado al 31
de marzo de 2012**

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Miles de pesos

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Situación Financiera
 Al 31 de marzo de 2012 y al 31 de diciembre de 2011
 (En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Activos Corrientes en Operación			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	4	42.618.632	28.608.381
Otros Activos Financieros, Corriente	5	783.033	3.510.870
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	6	77.054.619	81.662.558
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	7	124.321	122.405
Inventarios	8	13.286.829	13.658.059
Activos por Impuestos Corrientes	9	11.299.325	10.341.501
Otros Activos no Financieros, Corrientes		1.046.685	1.024.279
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.		146.213.444	138.928.053
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		146.213.444	138.928.053
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros Activos Financieros, No Corriente	10	7.892.546	7.757.630
Otros Activos No Financieros, No Corriente		140.205	144.435
Derechos por Cobrar No Corrientes	6	12.211.487	11.108.733
Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía, Neto	11	29.237.487	29.528.910
Plusvalía	12	231.445.466	231.445.466
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	13	451.074.810	444.657.838
Activos por Impuestos Diferidos	14	11.914.514	11.992.360
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		743.916.515	736.635.372
TOTAL ACTIVOS		890.129.959	875.563.425

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Situación Financiera
 Al 31 de marzo de 2012 y al 31 de diciembre de 2011
 (En miles de pesos)

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Pasivos Corrientes en Operación			
Otros Pasivos Financieros, Corriente	15	44.681.496	44.350.404
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	17	64.678.355	53.052.702
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	7	22.341.771	21.018.294
Otras Provisiones a Corto Plazo	18	1.137.364	1.162.912
Pasivos por Impuestos Corrientes	9	4.820.830	4.416.976
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	19	19.183.294	20.087.829
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	18	1.956.539	4.233.971
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		158.799.649	148.323.088
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		158.799.649	148.323.088
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	15	310.585.521	307.965.417
Pasivo por Impuestos Diferidos	14	15.839.932	16.812.730
Otros Pasivos No Financieros No Corrientes	20	8.440.292	6.158.963
Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados	18	5.220.326	5.021.256
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		340.086.071	335.958.366
PATRIMONIO			
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora			
Capital Emitido	21	340.106.755	340.106.755
Ganancias (pérdidas) Acumuladas	21	18.374.755	16.243.154
Otras Reservas	21	26.909.067	29.116.840
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		385.390.577	385.466.749
Participaciones No Controladoras	21	5.853.662	5.815.222
TOTAL PATRIMONIO		391.244.239	391.281.971
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		890.129.959	875.563.425

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Resultados Integrales
 Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2012 y 2011
 (En miles de pesos)

Estado Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	NOTA	01/01/2012 al 31/03/2012 M\$	01/01/2011 al 31/03/2011 M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	22	79.133.570	86.997.196
Otros ingresos, por Naturaleza	22	6.036.586	5.053.060
Materias Primas y Consumibles Utilizados	23	(57.014.344)	(64.848.629)
Gastos por Beneficios a los Empleados	24	(4.358.968)	(3.856.621)
Gasto por Depreciación y Amortización	25	(4.089.247)	(3.844.128)
Otros Gastos por Naturaleza	26	(9.674.908)	(8.724.092)
Otras Ganancias (Pérdidas)	36	83.955	73.688
Ingresos Financieros	27	381.551	151.876
Costos Financieros	27	(3.792.463)	(2.789.190)
Diferencias de Cambio	27	435.382	(1.745)
Resultados por Unidades de Reajuste	27	(3.602.466)	(1.770.427)
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto		3.538.648	6.440.988
Gasto por Impuestos a las Ganancias	14	(435.579)	(1.511.975)
Ganancia (pérdida) de Operaciones Continuas		3.103.069	4.929.013
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas			
Ganancia (pérdida)		3.103.069	4.929.013
Ganancia (pérdida), atribuible a			
Ganancia (pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora		3.045.144	4.839.882
Ganancia (pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras	21	57.925	89.131
Ganancia (pérdida)		3.103.069	4.929.013
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Continuas	\$/acción	42,5412	67,6140
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Discontinuas	\$/acción	-	-
Ganancia (pérdida) por Acción Básica	\$/acción	42,5412	67,6140

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Resultados Integrales
 Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2012 y 2011
 (En miles de pesos)

Estado del Resultado Integral	NOTA	01/01/2012 al 31/03/2012 M\$	01/01/2011 al 31/03/2011 M\$
Ganancia (Pérdida)		3.103.069	4.929.013
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de Impuestos		(2.034.476)	602.175
Otro resultado integral, antes de Impuestos, diferencias de cambio por conversión		(2.034.476)	602.175
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos		(215.400)	70.853
Otro resultado integral, antes de Impuestos, coberturas del flujo de efectivo		(215.400)	70.853
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(2.249.876)	673.028
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral		39.849	(14.171)
Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral		39.849	(14.171)
Otro Resultado Integral		(2.210.027)	658.857
Resultado Integral Total		893.042	5.587.870
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral Atribuible a los propietarios de la Controladora		837.371	5.498.138
Resultado integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		55.671	89.732
Resultado Integral Total		893.042	5.587.870

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estado de cambios en el patrimonio neto

Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2012 y 2011

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Cambio en otras reservas					Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$		
				Superavit de Revaluación M\$	Reservas por diferencias de cambio por conversión M\$	Reservas de coberturas de flujo de caja M\$	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta M\$	Otras reservas varias M\$					Otras reservas M\$	
Saldo Inicial al 01/01/2012	340.106.755	-	-	-	(1.349.838)	153.155	-	-	30.313.523	29.116.840	16.243.154	385.466.749	5.815.222	391.281.971
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	-	-	-	(1.349.838)	153.155	-	-	30.313.523	29.116.840	16.243.154	385.466.749	5.815.222	391.281.971
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia (pérdida)											3.045.144	3.045.144	57.925	3.103.069
Otro resultado integral					(2.032.799)	(174.974)			(2.207.773)			(2.207.773)	(2.254)	(2.210.027)
Resultado integral												837.371	55.671	893.042
Dividendos											(913.543)	(913.543)		(913.543)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios														
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios													(17.231)	(17.231)
Incremento (disminución) por cambios en la participación de subsidiarias que no implique pérdida de control														
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	(2.032.799)	(174.974)	-	-	(2.207.773)	2.131.601	(76.172)	38.440		(37.732)
Saldo Final al 31/03/2012	340.106.755	-	-	-	(3.382.637)	(21.819)	-	-	30.313.523	26.909.067	18.374.755	385.390.577	5.853.662	391.244.239

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Cambio en otras reservas					Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$		
				Superavit de Revaluación M\$	Reservas por diferencias de cambio por conversión M\$	Reservas de coberturas de flujo de caja M\$	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta M\$	Otras reservas varias M\$					Otras reservas M\$	
Saldo Inicial al 01/01/2011	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)											4.839.882	4.839.882	89.131	4.929.013
Otro resultado integral					601.683	56.573			658.256			658.256	601	658.857
Resultado integral												5.498.138	89.732	5.587.870
Dividendos											(11.417.523)	(11.417.523)		(11.417.523)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios														
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios											(5.535)	(5.535)	(53.572)	(59.107)
Incremento (disminución) por cambios en la participación de subsidiarias que no implique pérdida de control														
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	601.683	56.573	-	-	658.256	(6.583.176)	(5.924.920)	36.160		(5.888.760)
Saldo Final al 31/03/2011	340.106.755	-	-	-	(3.899.916)	231.659	-	-	10.806.918	7.138.661	15.678.724	362.924.140	5.370.403	368.294.543

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Flujos de Efectivo Directo
 Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2012 y 2011
 (En miles de pesos)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01/01/2012	01/01/2011 a l
		al 31/03/2012	31/03/2011
		M\$	M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación		111.291.117	112.206.187
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		111.157.272	112.189.569
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		14.940	-
Otros cobros por actividades de operación		118.905	16.618
Clases de pagos		(79.908.929)	(95.958.224)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(71.998.922)	(89.106.633)
Pagos procedentes de contratos mantenidos para intermediación o para negociar		-	-
Pagos a y por cuenta de los empleados		(5.493.301)	(4.389.935)
Otros pagos por actividades de operación		(2.416.706)	(2.461.656)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(1.356.208)	(557.019)
Otras entradas (salidas) de efectivo		-	674.404
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		30.025.980	16.365.348
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		3.200	1.650
Compras de propiedades, planta y equipo		(14.710.972)	(7.969.759)
Intereses recibidos		359.164	170.389
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(14.348.608)	(7.797.720)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Pagos de préstamos		(641.595)	(614.595)
Intereses pagados		(1.013.507)	(420.194)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(1.655.102)	(1.034.789)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		14.022.270	7.532.839
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(12.019)	(24.842)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(12.019)	(24.842)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		14.010.251	7.507.997
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período		28.608.381	18.921.132
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	4	42.618.632	26.429.129

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	14
2.9. Bases de conversión	15
2.10. Compensación de saldos y transacciones	15
2.11. Propiedades, planta y equipo	15
2.12. Activos intangibles	17
2.12.1. Plusvalía comprada	17
2.12.2. Servidumbres	17
2.12.3. Programas informáticos	17
2.12.4. Gastos de investigación y desarrollo	17
2.13. Deterioro de los activos	17
2.14. Arrendamientos	18
2.15. Instrumentos financieros	18
2.15.1. Activos financieros no derivados	19
2.15.2. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	19
2.15.3. Pasivos financieros no derivados	19
2.15.4. Derivados y operaciones de cobertura	19
2.15.5. Instrumentos de patrimonio	20
2.16. Inventarios	21
2.17. Otros pasivos no financieros	21
2.17.1. Ingresos diferidos	21
2.17.2. Subvenciones estatales	21
2.17.3. Obras en construcción para terceros	21
2.18. Provisiones	21
2.19. Beneficios 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	23
3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	25
3.1. Generación eléctrica	25
3.2. Transmisión y subtransmisión	26
3.3. Distribución	26
3.4. Marco regulatorio	28
3.4.1. Aspectos generales	28
3.4.2. Ley Corta I	28
3.4.3. Ley Corta II	29
3.4.4. Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	30
4. Efectivo y Equivalentes al Efectivo	31
5. Otros activos financieros corrientes	31
6. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar	32
7. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas	35
7.1. Accionistas	35
7.2. Saldos y transacciones con entidades relacionadas	35
7.3. Directorio y personal clave de la gerencia	36
8. Inventarios	37

9. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	37
10. Otros Activos Financieros no Corrientes	38
11. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	38
12. Plusvalía.....	39
13. Propiedades, Planta y Equipos	40
14. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos.....	42
14.1. Impuesto a la renta	42
14.2. Impuestos diferidos.....	43
15. Otros Pasivos Financieros	44
16. Política de Gestión de Riesgos	48
16.1. Riesgo de negocio.....	48
16.1.1. Riesgo Regulatorio.....	48
16.2. Riesgo financiero.....	51
16.2.1 Tipo de cambio.....	51
16.2.2 Variación UF	52
16.2.3 Tasa de interés	52
16.2.4 Riesgo de liquidez.....	52
16.2.5 Riesgo de crédito	53
16.2.6 Instrumentos financieros por categoría.....	54
16.2.7 Instrumentos derivados.....	55
16.2.8 Valor justo de instrumentos financieros	55
17. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	56
18. Provisiones.....	57
18.1. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados.....	57
18.2. Otras provisiones a corto plazo	58
18.3. Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados.....	58
18.4. Juicios y multas	60
19. Otros pasivos no financieros corrientes	61
20. Otros pasivos no financieros no corrientes	62
21. Patrimonio	62
21.1. Patrimonio neto de la Sociedad	62
21.1.1. Capital suscrito y pagado	62
21.1.2. Dividendos.....	62
21.1.3. Otras reservas.....	63
21.1.4. Diferencias de conversión	63
21.1.5. Ganancias (pérdidas) Acumuladas	64
21.2. Gestión de capital	64
21.3. Restricciones a la disposición de fondos	64
21.4. Patrimonio de participaciones no controladores	65
22. Ingresos	65
23. Materias Primas y Consumibles Utilizados	66
24. Gastos de Personal.....	66
25. Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro.....	66
26. Otros Gastos por Naturaleza.....	66
27. Resultados Financieros	67
28. Información por Segmento	67
29. Hechos Posteriores	72
30. Medio Ambiente	72
31. Garantías Comprometidas con Terceros, Otros Activos Financieros no Corrientes	73
31.1. Garantías comprometidas con terceros.....	73
32. Cauciones Obtenidas de Terceros.....	73
33. Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo.....	74
34. Información Adicional sobre Deuda Financiera.....	75
35. Moneda Extranjera	77
36. Otras Ganancias (Pérdidas).....	77
37. Reestructuración de filial	78

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados financieros intermedios consolidados

Al 31 de marzo de 2012 y al 31 de diciembre 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 el fondo canadiense Alberta Investment Management Corporation (AIMCo) controlan las empresas del Grupo Saesa. Los sectores en los que participa la Sociedad y sus filiales son distribución, transmisión, transformación, generación y comercialización de energía eléctrica.

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

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

Las sociedades filiales indirectas inscritas en el Registro de Entidades Informantes son: Compañía Eléctrica Osorno S.A., Luz Osorno, inscrita con el número 116, Empresa Eléctrica de Aysén S.A., Edelaysen, 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 S.A. y Sociedad Generadora Austral S.A., SGA. En Junta Extraordinaria de accionistas de fecha 30 de diciembre de 2011, Repertorio N° 20.330/2011 y publicada en escritura pública, Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A., RUT N° 77.683.400-9, se dividió en dos sociedades dentro de un proceso de reorganización empresarial, subsistiendo la continuadora legal con la misma razón social y una nueva que se constituyó a raíz de la división, denominada SAGESA S.A., RUT 76.186.388-6, quedando esta última con el giro de la generación de energía eléctrica.

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

La filial Sagesa S.A. es una empresa generadora que opera desde la Región del Bío Bío a la Región de Los Lagos. Básicamente, posee una central gas/diesel de 46,7 MW y varias centrales diesel con una potencia instalada de 128 MW. Parte de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del CDEC-SIC a través de la filial SGA y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado, 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 Bio Bio, 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), y aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 11 de mayo de 2012. Para estos fines, las IFRS comprenden las normas emitidas por el Consejo Internacional de Normas de Contabilidad (International Accounting Standard Board "IASB" en inglés) y las interpretaciones emitidas por el Comité Internacional de Interpretaciones sobre Informes Financieros ("IFRIC" en inglés).

