

**Estados Financieros Consolidados
Intermedios**

**correspondientes al ejercicio terminado al 31
de marzo de 2011**

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

Miles de pesos

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

ACTIVOS	Nota	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Activos Corrientes en Operación			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	4	26.777.421	19.238.590
Otros Activos Financieros, Corriente	5	421.855	102.765
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	6	81.121.599	78.922.855
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	7	143.063	109.576
Inventarios	8	14.730.591	12.316.127
Activos por Impuestos Corrientes	9	8.271.555	7.923.348
Otros Activos no Financieros, Corrientes		891.832	935.480
Total de Activos Corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.		132.357.916	119.548.741
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		132.357.916	119.548.741
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros Activos Financieros, No Corriente	10	7.423.876	7.662.431
Otros Activos No Financieros, No Corriente		139.141	137.616
Derechos por Cobrar No Corrientes	6	5.080.842	4.210.451
Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía, Neto	11	30.082.382	29.488.827
Plusvalía	12	231.445.467	231.445.467
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	13	419.017.479	416.068.015
Activos por Impuestos Diferidos	14	7.575.195	7.891.634
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		700.764.382	696.904.441
TOTAL ACTIVOS		833.122.298	816.453.182

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

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Pasivos Corrientes en Operación			
Otros Pasivos Financieros, Corriente	15	28.161.279	25.392.072
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	17	53.940.759	46.684.748
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	7	33.674.261	21.941.230
Otras Provisiones a Corto Plazo	18	1.005.359	1.058.877
Pasivos por Impuestos Corrientes	9	4.926.495	4.117.136
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	19	12.267.148	11.689.877
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	18	2.019.263	4.609.671
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		135.994.564	115.493.611
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		135.994.564	115.493.611
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	15	289.855.074	288.641.438
Pasivo por Impuestos Diferidos	14	32.747.966	32.409.307
Otros Pasivos No Financieros No Corrientes		1.138.059	721.694
Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados	18	5.092.092	5.003.829
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		328.833.191	326.776.268
PATRIMONIO			
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora			
Capital Emitido	20	340.106.755	340.106.755
Ganancias (pérdidas) Acumuladas		15.678.724	22.261.900
Otras Reservas	20	7.138.661	6.480.405
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		362.924.140	368.849.060
Participaciones No Controladoras	20	5.370.403	5.334.243
TOTAL PATRIMONIO		368.294.543	374.183.303
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		833.122.298	816.453.182

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

Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2011 y al 31 de marzo de 2010

(En miles de pesos)

Estado Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	NOTA	01/01/2011 al 31/03/2011 M\$	01/01/2010 al 31/03/2010 M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	21	86.997.196	70.425.413
Otros ingresos, por Naturaleza	21	5.053.060	3.629.389
Materias Primas y Consumibles Utilizados	22	(64.848.629)	(50.595.926)
Gastos por Beneficios a los Empleados	23	(3.856.621)	(4.061.646)
Gasto por Depreciación y Amortización	24	(3.844.128)	(4.454.294)
Otros Gastos por Naturaleza	25	(8.724.092)	(9.458.071)
Otras Ganancias (Pérdidas)		73.688	(7.580)
Ingresos Financieros	26	151.876	373.763
Costos Financieros	26	(2.789.190)	(3.343.815)
Diferencias de Cambio	26	(1.745)	(172.411)
Resultados por Unidades de Reajuste	26	(1.770.427)	(748.454)
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto		6.440.988	1.586.368
Gasto por Impuestos a las Ganancias	14	(1.511.975)	(529.214)
Ganancia (pérdida) de Operaciones Continuas		4.929.013	1.057.154
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas			
Ganancia (pérdida)		4.929.013	1.057.154
Ganancia (pérdida), atribuible a			
Ganancia (pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora		4.839.882	977.782
Ganancia (pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras	20	89.131	79.372
Ganancia (pérdida)		4.929.013	1.057.154
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Continuas	\$/acción	67,6140	13,6598
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Discontinuas	\$/acción	-	-
Ganancia (pérdida) por Acción Básica	\$/acción	67,6140	13,6598

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

Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2011 y al 31 de marzo de 2010

(En miles de pesos)

Estado del Resultado Integral	NOTA	01/01/2011 al 31/03/2011 M\$	01/01/2010 al 31/03/2010 M\$
Ganancia (Pérdida)		4.929.013	1.057.154
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de Impuestos	20	602.175	851.420
Otro resultado integral, antes de Impuestos, diferencias de cambio por conversión		602.175	851.420
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos	20	70.853	-
Otro resultado integral, antes de Impuestos, coberturas del flujo de efectivo		70.853	-
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		673.028	851.420
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado in	20	(14.171)	-
Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado		(14.171)	-
Otro Resultado Integral		658.857	851.420
Resultado Integral Total		5.587.870	1.908.574
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral Atribuible a los propietarios de la Controladora		5.498.138	1.828.512
Resultado integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		89.732	80.062
Resultado Integral Total		5.587.870	1.908.574
		-	-

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estado de cambios en el patrimonio

Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2011 y al 31 de marzo de 2010

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Superavit de Revaluación	Cambio en otras reservas				Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total	
					Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas						
Saldo Inicial al 01/12/2011	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														
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

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Superavit de Revaluación	Cambio en otras reservas				Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total	
					Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas						
Saldo Inicial al 01/01/2010	340.106.755	-	-	-	(1.996.176)	-	-	-	10.806.918	8.810.742	14.034.309	362.951.806	5.499.055	368.450.861
Ajustes de Períodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Períodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	340.106.755	-	-	-	(1.996.176)	-	-	-	10.806.918	8.810.742	14.034.309	362.951.806	5.499.055	368.450.861
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia (pérdida)										977.782		977.782	79.372	1.057.154
Otro resultado integral					850.730				850.730			850.730	690	851.420
Resultado integral														
Dividendos														
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios														
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios										35.051		35.051	(81.347)	(46.296)
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto														
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	850.730	-	-	-	850.730	1.012.833		1.863.563	(1.285)	1.862.278
Saldo Final al 31/03/2010	340.106.755	-	-	-	(1.145.446)	-	-	-	10.806.918	9.661.472	15.047.142	364.815.369	5.497.770	370.313.139

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados de Flujos de Efectivo Directo Consolidados Intermedios

Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2011 y al 31 de marzo de 2010

(En miles de pesos)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01/01/2011 al 31/03/2011	01/01/2010 al 31/03/2010
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación		112.206.187	95.896.504
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		112.189.569	94.000.259
Otros cobros por actividades de operación		16.618	1.896.245
Clases de pagos		(96.018.151)	(89.533.480)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(89.166.242)	(83.109.889)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(4.389.935)	(4.845.916)
Otros pagos por actividades de operación		(2.461.974)	(1.577.675)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(557.019)	(968.218)
Otras entradas (salidas) de efectivo		674.404	114.810
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		16.305.421	5.509.616
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		1.650	5.770
Compras de propiedades, planta y equipo		(7.969.759)	(6.514.610)
Intereses recibidos		261.143	247.567
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(7.706.966)	(6.261.273)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Pagos de préstamos		(614.595)	(597.086)
Intereses pagados		(420.194)	(306.439