2.2. Nuevos pronunciamientos contables

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

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

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

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2013 y siguientes:

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

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 9, Instrumentos Financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2015
NIIF 10, Estados Financieros Consolidado	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 11, Acuerdos Conjuntos	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 12, Revelaciones de Participaciones en Otras Entidades	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 27 (2011), Estados Financieros Separados	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 28 (2011), Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 13, Mediciones de Valor Razonable	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013

Enmiendas a NIFs o Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
NIC 1, Presentación de Estados Financieros – Presentación de Componentes de Otros Resultados Integrales	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2012
NIC 19, Beneficios a los empleados (2011)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIC 32, Instrumentos Financieros: Presentación – Aclaración de requerimientos para el neteo de activos y pasivos financieros.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
NIIF 7, Instrumentos Financieros: Revelaciones – Modificaciones a revelaciones acerca de neteo de activos y pasivos financieros.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
CINIIF 20, Costos de desbroce en la fase de producción de una Mina de Superficie.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013

La Administración estima que 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 intermedios son los siguientes:

- **Vida útil económica de activos:** La vida útil de los bienes de propiedades, planta y equipo que son utilizadas para propósitos del cálculo de la depreciación, es determinada en base a estudios técnicos preparados por especialistas externos e internos. Adicionalmente, se utilizan estos estudios para nuevas adquisiciones de bienes de propiedades, planta y equipo, o cuando existen indicadores que las vidas útiles de estos bienes deben ser cambiadas.
- **Deterioro de activos:** La Sociedad y sus filiales 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 año. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación. También consideran como parte de los ingresos y costos de explotación determinados montos del sistema eléctrico, entre otros, compra y venta de energía y cobro de peajes, que permite estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros, y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.
- **Litigios y contingencias:** La Sociedad y sus filiales evalúan periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias, de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad han opinado que se obtendrán resultados favorables, o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

2.4. Período cubierto

Los presentes Estados financieros consolidados intermedios comprenden los estados de situación financiera de Eléctricas y filiales al 31 de marzo de 2012 y al 31 de diciembre de 2011 y los resultados de sus operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los períodos terminados el 31 de marzo de 2012 y 2011.

2.5. Bases de preparación

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

2.6. Entidades filiales

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

En el siguiente cuadro se muestran todas las sociedades en que se da la situación descrita en el párrafo anterior a la fecha de los presentes estados financieros consolidados 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	COMPANIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	DÓLAR ESTADOUNIDENSE	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
77.683.400-9	SOCIEDAD AUSTRAL DE GENERACION Y ENERGIA CHILE S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,1000%	99,8987%	99,9987%	99,9987%
76.186.388-6	SAGESA S.A.	CHILE	DÓLAR ESTADOUNIDENSE	0,1000%	99,8987%	99,9987%	99,9987%
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA.	CHILE	DÓLAR ESTADOUNIDENSE	0,0000%	99,9249%	99,9249%	99,9249%
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA.	CHILE	PESO CHILENO	99,9974%	0,0000%	99,9974%	99,9974%
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX Lagos II S.A.)	CHILE	PESO CHILENO	0,0004%	99,9156%	99,9160%	99,9160%
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%	99,1916%

Tal como indica la tabla anterior, a diciembre 2011, respecto de marzo de 2012, no se produjeron cambios significativos en las participaciones en sociedades incluidas en la consolidación.

En Junta Extraordinaria de accionistas de fecha 30 de diciembre de 2011, Repertorio N° 20.330/2011 y publicada en escritura pública, Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A., RUT N° 77.683.400-9, se dividió en dos sociedades dentro de un proceso de reorganización empresarial, subsistiendo la continuadora legal con la misma razón social y una nueva que se constituyó a raíz de la división, denominada SAGESA S.A., RUT 76.186.388-6, quedando esta última con el giro de la generación de energía eléctrica.

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 intermedios 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 intermedio, y "Ganancia (pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras", en el estado de resultados integral consolidado intermedio.
- La conversión de los estados financieros de las sociedades con moneda funcional distinta del peso chileno se realiza del siguiente modo:
 - o Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.
 - o Las partidas de resultados, utilizando el tipo de cambio promedio (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de la transacción, en cuyo caso los ingresos y gastos se convierten en la fecha de las transacciones).
 - o Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Reservas por conversión" dentro del Patrimonio Neto.
- 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.	Peso Chileno
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Peso Chileno
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Peso Chileno
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Peso Chileno
Sociedad Generadora Austral S.A.	Dólar Estadounidense
Sagesa 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 integral.

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

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

	31.03.2012	31.12.2011	31.03.2011
Dólar Estadounidense	487,44	519,20	479,46
Unidad de Fomento	22.533,51	22.294,03	21.578,26

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\$406.500 por el período terminado al 31 de marzo de 2012 y a M\$262.748 por el período terminado al 31 de marzo de 2011.

- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso, ascendieron a M\$482.915 por el período terminado al 31 de marzo de 2012 y a M\$408.495 por el período terminado al 31 de marzo de 2011.
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad y sus filiales deberán hacer frente, en relación con la obligación de cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. La Sociedad y sus filiales revisan anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

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

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

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

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

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

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

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

La Sociedad y sus filiales, en base al resultado de las pruebas de deterioro, 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
Vehículos	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 la mayoría de los casos.

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

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

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

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

2.14. Arrendamientos

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

Los arrendamientos financieros en los que el Grupo actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo y un pasivo por el mismo monto, igual al valor razonable del bien arrendado, o bien, si éste fuera menor, al valor actual de los pagos mínimos por el arrendamiento. Posteriormente, los pagos mínimos por arrendamiento se asignan entre gasto financiero y reducción de la obligación. El cargo financiero se asigna a cada período pendiente durante el plazo del arrendamiento, de modo que se obtenga una tasa de interés constante, sobre el saldo de la obligación.

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

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

2.15. Instrumentos financieros

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

2.15.1. Activos financieros no derivados

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

a) Instrumentos mantenidos al vencimiento

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

b) Préstamos y cuentas por cobrar

Son aquellos activos financieros no derivados, con pagos fijos o determinables, que no se negocian en un mercado activo. Los activos de esta categoría se contabilizan al costo amortizado, correspondiendo éste básicamente al efectivo entregado, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados en el caso de los préstamos, y al valor actual de la contraprestación realizada en el caso de las cuentas por cobrar. Estos activos se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses, desde la fecha del balance en que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos o 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 intermedio se registra el efectivo en caja, depósitos a plazo y otras inversiones a corto plazo de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que tienen un bajo riesgo de cambios de su valor.

2.15.3. Pasivos financieros no derivados

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

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

2.15.4. Derivados y operaciones de cobertura

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

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

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

a) Clasificación de los instrumentos de cobertura

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

a.1) Coberturas de valor razonable

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

a.2) Coberturas de flujo de caja

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

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

Este tipo de cobertura se define cuando la partida cubierta es una inversión neta en un negocio 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 no financieros

2.17.1. Ingresos diferidos

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

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

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 clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, y como no corrientes los de vencimiento superior a dicho período.

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

2.21. 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.

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 revertan 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.

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

2.25. Estado de flujos de efectivo

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

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

3.1. Generación eléctrica

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

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

- a) **Mercado de los grandes clientes:** A este grupo pertenecen aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Aquellos clientes con potencia entre 0,5 MW y 2 MW pueden optar por ser tratados como clientes libres. Esta opción deberá ejercerse por 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 todas las transferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de tarifas (en adelante los “clientes regulados”). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

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

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

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

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

3.2. Transmisión y subtransmisión

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

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

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

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

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

3.3. Distribución

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

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

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

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

a) Clientes Regulados

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

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

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

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

b) Clientes Libres

Pertenecen 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 se calcula considerando una rentabilidad de 10% sobre el valor de las instalaciones y su vida útil. Los estudios de subtransmisión para determinar el valor de inversión, los costos de administración,

operación, mantenimiento y pérdidas, son desarrollados por consultores contratados por las empresas con bases definidas por la CNE, quien luego emite un informe técnico con las observaciones y correcciones que determine.

- **Transmisión Adicional:** Son consideradas instalaciones adicionales las que no clasifican en alguno de los 2 tipos descritos anteriormente. Corresponden a instalaciones dedicadas a satisfacer las demandas de un número reducido de clientes importantes o bien, a la evacuación de un grupo de centrales. Las tarifas por el uso de los Sistemas de Transmisión Adicionales serán determinadas por contratos entre los usuarios y los respectivos propietarios de dichas instalaciones.
- b) **Límite de potencia instalada para clientes libres:** A contar de marzo del año 2006, los clientes con potencia instalada entre 0,5 MW y 2 MW pueden elegir el régimen tarifario (libre o regulada) que les aplicará por períodos mínimos de cuatro años. Esta opción deberá comunicarse con un año de anticipación. El límite podrá ser rebajado por el Ministerio. En tanto aquellos con potencia instalada superior a 2 MW serán calificados como clientes libres.
- c) **Peajes de distribución:** Para abastecer a clientes libres que usen instalaciones de distribución. El peaje de distribución se ha definido como un valor igual al VAD de la distribuidora más un ajuste por precio de compra en las barras de inyección al sistema de distribución.
- d) **Panel de Expertos:** Se crea un órgano permanente para la resolución de conflictos, que resolverá las discrepancias entre las empresas que forman parte del sistema eléctrico y entre éstas y la autoridad respecto de un conjunto acotado de materias y cuyos dictámenes tienen la característica de ser definitivos e inapelables.
- e) **Precio Nudo:** El precio nudo se aplicará en sistemas de más de 200 MW de capacidad instalada. El cálculo de dicho precio nudo incluirá un cargo único por el uso del Sistema de Transmisión Troncal y los costos de la subtransmisión. La banda para la fijación del precio nudo en torno al precio de clientes libres se redujo de +/-10% a +/- 5% y se aplica sobre el precio de energía.
- f) **Servicios complementarios:** Son todos aquellos servicios requeridos para coordinar la operación en forma confiable, segura y a mínimo costo de los sistemas eléctricos (regulación de tensión, frecuencia, aporte de reactivos, etc.). El CDEC respectivo deberá operar, administrar y valorizar la prestación de estos servicios complementarios. Actualmente, el reglamento que tariffica estos servicios se encuentra pendiente..
- g) **Sistemas Medianos:** Se definen como Sistemas Medianos, los sistemas eléctricos que posean una capacidad instalada de generación superior a 1,5 MW e inferior a 200 MW. La tarifficación de estos sistemas se hace en base al Costo Total de Largo Plazo ("CTLP").

3.4.3. Ley Corta II

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

- a) **Obligación de suministro:** Las compañías de distribución eléctrica deberán disponer permanentemente del suministro de energía que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para, a lo menos, los próximos tres años.
- b) **Licitaciones para el suministro:** Las distribuidoras deberán realizar licitaciones públicas, abiertas y no discriminatorias de largo plazo para el suministro de energía de sus clientes regulados, de acuerdo a bases aprobadas por la CNE. Las licitaciones podrán hacerse en forma conjunta entre distintas compañías de distribución.
- c) **Traspaso de precios a clientes finales:** Las distribuidoras deberán traspasar a sus clientes regulados los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios

vigentes para dichos suministros, conforme a sus respectivos contratos. En caso de que el precio promedio de una concesionaria sobrepase en más de un 5% el precio promedio del sistema, el sobreprecio será absorbido por todos los clientes regulados del sistema.

- d) **Estabilidad en precios:** Si el precio de nudo de largo plazo indexado experimenta una variación de más de 10% entre las fijaciones, éste será ajustado y los precios promedio de cada distribuidora volverán a ser calculados.
- e) **Ajuste a precios de mercado:** Si se producen diferencias significativas entre el precio de mercado, calculado sobre los precios medios de clientes libres y precio de nudo de largo plazo, y el precio teórico, calculado sobre el precio de nudo informado por la CNE, el precio de nudo deberá ser ajustado.
- f) **Regulación de demanda de clientes regulados:** Los generadores tienen la posibilidad de pactar reducciones o aumentos temporales en el consumo de energía con cualquier consumidor a cambio de compensaciones.

3.4.4. Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

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

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

4. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

a) El detalle del rubro al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Efectivo en Caja	1.646.908	1.657.264
Saldo en Bancos	1.246.089	1.735.723
Depósitos a plazo	5.055.967	-
Otros instrumentos de renta fija	34.669.668	25.215.394
Totales	42.618.632	28.608.381

Los Otros Instrumentos de renta fija corresponden a una cartera de instrumentos de renta fija, tales como fondos mutuos, 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, 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	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	42.604.159	28.526.869
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	14.473	81.512
Totales		42.618.632	28.608.381

5. Otros activos financieros corrientes

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

Otros activos financieros corriente	Moneda	31/03/2012	31/12/2011
		Corriente M\$	Corriente M\$
Depósito a plazo en garantía (*)	USD	434.191	115.353
Derivado (**)	UF	348.842	3.395.517
Totales		783.033	3.510.870

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

(**) Ver nota 16.2.7

6. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

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

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	31/03/2012		31/12/2011	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	63.322.674	-	66.178.002	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	25.027.490	12.735.926	26.164.678	11.633.172
Totales	88.350.164	12.735.926	92.342.680	11.633.172

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	31/03/2012		31/12/2011	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	54.814.125	-	57.795.640	-
Otras cuentas por cobrar, neto	22.240.494	12.211.487	23.866.918	11.108.733
Totales	77.054.619	12.211.487	81.662.558	11.108.733

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de marzo de 2012 es de M\$89.266.106 y al 31 de diciembre de 2011 es de M\$92.771.291.

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos significativos y adicionalmente, de acuerdo a lo que establece la normativa vigente, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago, esto sin lugar a dudas es una herramienta importante en la gestión de cobranza. Otro aspecto importante que establece el DFL4/2006, artículo 225 letra a, es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que representa otra herramienta de cobro.

- b) La Sociedad y sus filiales de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con lo que establece el DFL4/2006, artículo 136 y 125, están obligadas a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A marzo de 2012 la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a 728.213 clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo Cliente	Cantidad	Participación ventas %
Residencial	652.205	38%
Comercial	45.605	26%
Industrial	5.311	24%
Otros	25.092	12%
Total	728.213	100%

Respecto de las ventas que realiza la Sociedad y sus filiales se distinguen dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otros relacionado con otras ventas, que corresponden a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad 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).

Parte importante de los clientes de las filiales STS y SGA son empresas distribuidoras y generadoras que integran el SIC, o grandes clientes que históricamente han mantenido sus compromisos y no se han requerido provisiones significativas. Como un hecho excepcional, en 2011, la quiebra de una empresa generadora (Campanario) implicó realizar provisiones adicionales por el 100% de esta cuenta por cobrar neta. La administración analiza caso a caso para determinar cualquier indicio de deterioro y estima, que a pesar de este caso, el riesgo general de crédito de estas filiales está acotado.

- c) Al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011 el análisis de los deudores por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados, es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados pero no deteriorados	31-03-12	31-12-11
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	20.152.625	20.807.867
Con vencimiento entre tres y seis meses	1.127.683	1.515.432
Con vencimiento entre seis y doce meses	1.005.911	946.917
Con vencimiento mayor a doce meses	140.353	250.502
Total	22.426.572	23.520.718

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	35%	66%
271 a 360	67%	66%
361 o más	100%	100%

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

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

Tramos de morosidad	Saldo al 31-03-12						Saldo al 31-12-11					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$
Al día	369.523	55.714.114	5.299	2.561.240	374.822	58.275.354	357.576	59.020.631	5.729	1.646.541	363.305	60.667.172
Entre 1 y 30 días	226.093	13.333.270	2.966	490.879	229.059	13.824.149	221.678	14.348.311	2.976	515.682	224.654	14.863.993
Entre 31 y 60 días	43.280	5.877.606	1.218	159.590	44.498	6.037.196	41.875	5.173.014	1.370	225.469	43.245	5.398.483
Entre 61 y 90 días	5.305	655.694	175	15.379	5.480	671.073	4.985	907.768	196	20.415	5.181	928.183
Entre 91 y 120 días	2.243	298.420	93	48.234	2.336	346.654	2.211	612.703	123	8.291	2.334	620.994
Entre 121 y 150 días	1.942	530.265	72	6.221	2.014	536.486	1.846	321.281	114	9.885	1.960	331.166
Entre 151 y 180 días	1.609	531.700	69	6.403	1.678	538.103	2.004	1.068.683	92	7.415	2.096	1.076.098
Entre 181 y 210 días	1.212	456.931	55	3.939	1.267	460.870	1.476	306.107	83	6.753	1.559	312.860
Entre 211 y 250 días	1.209	161.788	66	5.256	1.275	167.044	1.322	304.787	78	7.261	1.400	312.048
Más de 250 días	25.388	10.345.345	1.050	124.829	26.438	10.470.174	23.437	9.947.997	958	120.249	24.395	10.068.246
Total	677.804	87.905.133	11.063	3.421.970	688.867	91.327.103	658.410	92.011.282	11.719	2.567.961	670.129	94.579.243

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

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al		Saldo al	
	31/03/2012		31/12/2011	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	214	108.291	220	77.643
Documentos por cobrar en cobranza judicial	434	6.753.415	433	6.727.329
Totales	648	6.861.706	653	6.804.972

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

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 01 de enero de 2011	9.851.800
Aumentos (disminuciones) del período	2.136.762
Montos castigados	(784.001)
Saldo al 31 de diciembre 2011	11.204.561
Aumentos (disminuciones) del período	634.481
Montos castigados	(19.058)
Saldo al 31 de marzo de 2012	11.819.984

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

7. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

7.1. Accionistas

El detalle de los accionistas mayoritarios de la Sociedad al 31 de marzo de 2012, 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%
Cóndor Holding SpA	40		40	0,0001%
Total	100	71.581.000	71.581.100	100%

7.2. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

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

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

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

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes

RUT	Sociedad	Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/03/2012		31/12/2011	
							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\$	121.019	-	120.238	-
76.024.762-6	CONDOR HOLDING SPA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.135	-	-	-
76.833.170-7	ANDESCAN SPA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.167	-	2.167	-
Totales							124.321	-	122.405	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes

RUT	Sociedad	Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/03/2012		31/12/2011	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.730.881	-	2.742.739	-
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Chile	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz	UF	16.990.482	-	16.574.411	-
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.612.082	-	1.697.078	-
76.024.762-6	CONDOR HOLDING SPA	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	200	-	146	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Directores filiales y Sociedad	Menos de 90 días	Director	UF	4.063	-	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz Molina	Chile	Remuneraciones Directores filiales y Sociedad	Menos de 90 días	Director	UF	4.063	-	3.920	-
Totales							22.341.771	-	21.018.294	-

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

RUT	Sociedad	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Matriz	Intereses Préstamos en Cuenta Corriente	(416.070)	(1.187.164)
76.833.170-7	ANDESCAN SPA	Matriz	Intereses Préstamos en Cuenta Corriente	-	(188.294)
76.024.762-6	CONDOR HOLDING SPA	Matriz	Intereses Préstamos en Cuenta Corriente	-	(187.428)

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, eligiendo como Directores, por un período de dos años, a los señores Jorge Lesser García - Huidobro, Iván Díaz - Molina, John Watt, Kevin David Kerr, Stacey Purcell y Adil Rahmathulla.

Al 31 de marzo de 2012 el Directorio está compuesto por los señores Jorge Lesser García - Huidobro, Iván Díaz - Molina, Ben Hawkins, Robert Mah, Juan Ignacio Parot y Juzar Pirbhai.

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

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

Director	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Iván Díaz-Molina	101	100
Jorge Lesser García-Huidobro	101	-
Totales	202	100

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

b) Remuneración del Directorio

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

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

En sesión de Directorio de fecha 16 de agosto de 2011, el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director del señor Kevin David Kerr. Se designó en su reemplazo al señor Juan Ignacio Parot Becker, quien ocupará ese cargo hasta la celebración de la próxima Junta Ordinaria de Accionistas.

En sesión de Directorio de fecha 8 de noviembre de 2011 renunciaron a su cargo los directores de la Sociedad los señores Adil Rahmathulla y John Watt. En la misma sesión, se designó como directores reemplazantes a los señores Ben Hawkins y Robert Mah.

En sesión de Directorio de fecha 4 de enero de 2012 renunció a su cargo la directora de la Sociedad la señora Stacey Purcell. En la misma sesión, se designó como director reemplazante al señor Juzar Pirbhai.

Los Directores señores John Watt, Kevin David Kerr, Juan Ignacio Parot Becker, Stacey Purcell, Adil Rahmathulla, Ben Hawkins, Robert Mah y Juzar Pirbhai 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 31 de marzo de 2012 y 31 de marzo de 2011 son las siguientes:

Director	31/03/2012 M\$	31/03/2011 M\$
Pedro Pablo Errázuriz	-	54
Iván Díaz-Molina	202	-
Jorge Lesser García-Huidobro	202	323
Totales	404	377

c) Durante el período enero-marzo 2012 y 2011, 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 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Clases de inventario	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Materiales de operación y mantenimiento	11.163.507	10.707.357
Materiales en tránsito	773.389	1.513.871
Existencias retail	1.162.140	1.054.136
Petróleo	1.305.064	1.422.120
Provisión por obsolescencia	(1.117.271)	(1.039.425)
Totales	13.286.829	13.658.059

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	31/03/2012 M\$	31/03/2011 M\$
Materias primas y consumibles utilizados	7.496.372	11.035.497
Otros gastos por naturaleza (*)	524.418	491.167
Total	8.020.790	11.526.664

(*) Materiales utilizados para el mantenimiento del Sistema eléctrico

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de marzo de 2012 ascienden a M\$ 3.562.695 (M\$2.604.289 en 2011) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de marzo de 2012 ascienden a M\$218.736 (M\$106.125 en 2011).

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un cargo por M\$77.846 para el año 2012, y un cargo de M\$82.802 para el año 2011.

9. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

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

	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Impuesto renta por recuperar	10.529.583	8.614.753
IVA Crédito fiscal por recuperar	660.244	-
Crédito por utilidades absorbidas	10.477	1.598.609
Crédito Sence	18.000	32.076
Diesel por recuperar	58.170	58.170
Crédito activo fijo	22.851	37.893
Totales	11.299.325	10.341.501

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

	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Impuesto a la renta	1.834.347	1.788.310
Iva Débito fiscal	2.674.567	2.558.077
Otros	311.916	70.589
Totales	4.820.830	4.416.976

10. Otros Activos Financieros no Corrientes

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

	31/03/2012 No Corriente M\$	31/12/2011 No Corriente M\$
Otros activos financieros no corriente		
Impuesto específico por recuperar	7.892.546	7.757.630
Totales	7.892.546	7.757.630

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

Activos intangibles neto	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Activos intangibles identificables, neto	29.237.487	29.528.910
Servidumbres	27.169.413	27.169.413
Software	2.068.074	2.359.497

Activos intangibles bruto	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Activos intangibles identificables, bruto	33.477.643	31.929.523
Servidumbres	27.169.413	27.169.413
Software	6.308.230	4.760.110

Amortización activos intangibles	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Activos intangibles identificables	(4.240.156)	(2.400.613)
Servidumbres	-	-
Software	(4.240.156)	(2.400.613)

El detalle y movimiento del activo intangible al 31 de marzo de 2012, es el siguiente:

Movimiento período 2012		Software, neto	Servidumbres neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2012		2.359.497	27.169.413	29.528.910
Movimiento	Adiciones	21.799	-	21.799
	Retiros	-	-	-
	Gastos por amortización	(313.222)	-	(313.222)
	Total movimientos	(291.423)	-	(291.423)
Saldo final al 31 de marzo de 2012		2.068.074	27.169.413	29.237.487

El detalle y movimiento del activo intangible al 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Movimiento año 2011		Software, neto	Servidumbres neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2011		2.567.613	26.921.214	29.488.827
Movimiento	Adiciones	868.577	248.199	1.116.776
	Retiros	(79)	-	(79)
	Gastos por amortización	(1.076.614)	-	(1.076.614)
	Total movimientos	(208.116)	248.199	40.083
Saldo final al 31 de diciembre de 2011		2.359.497	27.169.413	29.528.910

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

Rut	Compañía	31/03/2012	31/12/2011
		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 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	451.074.810	444.657.838
Construcción en Curso	67.856.934	57.396.858
Terrenos	15.232.092	15.247.659
Edificios	8.906.282	9.001.938
Planta y Equipo	344.741.876	347.793.142
Equipamiento de Tecnologías de la Información	1.325.830	1.441.272
Instalaciones Fijas y Accesorios	548.013	571.905
Vehículos de Motor	2.517.588	2.646.140
Bienes Arrendados (Leasing)	6.856.346	7.367.162
Otras Propiedades, Planta y Equipo	3.089.849	3.191.762

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	560.289.300	552.845.856
Construcción en Curso	67.856.934	57.396.858
Terrenos	15.232.092	15.247.659
Edificios	14.025.845	14.054.434
Planta y Equipo	439.381.114	439.421.093
Equipamiento de Tecnologías de la Información	3.917.770	5.412.768
Instalaciones Fijas y Accesorios	1.271.499	1.275.608
Vehículos de Motor	4.375.152	4.369.161
Bienes Arrendados (Leasing)	7.942.007	8.459.483
Otras Propiedades, Planta y Equipo	6.286.887	7.208.792

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(109.214.490)	(108.188.018)
Edificios	(5.119.564)	(5.052.496)
Planta y Equipo	(94.639.238)	(91.627.951)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(2.591.940)	(3.971.496)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(723.486)	(703.703)
Vehículos de Motor	(1.857.564)	(1.723.021)
Bienes Arrendados (Leasing)	(1.085.660)	(1.092.321)
Otros	(3.197.038)	(4.017.030)

A continuación se presenta el detalle de propiedades, plantas y equipos durante el período 2012:

Movimiento período 2012	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Bienes en modalidad de arrendamiento financiero	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo inicial al 1 de enero de 2012	57.396.858	15.247.659	9.001.938	1.441.272	571.905	2.646.140	7.367.162	3.191.762	347.793.142
Adiciones	13.337.609	-	-	-	-	15.005	-	63.373	3.887.305
Retiros	(2.049.949)	-	(10.169)	-	-	-	-	(22.015)	(3.080.723)
Gastos por depreciación	-	-	(72.902)	(115.216)	(21.948)	(137.475)	(60.341)	(139.591)	(3.228.552)
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	(827.584)	(15.567)	(12.585)	(226)	(1.944)	(6.082)	(450.475)	(3.680)	(629.296)
Total movimientos	10.460.076	(15.567)	(95.656)	(115.442)	(23.892)	(128.552)	(510.816)	(101.913)	(3.051.266)
Saldo final al 31 de marzo de 2012	67.856.934	15.232.092	8.906.282	1.325.830	548.013	2.517.588	6.856.346	3.089.849	344.741.876

A continuación se presenta el detalle de propiedades, plantas y equipos durante el año 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	Bienes en modalidad de arrendamiento financiero	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	30.390.224	14.419	178.212	351.802	98.637	408.779	-	1.175.474	36.720.386
Retiros	(27.139.597)	-	-	(9.918)	(12.501)	(185.473)	-	(43.193)	(1.339.157)
Gastos por depreciación	-	-	(290.291)	(461.998)	(92.438)	(567.808)	(238.903)	(635.969)	(12.980.947)
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	558.779	25.091	20.480	110	3.271	10.392	734.218	6.172	1.891.570
Total movimientos	3.809.406	39.510	(91.599)	(120.004)	(3.031)	(334.110)	495.315	502.484	24.291.852
Saldo final al 31 de diciembre de 2011	57.396.858	15.247.659	9.001.938	1.441.272	571.905	2.646.140	7.367.162	3.191.762	347.793.142

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

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo

- La depreciación de los bienes de propiedades, planta y equipo se presenta en la cuenta "Gastos por Depreciación y Amortización del Resultado de Explotación".
- Las empresas del Grupo Saesa cuentan con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (centrales, subestaciones, construcciones, contenido y existencias), con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.
- Bienes en modalidad de arrendamiento financiero. Se incluye en este ítem una transacción de leasing en dólares de la filial Sagesa S.A.
- Los activos en construcción, según se explica en Nota 2.11, incluyen activación de costos financieros por M\$406.500 por el período terminado al 31 de marzo de 2012, y a M\$262.748 por el período terminado al 31 de marzo de 2011, y los costos de personal relacionados directamente con obras en curso por M\$482.915 por el período terminado al 31 de marzo de 2012 y a M\$408.495 por el período terminado al 31 de marzo de 2011.
- El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011 no es significativo. La Sociedad no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.
- 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 31 de marzo de 2012 de M\$ 177.241.

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

	31/03/2012			31/12/2011		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	1.084.342	47.024	1.037.318	1.154.995	70.376	1.084.619
Entre un año y tres años	2.710.856	83.510	2.627.346	2.887.487	88.951	2.798.536
Totales	3.795.198	130.534	3.664.664	4.042.482	159.327	3.883.155

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 intermedio correspondiente a los períodos enero-marzo de 2012 y 2011, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31/03/2012	31/03/2011
	M\$	M\$
Gasto por impuestos corrientes	1.288.603	956.960
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto corriente	-	(77.178)
Ajustes al impuesto corriente del período anterior	-	-
Otro gasto por impuesto corriente	2.194	1.531
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	1.290.797	881.313
Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	(855.217)	640.679
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto diferido	-	-
Otro gasto por impuesto diferido	(1)	(10.017)
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	(855.218)	630.662
Gasto por impuesto a las ganancias	435.579	1.511.975

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 2012, con tasa de 18,5%, al 31 de marzo 2012 la Sociedad reconoció un mayor gasto por impuesto a las ganancias de M\$247.223, respecto de haber mantenido la tasa del 17% que regirá a partir de 2013 en adelante.

- 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 31 de marzo de 2012 y 2011, es la siguiente:

CONCILIACION DEL GASTO UTILIZANDO LA TASA EFECTIVA	31/03/2012	31/03/2011
Utilidad (Pérdida) Antes de Impuestos	3.538.648	6.440.988
(Gasto) Ingreso por Impuestos a las ganancias Utilizando la Tasa Legal (18,5%)	(654.650)	(1.288.198)
Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles	123.401	4.163
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	(68.983)	(2.078)
Efecto Impositivo de Impuesto provisto en Exceso en Periodos Anteriores	-	(4)
Corrección monetaria tributaria de las Inversiones	(2.907.500)	(2.084.431)
Corrección monetaria tributaria del Patrimonio	3.037.804	2.081.977
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	(249.416)	11.185
Diferencia de conversión de moneda extranjera	333.326	(98.112)
Ajuste de tasas por recuperación de Pérdida Tributarias	(49.561)	(136.477)
Total ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal	219.071	(223.777)
(Gasto) Ingreso por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	(435.579)	(1.511.975)
Tasa Impositiva Efectiva	12,31%	23,47%

14.2. Impuestos diferidos

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

Diferencia temporal	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Impuestos diferidos relativos a Activo Fijo (*)	2.367.726	2.529.377	15.345.517	15.727.159
Impuestos diferidos relativos a Indemnización años de servicio	44.927	35.606	10.399	31.991,00
Impuestos diferidos relativos a Provisión cuentas incobrables	2.069.048	1.955.196	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión de vacaciones	145.815	208.331	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión obsolescencia	195.782	181.379	-	-
Impuestos diferidos relativos a Ingresos anticipados	1.687.553	1.224.398	-	-
Impuestos diferidos relativos a Gastos Anticipados	764.536	775.693	371.199	377.122
Impuestos diferidos relativos a Pérdida tributaria	2.514.926	2.405.029	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión Beneficios Personal	124.785	328.750	-	-
Impuestos diferidos Otras Provisiones	303.658	321.113	48.281	48.288
Impuestos diferidos relativos a Derivados	636.047,00	0	64.536	628.170,00
Leasing	0	676.468	-	-
Créditos tributarios por recuperar en el largo plazo	517.297	517.297	-	-
Diferencia de cambio cuentas no monetarias	539.220	830.415	-	-
Diferencia de cambio	3.194	3.308	-	-
Total Impuestos Diferidos	11.914.514	11.992.360	15.839.932	16.812.730

- b) Los movimientos de los rubros “Impuestos Diferidos”, de los estados de situación financiera consolidado intermedio en los períodos 2012 y 2011, es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2011	7.891.634	32.409.307
Impuesto diferido efecto por fusión (*)	11.368.759	(7.261.232)
Otros incrementos (decrementos)	(7.268.033)	(8.335.345)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	11.992.360	16.812.730
Incremento (decremento)	(77.846)	(972.798)
Saldo al 31 de marzo de 2012	11.914.514	15.839.932

(*) 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.

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

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	31/03/2012		31/12/2011	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Préstamos bancarios	34.825.257	-	36.906.654	-
Bonos	8.818.921	307.958.175	6.359.131	305.166.881
Leasing	1.037.318	2.627.346	1.084.619	2.798.536
Totales	44.681.496	310.585.521	44.350.404	307.965.417

- b) El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No corriente			
					Vencimiento				Total corriente al 31-03-2012	Vencimiento			Total no corriente al 31-03-2012
					Indeterminado	Hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses		1 a 3 años	3 a 5 años	más de 5 años	
Chile	USD	anual	2,02%	Sin Garantía	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
					-	-	34.825.257	-	34.825.257	-	-	-	-
Totales					-	-	34.825.257	-	34.825.257	-	-	-	-

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No corriente			
					Vencimiento				Total corriente al 31-12-2011	Vencimiento			Total no corriente al 31-12-2011
					Indeterminado	Hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses		1 a 3 años	3 a 5 años	más de 5 años	
Chile	USD	anual	2,02%	Sin Garantía	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
					-	-	-	36.906.654	36.906.654	-	-	-	-
Totales					-	-	-	36.906.654	36.906.654	-	-	-	-

c) El desglose por banco de los "Préstamos Bancarios", vigentes al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de marzo 2012						
						Corriente			No Corriente			
						Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	más de 5 años	Total No Corriente
SAESA	BANCO ESTADO	97.030.000-7	USD	2,02%	ANUAL	23.216.838	-	23.216.838	-	-	-	-
FRONTEL	BANCO ESTADO	97.030.000-7	USD	2,02%	ANUAL	11.608.419	-	11.608.419	-	-	-	-
Totales						34.825.257	-	34.825.257	-	-	-	-

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de diciembre 2011						
						Corriente			No Corriente			
						Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	más de 5 años	Total No Corriente
SAESA	BANCO ESTADO	97.030.000-7	USD	2,02%	ANUAL	-	24.604.436	24.604.436	-	-	-	-
FRONTEL	BANCO ESTADO	97.030.000-7	USD	2,02%	ANUAL	-	12.302.218	12.302.218	-	-	-	-
Totales						-	36.906.654	36.906.654	-	-	-	-

d) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No Corriente				
					Vencimiento				Total Corriente	Vencimiento			Total no Corriente
					Indeterminada M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 31-03-2012 M\$	1 a 3 años M\$	3 a 5 años M\$	más de 5 años M\$	al 31-03-2012 M\$
Chile	UF	semestral	5,25%	Sin Garantía	-	-	-	1.169.232	1.169.232	9.543.604	6.362.403	38.174.417	54.080.424
Chile	UF	semestral	3,23%	Sin Garantía	-	-	-	299.463	299.463	9.884.139	10.140.080	-	20.024.219
Chile	UF	anual	3,00%	Sin Garantía	-	-	-	20.362	20.362	9.388.970	6.999.809	5.551.417	21.940.196
Chile	UF	semestral	3,60%	Sin Garantía	-	-	-	24.365	24.365	-	-	21.658.648	21.658.648
Chile	UF	semestral	3,00%	Sin Garantía	-	-	-	1.346.279	1.346.279	3.862.888	2.575.258	10.301.033	16.739.179
Chile	UF	anual	4,00%	Sin Garantía	-	-	-	2.662.485	2.662.485	-	-	88.878.738	88.878.738
Chile	UF	anual	5,00%	Sin Garantía	-	-	-	3.296.735	3.296.735	-	-	84.636.771	84.636.771
Totales					-	-	-	8.818.921	8.818.921	32.679.601	26.077.550	249.201.024	307.958.175

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No Corriente				
					Vencimiento				Total Corriente	Vencimiento			Total no Corriente
					Indeterminada M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 31-12-2011 M\$	1 a 3 años M\$	3 a 5 años M\$	más de 5 años M\$	al 31-12-2011 M\$
Chile	UF	semestral	5,25%	Sin Garantía	-	-	-	465.791	465.791	9.442.178	6.294.785	37.768.709	53.505.672
Chile	UF	semestral	2,83%	Sin Garantía	-	-	-	135.108	135.108	9.772.305	10.032.314	-	19.804.619
Chile	UF	anual	2,83%	Sin Garantía	-	-	-	185.651	185.651	7.431.336	6.910.870	7.333.852	21.676.058
Chile	UF	semestral	3,60%	Sin Garantía	-	-	-	222.312	222.312	-	-	21.422.452	21.422.452
Chile	UF	semestral	3,00%	Sin Garantía	-	-	-	1.472.337	1.472.337	3.821.834	2.547.889	10.828.529	17.198.252
Chile	UF	anual	4,00%	Sin Garantía	-	-	-	1.738.093	1.738.093	-	-	87.914.288	87.914.288
Chile	UF	anual	5,00%	Sin Garantía	-	-	-	2.139.839	2.139.839	-	-	83.645.540	83.645.540
Totales					-	-	-	6.359.131	6.359.131	30.467.653	25.785.858	248.913.370	305.166.881

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

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de marzo 2012						
					Corriente			No Corriente			
					Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	más de 5 años	Total No Corriente
FRONTEL	BONO SERIE A/N°416	UF	3,00%	Sin Garantía	-	1.346.279	1.346.279	3.862.888	2.575.258	10.301.033	16.739.179
SAESA	BONO SERIE F/N°398	UF	5,25%	Sin Garantía	-	1.169.232	1.169.232	9.543.604	6.362.403	38.174.417	54.080.424
SAESA	BONO SERIE G/N°301	UF	3,23%	Sin Garantía	-	299.463	299.463	9.884.139	10.140.080	-	20.024.219
SAESA	BONO SERIE I/N°664	UF	3,00%	Sin Garantía	-	20.362	20.362	9.388.970	6.999.809	5.551.417	21.940.196
SAESA	BONO SERIE J/N°665	UF	3,60%	Sin Garantía	-	24.365	24.365	-	-	21.658.648	21.658.648
ELECTRICAS	BONO SERIE E/N°646	UF	4,00%	Sin Garantía	-	2.662.485	2.662.485	-	-	88.878.738	88.878.738
ELECTRICAS	BONO SERIE D/N°559	UF	5,00%	Sin Garantía	-	3.296.735	3.296.735	-	-	84.636.771	84.636.771
Totales					-	8.818.921	8.818.921	32.679.601	26.077.550	249.201.024	307.958.175

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2011						
					Corriente			No Corriente			
					Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	más de 5 años	Total No Corriente
FRONTEL	BONO SERIE A/N°416	UF	3,00%	Sin Garantía	-	1.472.337	1.472.337	3.821.834	2.547.889	10.828.529	17.198.252
SAESA	BONO SERIE F/N°398	UF	5,25%	Sin Garantía	-	465.791	465.791	9.442.178	6.294.785	37.768.709	53.505.672
SAESA	BONO SERIE G/N°301	UF	3,23%	Sin Garantía	-	135.108	135.108	9.772.305	10.032.314	-	19.804.619
SAESA	BONO SERIE I/N°664	UF	3,00%	Sin Garantía	-	185.651	185.651	7.431.336	6.910.870	7.333.852	21.676.058
SAESA	BONO SERIE J/N°665	UF	3,60%	Sin Garantía	-	222.312	222.312	-	-	21.422.452	21.422.452
ELECTRICAS	BONO SERIE E/N°646	UF	4,00%	Sin Garantía	-	1.738.093	1.738.093	-	-	87.914.288	87.914.288
ELECTRICAS	BONO SERIE D/N°559	UF	5,00%	Sin Garantía	-	2.139.839	2.139.839	-	-	83.645.540	83.645.540
Totales					-	6.359.131	6.359.131	30.467.653	25.785.858	248.913.370	305.166.881

f) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones de leasing o arrendamiento financiero al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente				
					Vencimiento				Total Corriente al 31/03/2012 M\$	Vencimiento			Total no Corriente al 31/03/2012 M\$	
					Indeterminada M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$		1 a 3 años M\$	3 a 5 años M\$	más de 5 años M\$		
Chile	USD	Semestral	2,10%	Con Garantía	-	-	-	1.037.318	1.037.318	2.627.346	-	-	-	2.627.346
Totales					-	-	-	1.037.318	1.037.318	2.627.346	-	-	-	2.627.346

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente				
					Vencimiento				Total Corriente al 31/12/2011 M\$	Vencimiento			Total no Corriente al 31/12/2011 M\$	
					Indeterminada M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$		1 a 3 años M\$	3 a 5 años M\$	más de 5 años M\$		
Chile	USD	Semestral	2,10%	Con Garantía	-	-	-	1.084.619	1.084.619	2.798.536	-	-	-	2.798.536
Totales					-	-	-	1.084.619	1.084.619	2.798.536	-	-	-	2.798.536

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

	31/03/2012			31/12/2011		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	1.084.342	47.024	1.037.318	1.154.995	70.376	1.084.619
Entre un año y tres años	2.710.856	83.510	2.627.346	2.887.487	88.951	2.798.536
Totales	3.795.198	130.534	3.664.664	4.042.482	159.327	3.883.155

g) Colocación de Bonos

Con fecha 25 de noviembre de 2010, la Sociedad colocó los bonos Serie E, con cuyos fondos se prepago 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.

Con fecha 5 de octubre de 2011, la filial Saesa efectuó las colocaciones de los Bonos Serie I y Serie J en el mercado local, desmaterializados y al portador, emitidos con cargo a las líneas de bonos inscritas en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo los

números 664 y 665 respectivamente con fecha 19 de mayo de 2011, por una suma total de 1.000.000 Unidades de Fomento para cada bono.

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

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 intermedios)

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 intermedios)

- 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.
- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA sobre Gastos Financieros Netos mayor a 2,5.

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 31.03.2012, la Sociedad y sus filiales han dado cumplimiento a estas restricciones.

16. Política de Gestión de Riesgos

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

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

16.1. Riesgo de negocio

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

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

16.1.1. Riesgo Regulatorio

a) Cambio de la regulación

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

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

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

Asimismo, en marzo de 2004 y mayo de 2005, se publicaron en el Diario Oficial la Ley N° 19.940 y N° 20.018 que modificaron la Ley General Sobre Servicios Eléctricos y su Reglamento y que convencionalmente se han denominado como 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 Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE):

- Ampliación de la matriz energética mediante el uso de fuentes de energía renovables no convencionales, en adelante Proyecto ERNC, 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 la filial SAGESA S.A. está enfocada en la venta de su energía a la filial 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 S.A., 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.

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

c) Fijación de tarifas de distribución

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

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

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

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

prestación de servicios asociados no tarifados y proponer al Ejecutivo modificaciones legales en el caso de prestarse SSAA que utilicen infraestructura concebida para el servicio de suministro de electricidad. La Sociedad está monitoreando lo anteriormente comentado, de modo de anticipar cambios en los actuales procesos o en las formas de tarificación en la industria.

d) Fijación de tarifas de subtransmisión

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

Un nuevo proceso tarifario comenzó durante el 2009, con la finalidad de que los nuevos precios estén determinados y entren a regir hacia fines del 2010. No obstante, este proceso se ha visto retrasado respecto de su programación original por propia iniciativa de la Autoridad administrativa (CNE), quien en la etapa de entrega extendió el plazo para aumentar el desarrollo del estudio y posteriormente, en la etapa de revisión, para efectuar análisis más detallados de los estudios presentados, y para la elaboración del Informe Técnico con los cambios realizados por la Autoridad. Asimismo, el Panel de Expertos extendió en su momento el plazo de análisis de las discrepancias presentadas por las empresas al Informe Técnico de la CNE y la publicación de su respectivo Dictamen, comunicado a las empresas a principios de Agosto de 2011.

Adicionalmente, considerando el retraso que ha sufrido la elaboración del Informe Técnico definitivo de parte de la CNE (post Dictamen) hace suponer que a mediados del 2012 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 consideran una duración de 10 años.

En virtud del complejo escenario financiero de la empresa Campanario S.A. y su eventual incumplimiento del contrato de suministro, que representa aproximadamente el 20% de los consumos de los clientes regulados de las empresas distribuidoras Saesa, Frontel y Luz Osorno, SEC emitió la Resolución Exenta N° 2288 (RE2288), de fecha 26 de agosto de 2011, en la que se dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por Campanario, debe ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia que confecciona la Dirección de Peajes del CDEC – SIC a prorrata de su energía firme, a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos por Campanario.

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

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

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

f) Abastecimiento de energía

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

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

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

En la actualidad hay proyectos en construcción por una capacidad aproximada de 1.900 MW, los que podrían entrar en funcionamiento en los próximos (2012 – 2014).

16.2. Riesgo financiero

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

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

16.2.1 Tipo de cambio

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

Al 31 de marzo de 2012, 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	29-04-2011	47.228	23.020.605
Frontel	29-04-2011	23.614	11.510.303

Con el objeto de dar cumplimiento a la política establecida, las sociedades contrataron Cross Currency Swap (ver nota 16.2.7), 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 90% de la deuda financiera está estructurada en UF, consistente con el perfil de 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\$ 61 durante el periodo enero - marzo de 2012. Para este análisis no se consideró los créditos en USD que tomaron las filiales Saesa y Frontel, 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:

	31/03/2012	31/03/2011
Tasa Interés Variable	7%	18%
Tasa Interés Protegida	9%	6%
Tasa Interés Fija	84%	76%

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

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

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	3%	33%
181 a 270	35%	66%
271 a 360	67%	66%
361 o más	100%	100%

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

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

Activos de carácter financiero:

De acuerdo con lo definido por la Sociedad, 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 31/03/12	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				348.842	348.842
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, derechos por cobrar	-	89.238.974	-	-	89.238.974
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	124.321	-	-	124.321
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	7.948.964	-	34.669.668	-	42.618.632
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	7.892.546	-	-	7.892.546
Totales	7.948.964	97.255.841	34.669.668	348.842	140.223.315

Activos financieros al 31/12/11	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				3.395.517	3.395.517
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, derechos por cobrar	-	92.771.291	-	-	92.771.291
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	122.405	-	-	122.405
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	7.392.987	-	21.215.394	-	28.608.381
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	7.757.630	-	-	7.757.630
Totales	7.392.987	100.651.326	21.215.394	3.395.517	132.655.224

b) Pasivos Financieros

Pasivos financieros al 31/03/12	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	-	355.267.017	-	-	355.267.017
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	64.678.355	-	-	64.678.355
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	22.341.771	-	-	22.341.771
Totales	-	442.287.143	-	-	442.287.143

Pasivos financieros al 31/12/11	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	-	352.315.821	-	-	352.315.821
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	53.052.702	-	-	53.052.702
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	21.018.294	-	-	21.018.294
Totales	-	426.386.817	-	-	426.386.817

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 31 de marzo de 2012, 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	31.03.2012	31.12.2011	Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de Cobertura
		M\$	M\$			
Cross Currency Swaps (*)	Saesa	232.561	2.263.678	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Cross Currency Swaps (*)	Frontel	116.281	1.131.839	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Total		348.842	3.395.517			

(*) Presentado en la cuenta Otros Activos Financieros Corriente

En relación a las coberturas de flujo de caja presentadas al 31 de marzo de 2012, 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.

Activos Financieros - al 31.03.2012	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	1.646.908	1.646.908
Saldo en Bancos	1.246.089	1.246.089
Depósitos a plazo	5.055.967	5.055.967
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	77.054.619	77.054.619

Pasivos Financieros - al 31.03.2012	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Deuda Bancaria	34.925.257	34.837.331
Bonos	316.777.096	337.402.645
Leasing	3.664.664	3.754.736
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	64.678.355	64.678.355

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.

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

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Proveedores por compra de energía y peajes	43.114.285	30.731.683
Proveedores por compra de combustible y gas	2.355.287	1.218.748
Cuentas por pagar importaciones en Tránsito	4.851.794	4.077.398
Cuentas por pagar bienes y servicios	9.933.372	12.111.189
Dividendos por pagar a terceros	111.092	95.373
Cuentas por pagar instituciones fiscales	278.548	236.766
Otras cuentas por pagar	4.033.977	4.581.545
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	64.678.355	53.052.702

18. Provisiones

18.1. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados

a) El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corriente	
	31/03/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	788.190	1.126.118
Provisión por beneficios anuales	1.168.349	3.107.853
Totales	1.956.539	4.233.971

b) El movimiento de las provisiones durante los años 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Movimientos en provisiones	Por beneficios a los empleados
Saldo inicial al 1 de enero de 2012	4.233.971
Movimientos en provisiones	
Incremento (decremento) en provisiones existentes	441.195
Provisión utilizada	(2.435.646)
Reversos de provisión no utilizada	(282.981)
Total movimientos en provisiones	(2.277.432)
Saldo final al 31 de marzo de 2012	1.956.539

Movimientos en provisiones	Por beneficios a los empleados
Saldo inicial al 01 de enero de 2011	4.609.671
Movimientos en provisiones	
Incremento (decremento) en provisiones existentes	2.375.037
Provisión utilizada	(2.750.737)
Total movimientos en provisiones	(375.700)
Saldo final al 31 de diciembre de 2011	4.233.971

18.2. Otras provisiones a corto plazo

a) El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Otras provisiones a corto plazo	Corriente	
	31/03/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	1.137.364	1.162.912
Totales	1.137.364	1.162.912

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

Movimientos en provisiones	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 1 de enero de 2012	1.162.912
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	30.027
Incremento (decremento) en provisiones existentes	39.991
Provisión utilizada	(44.952)
Reversos de provisión no utilizada	(50.614)
Total movimientos en provisiones	(25.548)
Saldo final al 31 de marzo de 2012	1.137.364

Movimientos en provisiones	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2011	1.058.877
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	539.934
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(96.993)
Provisión utilizada	(249.477)
Reversos de provisión no utilizada.	(89.429)
Total movimientos en provisiones	104.035
Saldo final al 31 de diciembre de 2011	1.162.912

18.3. Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados

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

	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	5.220.326	5.021.256
Totales	5.220.326	5.021.256

b) El movimiento de las provisiones no corrientes durante el período 2012, es el siguiente:

Provisiones no corriente, por beneficios a los empleados	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2011	4.631.083
Provisión del período	571.508
Pagos en el período	(181.335)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	5.021.256
Provisión del período	261.936
Pagos en el período	(62.866)
Saldo al 31 de marzo de 2012	5.220.326

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	Juzgado de Letras de Castro	30197	Demanda de indemnización de perjuicios por daños derivados de incendio. (Mancilla con SAESA)	Fallo de primera instancia rechazó la demanda. Pendiente recurso de apelación.	22.534
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	4925-09	Demanda juicio sumario de comodato precario (Avenida con SAESA)	Proceso pendiente en 2° instancia	Indeterminado
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	4921-09	Demanda en juicio sumario de comodato precario (González con SAESA)	Proceso pendiente en 2° instancia	Indeterminado
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	37398	Demanda de indemnización de perjuicios (Sociedad Turística Hualhuen Limitada con Saesa)	Proceso pendiente en 1° instancia	121.600
SAESA	7° Juzgado Civil de Santiago	11661-11	Demanda civil por daños (Becerra con SAESA y otros)	Proceso pendiente en 1° instancia	21.455
SAESA	1° Juzgado de Letras de Puerto Montt	1881-2010	Demanda de comodato precario (Hechenleitner con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado
SAESA	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
SAESA	Juzgado de Letras de Puerto Varas	44685-2010	Demanda civil de indemnización de perjuicios (Hotelería y Turística Anguir)	Proceso pendiente en 1° instancia	2.900
SAESA	2° Juzgado Civil de Osorno	C-3395-2011	Demanda civil de indemnización de perjuicios (Riquelme con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	21.455
SAESA	2° Juzgado Civil de Valdivia	C-2223-11	Demanda de cobro deuda municipal (l. Municipalidad de Valdivia con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	70.692
SAESA	2° Juzgado Civil de Osorno	C-3212-11	Demanda civil de indemnización de perjuicios (Segovia con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	15.000
SAESA	1° Juzgado Civil de Osorno	C-2828-11	Demanda civil de indemnización de perjuicios (Constructora América con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	21.455
SAESA	1° Juzgado de Letras de Osorno	C-3110-11	Demanda civil de indemnización de perjuicios (Recabal con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	6.000
SAESA	Juzgado de Policía Local de Río Bueno	1485-2011	Demanda del consumidor (Hott con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	33.000
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	22.534
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 2° instancia. Fallo de primera rechazó la demanda	300.000
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 2° 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 y segundo grado rechazó la demanda. Proceso pendiente en casación.	22.534
FRONTEL	6° J. Civil Santiago	40.168-2009	Reclamo de ilegalidad por multa DRV	Proceso pendiente en 1° instancia	1.174
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	22.534
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Temuco	19-2010	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio. (Von Baer con FRONTEL)	Proceso pendiente en 2° instancia. Fallo de primera rechazó la demanda	22.534
FRONTEL	Juzgado Civil de Mulchén	30830	Demanda de indemnización de perjuicios. (Tiznado con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	16.025
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 Traiguén	100-2011	Demanda de término de servidumbre (Tramolao con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Osorno	2366-2011	Demanda de indemnización de perjuicios (Conejeros con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	22.013
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Temuco	4890-2011	Demanda de indemnización de perjuicios (Leal con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	18.000
FRONTEL	Juzgado del Trabajo de Osorno	RIT: P-66-12	Demanda de cobro previsional	Proceso pendiente en 1° instancia	2.132
FRONTEL	Juzgado del Trabajo de Osorno	RIT: P-13-2012	Demanda de cobro previsional	Proceso pendiente en 1° instancia	11.298
EDELAYSSEN	Juzgado de letras de Chaitén	005-2008	Demanda de comodato precario	Proceso pendiente en 1° instancia en etapa de discusión.	Indeterminado
EDELAYSSEN	Juzgado de Letras de Coyhaique	966-2011	Demanda de indemnización de perjuicios (Mata con EDELAYSSEN)	Proceso pendiente en 1° instancia	21.576
LUZ OSORNO	18 Juzgado Civil de Santiago	35.017-2009	Reclamo de ilegalidad por multa Vialidad.	En Trámite.	1.957
STS	Juzgado de letras de La Unión	315-2011	Demanda de término de servidumbre	Proceso pendiente en 1°.	Indeterminado

Adicionalmente a las contingencias por juicios señaladas en cuadro anterior (en los que la Sociedad y sus filiales son demandadas), en 2011 la filial Sagesa S.A. presentó una demanda en Estados Unidos contra la sociedad americana Motor Works LLC. Lo anterior debido al incumplimiento por parte de esta última de un contrato de construcción de turbinas, las cuales debió entregar a la Sociedad. El monto adeudado por este concepto es US\$6.475.000 (seis millones cuatrocientos setenta y cinco mil dólares de los Estados Unidos de América). Para estos efectos, se ha contratado

a la firma Powell & Pearson LLP, la que el 5 de octubre de 2011 presentó la demanda ante la Corte de Polok County, Florida, Estados Unidos.

Al 31 de marzo de 2012, 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\$
EDELAYSEN	Res. Ex. 188 de fecha 30.12.11	SEC	Mantenimiento	Judicializada	23.485
Multas pendientes de resolución de años anteriores					
SAESA	Res. Ex. 3620/0772 de fecha 01.10.2007	DIR. TRABAJO	Laborales	Judicializada	8.611
SAESA	Res. Ex. 7717/08/20 de fecha 01.01.2008	DIR. TRABAJO	Laborales	Judicializada	1.566
SAESA	Res. Ex. 2263 de fecha 25.11.2009	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	23.647
SAESA	Res. Ex. 015 DRX de fecha 28.01.2010	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Pendiente Recurso Reposición	33.271
SAESA	Res. Ex. 159 DRX de fecha 27.07.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición	9.786
SAESA	Res. Ex. 160 DRX de fecha 27.07.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición	17.614
SAESA	Res. Ex. 030 DRR de fecha 26.08.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición	19.571
FRONTEL	Res. Ex. 1288 de fecha 11.09.2007	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Pendiente Recurso Reposición	7.094
FRONTEL	Res. Ex. 2254 de fecha 25.11.2009	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	9.459
STS	Res. Ex. 031 DRR de fecha 26.08.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición	19.571
STS	Res. Ex. 096 DRX de fecha 08.06.2011	SEC	Mantenimiento	Judicializada	29.357
STS	Res. Ex. 2698 de fecha 29.09.2011	SEC	Black out 2010	Pendiente Recurso Reposición	215.662
EDELAYSEN	Res. Ex. 074 de fecha 10.06.2009	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Pendiente Recurso Reposición	1.957
EDELAYSEN	Res. Ex. 3478 de fecha 01.12.2010	SEC	Exceder índices de continuidad de suministro.	Judicializada	50.605
EDELAYSEN	Res. Ex. 96 DRX de fecha 20.06.2011	SEC	Infracción comunicación puesta en servicio	Judicializada	1.174
LUZ OSORNO	Res. Ex. 2262 de fecha 25.11.2009	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	2.838
LUZ OSORNO	Res. Ex. 152 DRX de fecha 26.07.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Judicializada	25.442
LUZ OSORNO	Res. Ex. 103 DRX de fecha 14.06.2011	SEC	Instrucciones no cumplidas.	Judicializada	7.828
SAGESA	Res. Ex. 092 DRX de fecha 02.06.2011	SEC	Mantenimiento	Judicializada	10.568
SAGESA	Res. Ex. 097 DRX de fecha 08.06.2011	SEC	Mantenimiento	Judicializada	9.786
SAGESA	Res. Ex. 098 DRX de fecha 10.06.2011	SEC	Mantenimiento.	Judicializada	1.957
SAGESA	Res. Ex. 102 DRX de fecha 14.06.2011	SEC	Mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición	31.314
SAGESA	Res. Ex. 1410 de fecha 28.06.2011	S.S. Valdivia	DS 138	Judicializada	1.566
SGA	Res. Ex. 2603 de fecha 29.09.2011	SEC	Balck uot 2010	Pendiente Recurso Reposición	93.170

El monto reconocido por provisiones en los estados financieros consolidados intermedios 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 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros corrientes	Saldo al	
	31/03/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	13.945.017	14.312.996
Otras obras de terceros	5.238.277	5.774.833
Total otros pasivos no financieros corrientes	19.183.294	20.087.829

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

20. Otros pasivos no financieros no corrientes

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

Otros pasivos no financieros no corrientes	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Ingresos anticipados por venta de peajes	8.314.174	6.033.631
Otros pasivos no financieros no corrientes	126.118	125.332
Totales	8.440.292	6.158.963

21. Patrimonio

21.1. Patrimonio neto de la Sociedad

21.1.1. Capital suscrito y pagado

Al 31 de marzo de 2012 y al 31 de marzo de 2011, el capital social de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. ascendía a M\$ 340.106.755. El capital está representado por 100 acciones serie A y 71.581.000 acciones serie B, totalmente suscritas y pagadas.

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

21.1.2. 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.

21.1.3. Otras reservas

El detalle al 31 de marzo de 2012 de otras reservas, es el siguiente:

	Saldo al 01 de enero de 2012 M\$	Cambio en otras reservas		Saldo al 31 de marzo de 2012 M\$
		Reservas por diferencias de conversión enero a marzo de 2012 M\$	Reservas de cobertura M\$	
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(1.349.838)	(2.032.799)		(3.382.637)
Reservas de cobertura, neta de impuesto	153.155		(174.974)	(21.819)
Otras reservas varias	10.806.918			10.806.918
Efecto fusión filiales 31.05.2011 (*)	19.506.605			19.506.605
Totales	29.116.840	(2.032.799)	(174.974)	26.909.067

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\$19.506.605 se origina en la fusión por absorción de las sociedades filiales (Antigua Saesa y Antigua Frontel). Producto de lo anterior y de acuerdo a normas tributarias vigentes, se originaron beneficios tributarios que implicaron mayores activos por impuestos diferidos de M\$19.749.955. El monto restante por M\$243.350, corresponde al ajuste de participación de la Sociedad en Saesa y Frontel producto del canje de acciones, como consecuencia de la fusión materializada el 31 de mayo de 2011.

El detalle al 31 de marzo de 2011 de otras reservas, es el siguiente:

	Saldo al 01 de enero de 2011 M\$	Cambio en otras reservas		Saldo al 31 de marzo de 2011
		Reservas por diferencias de conversión enero a marzo de 2011 M\$	Reservas de cobertura M\$	
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(4.501.599)	601.683		(3.899.916)
Reservas de cobertura, neta de impuesto	175.086		56.573	231.659
Otras reservas varias	10.806.918			10.806.918
Totales	6.480.405	601.683	56.573	7.138.661

21.1.4. Diferencias de conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de conversión netas de impuestos del estado de situación financiera consolidado intermedio al 31 de marzo de 2012 y 2011, es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31/03/2012 M\$	31/03/2011 M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	(750.466)	(917.098)
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	(2.632.171)	(2.982.818)
Totales	(3.382.637)	(3.899.916)

21.1.5. Ganancias (pérdidas) Acumuladas

Los saldos de Ganancias (pérdidas) Acumuladas al 31 de marzo de 2012, es el siguiente:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida acumulada) M\$
Saldo Inicial al 1/01/12	15.870.118	373.036	16.243.154
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	3.045.144		3.045.144
Provisión dividendo mínimo del año	(913.543)		(913.543)
Saldo final al 31/03/12	18.001.719	373.036	18.374.755

La utilidad distributable del período 2012, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2012, esto es M\$3.045.144.

Los saldos de Ganancias (pérdidas) Acumuladas al 31 de marzo de 2011, es el siguiente:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida acumulada) M\$
Saldo Inicial al 1/01/11	21.888.864	373.036	22.261.900
Tranferencia y otros cambios	(5.535)		(5.535)
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	4.839.882		4.839.882
Reverso provisión y pago de dividendo año anterior	(9.965.558)		(9.965.558)
Provisión dividendo mínimo del año	(1.451.965)		(1.451.965)
Saldo final al 31/03/11	15.305.688	373.036	15.678.724

La utilidad distributable del período 2011, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2011, esto es M\$4.839.892.

21.2. 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.

21.3. 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 marzo la cuenta de reserva especial no tiene saldo.

21.4. Patrimonio de participaciones no controladores

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de no controladores en el patrimonio al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011 y los efectos en ganancia de los no controladores al 31 de marzo de 2012 y 2011, son los siguientes:

RUT	Empresa	Participación en filiales		Patrimonio de filiales		Resultado de filiales		Participaciones No Controladores Patrimonio		Participaciones No Controladores Ganancia (pérdida)	
		31/03/2012 %	31/12/2011 %	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$	31/03/2012 M\$	31/03/2011 M\$	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$	31/03/2012 M\$	31/03/2011 M\$
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	6,79330	6,79330	62.027.963	61.611.078	595.549	1.047.980	4.213.746	4.185.425	40.457	71.475
96.956.660-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	-	-	-	-	-	4.752.814	-	-	-	357
96.986.780-K	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	-	-	-	-	-	1.532.340	-	-	-	11.228
77.683.400-9	SOCIEDAD AUSTRAL DE GENERACION Y ENERGIA CHILE S.A.	0,00133	0,00133	22.149.454	22.784.591	(9.618)	(48.154)	294	303	-	-
76186388-6	SAGESA S.A.	0,00133	0,00133	340.382	350.000	627683	1.414.074	5	5	8	18
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX LAGOS I S.A.)	0,08402	0,08402	376.073.633	373.691.115	4.672.052	4.742.476	315.975	313.973	3.925	3.667
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A. (EX LAGOS III S.A.)	0,80844	0,80844	159.656.747	158.601.366	1.592.385	1.506.819	1.290.722	1.282.191	12.873	1.165
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA.	0,07509	0,07509	22.391.953	23.036.776	616.718	1.363.576	16.814	17.298	464	1.024
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA.	0,00290	0,00290	556.110.646	553.367.146	6.824.354	7.607.477	16.106	16.027	198	197
Totales								5.853.662	5.815.222	57.925	89.131

22. Ingresos

El detalle de este rubro en las cuentas de resultados consolidados intermedio al 31 de marzo de 2012 y 2011, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/03/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Venta de Energía	76.937.443	85.107.083
Ventas de energía	76.937.443	85.107.083
Otras Prestaciones y Servicios	2.196.127	1.890.113
Apoyos	276.349	284.902
Arriendo de medidores	349.529	314.036
Cortes y reposición	655.454	639.011
Pagos fuera de plazo	738.072	498.085
Otros	176.723	154.079
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	79.133.570	86.997.196

Otros Ingresos, por naturaleza	31/03/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Otros Ingresos		
Construcción de obras y trabajos a terceros	2.218.819	1.842.060
Venta de materiales y equipos	1.361.305	1.385.740
Arrendamientos	642.784	583.154
Intereses Créditos y Préstamos	158.138	145.730
Ingresos Retail	1.079.477	813.841
Otros Ingresos	576.063	282.535
Total Otros ingresos, por naturaleza	6.036.586	5.053.060

23. Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 31 de marzo de 2012 y 2011, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31/03/2012	31/03/2011
	M\$	M\$
Compras de energía y peajes	47.795.906	53.592.045
Combustibles para generación y materiales	9.218.438	11.256.584
Totales	57.014.344	64.848.629

24. Gastos de Personal

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 31 de marzo de 2012 y 2011, es el siguiente:

Gastos de Personal	31/03/2012	31/03/2011
	M\$	M\$
Remuneraciones y bonos	4.353.442	4.125.295
Provisión costo de vacaciones	(296.292)	(329.863)
Otros costos de personal	337.778	286.152
Indemnización por años de servicios	446.955	183.532
Activación costo de personal	(482.915)	(408.495)
Totales	4.358.968	3.856.621

25. Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 31 de marzo de 2012 y 2011, es el siguiente:

Depreciación y Amortización	31/03/2012	31/03/2011
	M\$	M\$
Depreciaciones	3.776.025	3.595.326
Amortizaciones de Intangibles	313.222	248.802
Totales	4.089.247	3.844.128

26. Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de marzo de 2012 y 2011, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	31/03/2012	31/03/2011
	M\$	M\$
Operación y Mantenimiento Sistema Eléctrico	2.753.587	1.914.254
Sistema Generación	698.445	754.534
Mantenimiento Medidores, Ciclo Comercial	2.085.439	2.159.087
Operación vehículos, Viajes y Viáticos	342.613	248.249
Arriendo Maquinarias, Equipos e Instalaciones	40.593	2.789
Provisiones y Castigos	696.065	180.673
Gastos de Administración	1.856.127	1.512.827
Otros Gastos por Naturaleza	1.202.039	1.951.679
Totales	9.674.908	8.724.092

27. Resultados Financieros

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 31 de marzo de 2012 y 2011, es el siguiente:

Ingresos Financieros	31/03/2012	31/03/2011
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	543.683	333.031
Otros ingresos financieros	(162.132)	(181.155)
Total Ingresos Financieros	381.551	151.876

Costos Financieros	31/03/2012	31/03/2011
	M\$	M\$
Gastos por préstamos bancarios	(386.961)	(132.678)
Gastos por bonos	(3.530.064)	(2.968.590)
Gastos por leaseback	(18.930)	(20.461)
Otros Gastos Financieros	(263.008)	69.791
Activación Gastos financieros	406.500	262.748
Total Costos Financieros	(3.792.463)	(2.789.190)

Resultado por unidades de reajuste	(3.602.466)	(1.770.427)
Diferencias de cambio	435.382	(1.745)
Positivas	-	267.127
Negativas	435.382	(268.872)
Total Costos Financieros	(6.959.547)	(4.561.362)

Total Resultado Financiero	(6.577.996)	(4.409.486)
-----------------------------------	--------------------	--------------------

28. Información por Segmento

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

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

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

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

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

ACTIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SCA		EDELAISEN		ELIMINACIONES		TOTALES SAESA	
	31/03/12	31/12/11	31/03/12	31/12/11	31/03/12	31/12/11	31/03/12	31/12/11	31/03/12	31/12/11	31/03/12	31/12/11	31/03/12	31/12/11
ACTIVOS CORRIENTES														
Activos Corrientes en Operación	20.784.103	16.032.480	1.199.787	373.712	402.283	505.578	692.575	1.054.135	11.186.262	6.206.760	-	-	34.245.010	24.174.685
Electrico y Equipamiento al Electrico	35.258.675	39.893.288	2.890.194	2.905.548	7.740.399	8.499.543	6.204.701	3.986.506	3.472.925	3.945.548	-	-	55.566.204	55.917.028
Activos Intangibles	28.337.831	28.169.921	1.116	904	406.238	355.700	13.807.130	14.949.526	5.001.290	5.001.290	(41.962.551)	(41.962.551)	590.264	3.168.753
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Oriente	5.303.159	5.431.343	237.805	154.713	1.175.470	1.707.265	-	-	1.618.384	1.304.641	-	-	8.334.817	8.597.962
Inventarios	3.635.732	3.118.720	104.760	161.540	17.529	17.529	268.771	-	1.299.942	1.503.115	-	-	5.338.754	4.783.375
Activos por Impuestos Corrientes	195.829	174.555	17.192	5.641	155.413	164.483	-	-	161.463	148.239	-	-	543.403	489.918
Otros Activos no Financieros, Corrientes	93.247.589	93.092.985	4.450.874	3.020.059	9.897.822	11.223.569	20.988.983	19.300.157	17.719.976	17.519.593	(41.962.551)	(41.962.551)	104.830.103	99.399.979
Otros Activos no Financieros, No Corriente	93.147.589	93.093.985	4.450.874	3.020.059	9.897.822	11.223.569	20.988.983	19.300.157	17.719.976	17.519.593	(41.962.551)	(41.962.551)	104.830.103	99.399.979
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES														
ACTIVOS NO CORRIENTES														
Otros Activos Financieros, No Corriente	6.071.174	7.793.425	76.534	74.363	218.317	247.333	-	-	187.942	207.815	-	-	125.935	130.165
Otros Activos no Financieros, No Corriente	168.627.892	164.298.971	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.353.977	8.322.536
Bancos por Cobrar no Corrientes	5.181.892	5.465.321	25.615	25.724	19.164.825	18.164.788	-	-	35.569	35.678	(166.647.962)	(166.647.962)	24.407.501	24.681.511
Activos Intangibles distintos de la Plusvalía, Neto	174.416.006	174.416.006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	174.416.006	174.416.006
Plusvalía	131.147.418	129.980.097	14.524.026	14.058.958	99.341.827	94.740.899	-	-	52.581.247	52.659.749	-	-	297.594.318	291.439.703
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	4.385.714	4.823.814	42.435	43.479	1.598.226	1.174.417	138.886	130.426	106.179	115.670	-	-	6.290.940	6.287.806
Activos por Impuestos Diferidos	490.850.873	486.778.746	14.666.610	14.202.524	120.370.725	115.386.867	204.825	199.595	52.911.596	53.019.971	(166.647.962)	(166.647.962)	612.358.677	506.287.727
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES														
TOTAL ACTIVOS	594.598.462	579.877.731	19.119.484	17.804.582	130.268.557	126.610.436	21.191.808	19.469.762	70.629.972	70.532.584	-208.610.503	-208.610.503	617.197.790	604.687.106
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
PASIVOS CORRIENTES														
Pasivos Corrientes en Operación	24.730.260	25.613.298	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	24.730.260	25.613.298
Otros Pasivos Financieros, Corriente	31.157.187	22.606.789	2.342.447	1.905.096	6.957.936	6.996.882	1.567.986	3.770.258	1.858.246	2.191.824	-	-	43.883.802	37.470.849
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	20.342.041	25.825.294	1.935.751	979.074	23.783.782	22.731.067	6.225.882	2.465.361	1.338.243	1.122.233	(41.962.551)	(41.962.551)	11.163.128	7.960.809
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	414.693	417.320	49.599	49.379	251.890	252.038	68.733	67.853	62.580	66.451	-	-	867.565	893.041
Otros provisiones a corto plazo	1.378.954	1.249.643	186.486	105.013	1.622.881	1.699.600	315.477	347.949	185.198	161.889	-	-	3.686.636	3.564.094
Pasivos por Impuestos corrientes	9.048.391	8.759.819	177.295	164.204	428.839	1.265.461	-	-	705.488	741.137	-	-	10.397.893	10.930.041
Otros pasivos no financieros corrientes	66.225.169	65.303.165	4.232.405	3,856.153	33.142.848	33.142.848	8.198.018	6.671.421	4.332.533	4.629.738	-45.282.220	-45.282.220	96.013.934	89.233.063
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	88.070.731	86.725.169	4.232.405	3,856.153	33,142,848	33,142,848	8,198,018	6,671,421	4,332,533	4,629,738	-45,282,220	-45,282,220	96,013,934	89,233,063
Pasivos Incluidos en Suavos en Desapropiación Mantendidos para la Venta	88.070.731	86.725.169	4.232.405	3,856.153	33,142,848	33,142,848	8,198,018	6,671,421	4,332,533	4,629,738	-45,282,220	-45,282,220	96,013,934	89,233,063
TOTAL PASIVOS CORRIENTES														
PASIVOS NO CORRIENTES														
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	117.703.467	116.038.091	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	117.703.467	116.038.091
Otros pasivos no financieros no corrientes	12.257	12.581	749.897	749.251	6.590.473	6.611.979	-	-	4.013.446	4.047.273	-	-	11,422,073	11,916,289
Otros pasivos no financieros no corrientes	12.257	12.581	749.897	749.251	6.590.473	6.611.979	-	-	4.013.446	4.047.273	-	-	11,422,073	11,916,289
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	2.625.952	2.533.178	41.430	38.183	291.478	270.865	-	-	235.477	233.141	-	-	3.193.967	3,075,387
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	120.654.096	119,461,447	767,603	787,667	15,275,648	12,995,500	0	0	4,289,476	4,300,748	0	0	140,768,825	137,545,662
TOTAL PATRIMONIO NETO	376,073,633	373,691,115	14,694,476	13,560,722	80,402,674	80,402,674	12,993,790	12,869,341	62,027,863	61,611,078	-166,647,962	-166,647,962	380,396,971	377,884,154
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	584,598,462	579,877,731	19,119,484	17,804,582	130,268,557	126,610,436	21,191,808	19,469,762	70,629,972	70,532,584	-208,610,503	-208,610,503	617,197,790	604,687,106

ACTIVOS	FRONTEL		SÁGESA		SOC. GENERADORA AUSTRAL Y ENERGÍA CHILE S.A.		ELIMINACIONES		EMPRESAS HOLDING		TOTALES	
	31/03/12 M\$	31/12/11 M\$	31/03/12 M\$	31/12/11 M\$	31/03/12 M\$	31/12/11 M\$	31/03/12 M\$	31/12/11 M\$	31/03/12 M\$	31/12/11 M\$	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
ACTIVOS CORRIENTES												
Activo Corrientes en Operación												
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	7.991.338	4.169.881	138.396	24.471	5.024	5.000	-	-	238.864	234.364	42.618.632	28.608.381
Otros Activos Financieros, Corriente	116.281	1.131.839	434.191	115.353	-	-	-	-	-	-	783.033	3.510.870
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	20.576.962	22.308.425	911.363	804.700	-	-	-	-	-	-	77.054.619	81.662.558
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	35.593	130.714	5.457.668	2.379.221	25.018	-	(32.948.971)	(26.053.938)	26.964.749	23.054.287	124.321	122.405
Inventarios	3.785.772	3.717.910	1.166.240	1.342.187	-	-	-	-	-	-	13.286.829	13.598.059
Activos por Impuestos Corrientes	1.602.193	1.527.101	304.014	-	-	61.046	66.120	-	4.005.318	3.964.905	11.299.325	10.941.501
Otros Activos no Financieros, Corrientes	180.750	109.622	322.532	420.739	-	-	-	-	-	-	1.046.685	1.024.279
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.	34.288.889	33.095.492	8.734.404	5.086.671	91.088	71.120	(32.948.971)	(26.053.938)	31.208.931	27.253.556	146.213.444	138.928.053
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	34.288.889	33.095.492	8.734.404	5.086.671	91.088	71.120	(32.948.971)	(26.053.938)	31.208.931	27.253.556	146.213.444	138.928.053
ACTIVOS NO CORRIENTE												
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	-	-	-	7.892.546	7.757.630	-	-	-	-	7.892.546	7.757.630
Otros Activos no Financieros, No Corriente	-	-	-	-	-	-	-	-	14.270	14.270	140.205	144.435
Derechos por Cobrar no Corrientes	2.630.378	2.786.197	27.132	-	-	-	-	-	-	-	12.211.487	11.108.733
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	109.592	107.614	-	-	-	-	-	(1.135.192.491)	(1.130.308.811)	1.135.082.899	1.130.201.197	-
Activos Intangibles distintos de la Plusvalía, Neto	4.829.983	4.937.395	3	4	-	-	-	-	-	-	29.237.487	29.528.910
Plusvalía	57.029.460	57.029.460	-	-	-	-	-	-	-	-	231.445.466	231.445.466
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	126.070.792	124.526.773	27.202.853	28.481.730	206.847	209.632	-	-	-	-	451.074.810	444.657.838
Activos por Impuestos Diferidos	911.633	971.337	1.830.468	2.130.207	1.888.332	1.868.264	-	-	1.023.141	734.746	11.914.514	11.992.360
Otros Activos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	191.581.838	190.258.776	29.060.456	30.611.941	9.987.725	9.835.526	(1.135.192.491)	(1.130.308.811)	1.136.120.310	1.130.950.213	743.916.515	736.635.372
TOTAL ACTIVOS	225.870.727	223.354.268	37.794.860	35.698.612	10.078.813	9.906.646	(1.168.141.462)	(1.156.362.749)	1.167.329.241	1.158.203.769	890.129.959	875.563.425
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS												
PASIVOS CORRIENTES												
Pasivos Corrientes en Operación												
Otros Pasivos Financieros, Corriente	12.954.698	13.774.555	1.037.318	1.084.619	-	-	-	-	5.959.220	3.877.932	44.681.496	44.350.404
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	15.835.961	12.774.259	4.641.876	2.486.526	-	-	-	-	316.716	321.068	64.678.355	53.052.702
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	6.660.465	6.205.196	4.537.669	3.197.565	9.696.978	9.512.894	(32.948.971)	(26.053.938)	23.232.502	20.195.768	22.341.771	21.018.294
Otras provisiones a corto plazo	238.485	238.654	31.314	31.217	-	-	-	-	-	-	1.137.364	1.162.912
Pasivos por Impuestos corrientes	1.021.048	787.642	9.914	-	-	1.826	-	-	101.232	63.415	4.820.830	4.416.976
Otros pasivos no financieros corrientes	8.825.401	9.157.188	-	-	-	-	-	-	-	-	19.183.294	20.087.829
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	578.401	1.325.533	55.438	108.106	-	-	-	-	-	-	1.956.539	4.233.971
Total Pasivos Corrientes en Operación	46.114.459	44.263.027	10.313.529	6.908.033	9.696.978	9.514.720	(32.948.971)	(26.053.938)	29.609.670	24.458.183	158.799.649	148.323.088
Pasivos Incluidos en Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	46.114.459	44.263.027	10.313.529	6.908.033	9.696.978	9.514.720	(32.948.971)	(26.053.938)	29.609.670	24.458.183	158.799.649	148.323.088
PASIVOS NO CORRIENTES												
Otros Pasivos Financieros, no Corriente	16.739.179	17.198.252	2.627.346	2.798.536	-	-	-	-	173.515.509	171.559.828	310.585.521	307.965.417
Pasivo por Impuestos Diferidos	1.430.480	1.478.352	2.595.040	3.062.076	41.453	41.926	-	-	310.886	315.087	15.839.932	16.812.730
Otros pasivos no financieros no corrientes	12.994	12.758	-	-	-	-	-	-	-	-	8.440.292	6.158.963
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	1.916.868	1.800.513	109.491	145.376	-	-	-	-	-	-	5.220.326	5.021.256
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	20.099.521	20.489.875	5.331.877	6.005.988	41.453	41.926	-	-	173.826.395	171.874.915	340.086.071	335.958.366
TOTAL PATRIMONIO NETO	159.656.747	158.601.366	22.149.454	22.784.591	340.382	350.000	(1.135.192.491)	(1.130.308.811)	963.693.176	961.870.671	391.244.239	391.281.971
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	225.870.727	223.354.268	37.794.860	35.698.612	10.078.813	9.906.646	(1.168.141.462)	(1.156.362.749)	1.167.329.241	1.158.203.769	890.129.959	875.563.425

		SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSÉN		ELIMINACION		TOTALES	
Estado Resultados Integrales	NOTA	01/01/2012 al	01/01/2011 al	01/01/2012 al	01/01/2011 al	01/01/2012 al	01/01/2011 al	01/01/2012 al	01/01/2011 al	01/01/2012 al	01/01/2011 al	01/01/2012 al	01/01/2011 al	01/01/2012 al	01/01/2011 al
Ganancia (Pérdida)		31/03/2012	31/03/2011	31/03/2012	31/03/2011	31/03/2012	31/03/2011	31/03/2012	31/03/2011	31/03/2012	31/03/2011	31/03/2012	31/03/2011	31/03/2012	31/03/2011
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias		38.395.664	38.443.622	2.961.614	3.000.956	3.741.027	3.220.826	8.479.829	19.833.123	3.646.783	5.805.700	(53.199)	(2.539.607)	57.171.718	67.764.620
Otros ingresos, por Naturaleza		3.627.156	3.028.492	92.405	64.839	206.021	165.432	38.737	11.054	130.371	105.595	-	-	4.094.690	3.375.412
Materias Primas y Consumibles Utilizados		(31.574.176)	(31.362.756)	(2.039.033)	(2.319.767)	(21.481)	41.138	(8.058.744)	(19.171.002)	(1.710.836)	(3.353.510)	53.199	2.539.607	(43.351.071)	(53.626.290)
Gastos por Beneficios a los Empleados		(1.616.747)	(1.647.805)	(77.003)	(60.371)	(304.006)	(168.486)	-	-	(377.068)	(344.475)	-	-	(2.374.824)	(2.221.137)
Gasto por Depreciación y Amortización		(1.630.991)	(1.444.825)	(134.075)	(114.357)	(572.919)	(555.776)	-	-	(470.461)	(455.217)	-	-	(2.808.446)	(2.570.175)
Otros Gastos por Naturaleza		(4.368.914)	(4.019.667)	(220.316)	(172.953)	(533.250)	(597.020)	(33.794)	(23.196)	(799.619)	(625.386)	-	-	(5.955.893)	(5.438.222)
Otras Ganancias (Pérdidas)		65.607	60.336	-	-	(14.266)	-	-	-	3.115	(1.633)	-	-	54.456	58.703
Ingresos Financieros		495.301	219.148	3.991	7.412	10.876	7.008	238.533	128.076	149.594	107.099	(587.246)	(298.288)	311.049	170.455
Costos Financieros		(1.711.891)	(1.097.309)	(8.136)	(12.757)	(50.951)	(343)	(1)	-	(306)	(817)	587.246	298.288	(1.184.039)	(812.938)
Participación en Ganancia (pérdidas) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación		4.455.515	3.544.576	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.455.515)	(3.544.576)	-	-
Diferencias de Cambio		(6.328)	1.084	(1.031)	(39)	(1.504)	(30.017)	767.424	(176.399)	4	(818)	-	-	758.565	(206.189)
Resultados por Unidades de Reajuste		(1.386.897)	(600.078)	2.966	817	(8.190)	391	(1.759)	175	21.551	5.389	-	-	(1.372.329)	(593.306)
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto		4.743.299	5.124.818	581.382	393.780	2.451.357	2.083.153	1.430.225	601.831	593.128	1.241.927	(4.455.515)	(3.544.576)	5.343.876	5.900.933
Gasto por Impuestos a las Ganancias		(71.247)	(372.004)	(83.162)	(65.853)	(383.947)	(392.066)	(91.505)	(50.188)	2.421	(193.947)	-	-	(627.440)	(1.074.058)
Ganancia (pérdida) de Operaciones Continuas		4.672.052	4.752.814	498.220	327.927	2.067.410	1.691.087	1.338.720	551.643	595.549	1.047.980	(4.455.515)	(3.544.576)	4.716.436	4.826.875
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)		4.672.052	4.752.814	498.220	327.927	2.067.410	1.691.087	1.338.720	551.643	595.549	1.047.980	(4.455.515)	(3.544.576)	4.716.436	4.826.875

		FRONTEL		SAGESA		SOC. GENERADORA AUSTRAL Y ENERGIA CHILE S.A.		ELIMINACION		EMPRESAS HOLDING		TOTALES	
Estado Resultados Integrales	NOTA	01/01/2012 al 30/03/2012	01/01/2011 al 31/03/2011	01/01/2012 al 30/03/2012	01/01/2011 al 31/03/2011	01/01/2012 al 30/03/2012	01/01/2011 al 31/03/2011	01/01/2012 al 30/03/2012	01/01/2011 al 31/03/2011	01/01/2012 al 30/03/2012	01/01/2011 al 31/03/2011	01/01/2012 al 30/03/2012	01/01/2011 al 31/03/2011
Ganancia (Pérdida)		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias		22.011.333	21.762.775	6.014.734	10.810.641			(6.064.215)	(13.340.840)	0	0	79.133.570	86.997.196
Otros ingresos, por Naturaleza		1.444.208	1.229.023	460.327	412.846	37.361	35.779	0	0	0	0	6.036.586	5.053.060
Materias Primas y Consumibles Utilizados		(15.136.022)	(15.971.305)	(4.591.467)	(8.591.875)			6.064.215	13.340.840	0	0	(57.014.345)	(64.848.629)
Gastos por Beneficios a los Empleados		(1.856.689)	(1.525.371)	(127.455)	(110.113)			0	0	0	0	(4.358.968)	(3.856.621)
Gasto por Depreciación y Amortización		(1.048.129)	(1.006.250)	(229.887)	(265.404)	(2.785)	(2.299)	0	0	0	0	(4.089.247)	(3.844.128)
Otros Gastos por Naturaleza		(3.050.759)	(2.407.753)	(656.429)	(814.167)			0	0	(11.826)	(63.949)	(9.674.907)	(8.724.092)
Otras Ganancias (Pérdidas)		29.499	14.985	-	0			-	-	-	-	83.955	73.688
Ingresos Financieros		38.075	76.520	3.182	258.036	58		(172.568)	(495.576)	201.755	142.441	381.551	151.876
Costos Financieros		(299.635)	(143.444)	(58.942)	(60.446)	(136.963)	(113.134)	172.568	495.576	(2.285.452)	(2.154.804)	(3.792.463)	(2.789.190)
Participación en Ganancia (pérdidas) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación		3.927	2.586	-	-			(14.310.033)	(22.856.352)	14.306.106	22.853.766	-	-
Diferencias de Cambio		(13.512)	4.564	(309.671)	199.801			-	-	-	79	435.382	(1.745)
Resultados por Unidades de Reajuste		(279.040)	(172.296)	(44.120)	7.343	72.170	12.708	-	-	(1.979.147)	(1.024.876)	(3.602.466)	(1.770.427)
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto		1.843.256	1.864.034	460.272	1.846.662	(30.159)	(66.946)	(14.310.033)	(22.856.352)	(4.090.423)	(3.167.592)	3.538.648	6.440.988
Gasto por impuestos a las Ganancias		(250.871)	(331.694)	167.411	(432.588)	20.541	18.792	-	0	254.780	307.573	(435.579)	(1.511.975)
Ganancia (pérdida) de Operaciones Continuas		1.592.385	1.532.340	627.683	1.414.074	(9.618)	(48.154)	(14.310.033)	(22.856.352)	(3.835.643)	(2.860.019)	3.103.069	4.929.013
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas													
Ganancia (pérdida)		1.592.385	1.532.340	627.683	1.414.074	(9.618)	(48.154)	(14.310.033)	(22.856.352)	(3.835.643)	(2.860.019)	3.103.069	4.929.013

29. Hechos Posteriores

En sesión celebrada con fecha 4 de abril de 2012, el Directorio de la Sociedad ha acordado citar a Junta Ordinaria de Accionistas para el día 26 de abril de 2012 y proponer a esa Junta lo siguiente:

- El pago de un dividendo final de \$78,83365861 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2011, y
- El pago de un dividendo adicional de \$74,83819053 por acción, con cargo a las reservas de las utilidades de los ejercicios anteriores destinadas para tal efecto.

La junta de Accionistas aprobó los dividendos señalados. Estos se pagarán a partir del día 25 de mayo de 2012, a los accionistas que figuren inscritos en el Registro de Accionistas al quinto día hábil anterior a la fecha de pago, en dinero en efectivo y el número de acciones con derecho a recibirlos asciende a 71.581.100, lo que significa un pago total de M\$11.000.000.

En sesión celebrada con fecha 4 de abril de 2012, el Directorio de la Sociedad acordó citar a Junta Extraordinaria de Accionistas para el día 26 de abril de 2012 y proponer a esa Junta una modificación a los artículos Décimo Segundo y Vigésimo de los estatutos de la Sociedad, el el sentido de aumentar de 6 a 8 el número de miembros que integran el Directorio de la Sociedad y disponer que todos los acuerdos del Directorio se tomen por a lo menos 5 de sus 8 miembros.

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

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

30. Medio Ambiente

El detalle de los costos ambientales al 31 de marzo de 2012 y 2011, es el siguiente:

Empresa que efectúa el desembolso	Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/03/2012 M\$	31/03/2011 M\$
Saesa	Evaluación plan de manejo	Inversión	856	1.066
Saesa	Asesorías medioambientales	Costo	-	553
Saesa	Gestión de residuos	Costo	116	-
Saesa	Reforestaciones	Inversión	-	222
Saesa	Otros gastos medioambientales	Costo	41	7
STS	Evaluación plan de manejo	Inversión	914	2.069
STS	Gestión de residuos	Costo	-	679
STS	Reforestaciones	Inversión	-	4.922
STS	Proyectos de inversión	Inversión	30.565	19.242
Edelaysen	Asesorías medioambientales	Costo	-	7
Edelaysen	Gestión de residuos	Costo	1.480	1.450
Edelaysen	Reforestaciones	Inversión	-	7.164
Frontel	Otros gastos medioambientales	Costo	34	-
Frontel	Proyectos de inversión	Inversión	15.866	21.880
Sagesa	Asesorías medioambientales	Costo	225	979
Sagesa	Gestión de residuos	Costo	3.978	2.545
Sagesa	Proyectos de inversión	Inversión	40.477	3.111
Totales			94.552	65.896

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

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

31.1. Garantías comprometidas con terceros

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

Las garantías entregadas al 31 de marzo de 2012 son las siguientes:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Activos comprometidos			Valor pendiente al					
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Valor garantía M\$	Primer Semestre 2012	Segundo Semestre 2012	2013	2014	2015	2016
Gobierno Regional de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	7.443.006	-	2.452.655	3.455.369	1.534.982	-	-
Gobierno Regional del Bio Bio	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	6.001.237	190.164	3.820.474	926.134	1.064.465	-	-
I. Municipalidad de Lonquimay	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	200	200	-	-	-	-	-
I. Municipalidad de Valdivia	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	5.000	5.000	-	-	-	-	-
I. Municipalidad de Quilaco	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	2.000	2.000	-	-	-	-	-
Director Regional de Vialidad, Región del Bio Bio	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	61.591	11.470	29.873	20.249	-	-	-
Director Regional Vialidad R. de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	118.819	40.515	66.001	12.303	-	-	-
I. Municipalidad de Valdivia	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	59.171	-	59.171	-	-	-	-
Gobierno Regional de la Araucanía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	114.975	-	-	114.975	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	861.050	334.122	526.928	-	-	-	-
Gobierno Regional de los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.207.239	-	-	4.207.239	-	-	-
I. Municipalidad de Calbuco	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	8.000	8.000	-	-	-	-	-
I. Municipalidad de Llanquihue	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.000	4.000	-	-	-	-	-
I. Municipalidad de Nacimiento	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	9.865	4.932	-	4.932	-	-	-
I. Municipalidad de Osorno	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	8.610	8.610	-	-	-	-	-
I. Municipalidad de Panguipulli	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.724	4.724	-	-	-	-	-
I. Municipalidad de Río Bueno	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	10.000	-	-	10.000	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Maullín	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.000	4.000	-	-	-	-	-
Director Regional de Vialidad Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	62.688	23.683	35.310	3.695	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	379	-	-	379	-	-	-
I. Municipalidad de Osorno	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	3.574.302	1.787.151	1.787.151	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Puerto Montt	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	145.742	-	-	-	-	72.871	72.871
Serviu Chile	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	896	-	-	-	896	-	-
SERVU Osorno X REGION	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	5.935	2.002	1.683	2.250	-	-	-
Ministerio de Energía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	7.077.032	-	7.077.032	-	-	-	-
Intendencia Regional de Los Lagos	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	672.302	545.442	126.860	-	-	-	-
Director Regional de Vialidad Región de Aysen	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	10.140	-	3.380	6.760	-	-	-
Director Regional de Vialidad Región de los Lagos	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	766	-	766	-	-	-	-
Director Regional de Vialidad Región de los Lagos	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	3.988	-	-	3.988	-	-	-
Totales					30.477.658	2.976.015	15.987.284	8.768.274	2.604.344	72.871	72.871

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 31 de marzo de 2012 es de M\$177.241 y M\$188.789 en diciembre 2011. El saldo por pagar del contrato de Leasing es de M\$ 3.776.025 en marzo 2012 y M\$3.883.155 en diciembre 2011.

32. Caucciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de marzo de 2012, 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\$ 2.801.664.

33. Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

31/03/2012										
RUT	NOMBRE	PAÍS ORIGEN	RELACIÓN DE LA NATURALEZA	TIPO MONEDA	ACTIVOS CORRIENTES M\$	ACTIVOS NO CORRIENTES M\$	PASIVOS CORRIENTES M\$	PASIVOS NO CORRIENTES M\$	INGRESOS ORDINARIOS M\$	GANANCIA (PÉRDIDA) NETA M\$
96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	9.897.832	120.370.725	33.142.848	15.275.648	3.741.027	2.067.410
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	17.718.376	52.911.596	4.332.533	4.269.476	3.646.783	595.549
96.531.500-4	COMPANIA ELECTRICA OSORNO S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	4.450.874	14.668.610	4.232.405	787.603	2.961.614	498.220
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A	CHILE	FILIAL	DÓLAR	20.986.983	204.825	8.198.018	-	8.479.829	1.338.720
77.683.400-9	SOCIEDAD AUSTRAL DE GENERACION Y ENERGIA CHILE S.A	CHILE	FILIAL	DÓLAR	91.088	9.987.725	9.696.978	41.453	-	(9.618)
76.186.388-6	SAGESA S.A	CHILE	FILIAL	DÓLAR	8.734.404	29.060.456	10.313.529	5.373.330	6.014.734	627.683
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	91.198.764	478.558.430	94.829.310	117.466.182	67.764.620	4.816.911
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	33.530.113	184.953.858	29.502.947	38.676.156	21.762.775	1.522.089
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA	CHILE	FILIAL	DÓLAR	8.825.849	39.048.426	20.086.204	5.373.330	6.014.734	617.344
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	155.225.485	742.879.349	169.871.825	166.259.676	85.197.785	6.882.729

31/12/2011										
RUT	NOMBRE	PAÍS ORIGEN	RELACIÓN DE LA NATURALEZA	TIPO MONEDA	ACTIVOS CORRIENTES M\$	ACTIVOS NO CORRIENTES M\$	PASIVOS CORRIENTES M\$	PASIVOS NO CORRIENTES M\$	INGRESOS ORDINARIOS M\$	GANANCIA (PÉRDIDA) NETA M\$
96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	11.223.569	115.386.867	33.211.762	12.995.800	13.375.194	6.674.660
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	17.512.593	53.019.971	4.620.738	4.300.748	14.489.347	3.815.867
96.531.500-4	COMPANIA ELECTRICA OSORNO S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	3.602.058	14.202.524	3.266.193	787.667	11.790.805	689.282
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A	CHILE	FILIAL	DÓLAR	19.300.167	199.595	6.671.421	-	63.853.313	2.749.786
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A (EX LAGOS II S.A)	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	99.475.152	505.287.727	89.233.063	137.545.662	264.574.085	15.337.581
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A (EX LAGOS III S.A)	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	33.095.492	190.258.776	44.263.027	20.489.875	88.808.910	2.640.921
77.683.400-9	SOCIEDAD AUSTRAL DE GENERACION Y ENERGIA CHILE S.A	CHILE	FILIAL	DÓLAR	71.120	9.835.526	9.514.720	41.926	-	28.722
76.186.388-6	SAGESA S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	5.086.671	30.611.941	6.908.033	6.005.988	31.175.178	1.869.778
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA	CHILE	FILIAL	DÓLAR	5.158.148	40.447.726	16.497.742	6.047.914	31.175.178	1.896.101
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	113.980.399	696.890.171	116.920.122	161.734.896	317.928.991	28.498.038

34. 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			
			Vencimiento		Total Corriente al 31/03/2012	Vencimiento			Total No Corriente al 31/03/2012
			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	2,02%	34.883.352	-	34.883.352	-	-	-	-
			Total		34.883.352				

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			
			Vencimiento		Total Corriente a 31/12/2011	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2011
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	USD	2,02%	-	37.156.237	37.156.237	-	-	-	-
			Total	37.156.237	37.156.237				

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
						Vencimiento		Total corriente	Vencimiento			
						Uno a tres meses M\$	Tres a doce Meses M\$		31/03/2012 M\$	Uno a tres años M\$	Tres a cinco años M\$	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S. A.	BANCO ESTADO	USD	2,02%	2,02%	23.255.568	-	23.255.568	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera SA.	BANCO ESTADO	USD	2,02%	2,02%	11.627.784	-	11.627.784	-	-	-	-
						Total		34.883.352				

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Corriente			No corriente			Total no corriente
						Vencimiento		Total corriente	Vencimiento			
						Uno a tres meses M\$	Tres a doce Meses M\$		31/12/2011 M\$	Uno a tres años M\$	Tres a cinco años M\$	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S. A.	BANCO ESTADO	USD	2,02%	2,02%	-	24.770.825	24.770.825	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera SA.	BANCO ESTADO	USD	2,02%	2,02%	-	12.385.412	12.385.412	-	-	-	-
						Total	37.156.237	37.156.237				

b) Bonos

Resumen de Bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente				
			vencimiento		Total Corriente al 31/03/2012	Vencimiento			Total No Corriente al 31/03/2012	
			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%	1.401.449	1.401.449	2.802.898	17.333.970	10.731.607	50.540.072	78.605.649	
Chile	UF	3,23%	-	655.050	655.050	11.777.703	10.795.129	-	22.572.832	
Chile	UF	3,00%	-	335.501	335.501	9.356.454	12.189.412	-	21.545.866	
Chile	UF	3,60%	-	402.020	402.020	2.412.096	1.608.059	30.372.873	34.393.028	
Chile	UF	3,00%	-	912.224	912.224	5.271.985	3.322.949	12.424.437	21.019.371	
Chile	UF	5,00%	4.506.702	-	4.506.702	9.013.404	13.520.106	121.681.198	144.214.708	
Chile	UF	4,00%	3.605.362	-	3.605.362	10.816.085	7.210.723	137.003.741	155.030.549	
			Total	9.513.513	3.706.244	13.219.757	65.981.697	59.377.985	352.022.321	477.382.003

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente				
			vencimiento		Total Corriente al 31/12/2011	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2011	
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		
Chile	UF	5,25%	-	2.773.088	2.773.088	17.149.749	25.320.446	35.300.033	77.770.228	
Chile	UF	3,23%	-	567.829	567.829	7.768.355	10.680.401	-	18.448.756	
Chile	UF	3,00%	331.936	331.936	663.872	9.257.016	15.858.524	-	25.115.540	
Chile	UF	3,60%	397.748	397.748	795.496	2.386.464	3.977.456	27.663.592	34.027.512	
Chile	UF	3,00%	912.004	902.529	1.814.533	5.215.956	7.934.557	7.645.470	20.795.983	
Chile	UF	5,00%	-	4.458.806	4.458.806	13.376.418	38.102.504	91.202.893	142.681.815	
Chile	UF	4,00%	-	3.567.045	3.567.045	10.701.134	17.835.224	124.845.568	153.381.926	
			Total	1.641.688	12.998.981	14.640.669	65.855.092	119.709.112	286.657.556	472.221.760

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	31/03/2012							
								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 FN'398	Chile	UF	5,25%	5,25%	1.401.449	1.401.449	2.802.898	17.333.970	10.731.607	50.540.072	78.505.849	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE GN'90	Chile	UF	3,34%	3,23%	-	655.050	655.050	11.777.703	10.795.129	-	22.572.832	
76.073.162-6	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE JN'664	Chile	UF	3,45%	3,00%	-	335.501	335.501	9.356.454	12.189.412	-	21.545.866	
76.073.162-7	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE JN'665	Chile	UF	3,87%	3,60%	-	402.020	402.020	2.412.096	1.608.059	30.372.873	34.393.028	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	BONO SERIE AN'416	Chile	UF	3,00%	3,00%	-	912.224	912.224	5.271.985	3.322.949	12.424.437	21.019.371	
76.022.072-9	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	BONO SERIE D	Chile	UF	5,57%	5,00%	4.506.702	-	4.506.702	9.013.404	13.520.106	121.681.198	144.214.708	
76.022.072-9	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	BONO SERIE E	Chile	UF	4,05%	4,00%	3.605.362	-	3.605.362	10.816.085	7.210.723	137.003.741	155.030.549	
								Total	9.513.513	3.706.244	13.219.757	65.981.697	59.377.985	352.022.321	477.382.003

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	31/12/2011							
								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 FN'398	Chile	UF	5,25%	5,25%	-	2.773.088	2.773.088	17.149.749	25.320.446	35.300.033	77.770.228	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE GN'90	Chile	UF	3,34%	3,23%	-	567.829	567.829	7.768.355	10.680.401	-	18.448.756	
76.073.162-6	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE JN'664	Chile	UF	3,45%	3,00%	331.936	331.936	663.872	9.257.016	15.858.524	-	25.115.540	
76.073.162-7	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE JN'665	Chile	UF	3,87%	3,60%	397.748	397.748	795.496	2.386.464	3.977.456	27.663.592	34.027.512	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	BONO SERIE AN'416	Chile	UF	3,00%	3,00%	912.004	902.529	1.814.533	5.215.956	7.934.557	7.645.470	20.795.983	
76.022.072-9	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	BONO SERIE D	Chile	UF	5,57%	5,00%	-	4.458.806	4.458.806	13.376.416	26.102.504	91.202.893	142.881.815	
76.022.072-9	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	BONO SERIE E	Chile	UF	4,05%	4,00%	-	3.567.045	3.567.045	10.701.134	17.835.224	124.845.568	153.381.926	
								Total	1.641.688	12.998.981	14.640.669	65.855.092	119.709.112	286.657.556	472.221.760

c) Leasing

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés nominal	31/03/2012							
							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	2,10%	2,10%	542.171	542.171	1.084.342	2.710.856	-	-	2.710.856
								Total	542.171	542.171	1.084.342	2.710.856	-	2.710.856

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés nominal	31/12/2011							
							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	2,10%	2,10%	-	1.154.995	1.154.995	2.887.489	-	-	2.887.489
								Total	-	1.154.995	1.154.995	2.887.489	-	2.887.489

35. Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/03/12 M\$	31/12/11 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Activos Corrientes en Operación				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Dólar	Dólar	14.473	81.512
Otros Activos Financieros, Corrientes	Dólar	Dólar	434.191	115.353
Total Activos Corrientes en Operación			448.664	196.865
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			448.664	196.865
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Dólar	Dólar	27.202.853	28.691.362
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			27.202.853	28.691.362
TOTAL ACTIVOS			27.651.517	28.888.227

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/03/12 M\$	31/12/11 M\$
PASIVOS CORRIENTES				
Pasivos Corrientes en Operación				
Otros Pasivos Financieros, Corriente	Dólar	Dólar	35.862.575	37.991.273
Total Pasivos Corrientes en Operación			35.862.575	37.991.273
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			35.862.575	37.991.273
PASIVOS NO CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros, no Corriente	Dólar	Dólar	2.627.346	2.798.536
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES			2.627.346	2.798.536
TOTAL PASIVOS			38.489.921	40.789.809

36. Otras Ganancias (Pérdidas)

El detalle de este rubro es el siguiente:

Otras Ganancias (Pérdidas)	31/03/2012 M\$	31/03/2011 M\$
Ingreso (pérdida) en venta de activos fijos	83.955	73.688
Totales	83.955	73.688

37. Reestructuración de filial

En Junta Extraordinaria de accionistas de fecha 30 de diciembre de 2011, Repertorio N° 20.330/2011 y publicada en escritura pública, Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A., RUT N° 77.683.400-9, se dividió en dos sociedades dentro de un proceso de reorganización empresarial, subsistiendo la continuadora legal con la misma razón social y una nueva que se constituyó a raíz de la división, denominada SAGESA S.A., RUT 76.186.388-6, quedando esta última con el giro de la generación de energía eléctrica.

Esta división, se realizó de acuerdo a lo previsto en los artículos N° 94 y N°95 de Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, con efectos financieros y contables a contar del 31 de diciembre de 2011, en donde la Sociedad disminuyó su capital y distribuyó su patrimonio en la nueva SAGESA S.A. radicándose en esta última mayoritariamente todos los activos y pasivos operacionales de la Sociedad.

En la sociedad continuadora Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. se mantuvieron créditos tributarios (remanente crédito fiscal y pérdida tributaria). Dentro del primer semestre de 2012 como parte de un proceso de reestructuración societaria, esta sociedad se fusionará con la empresa relacionada Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS), la que recuperará los créditos tributarios mencionados en tiempos razonables.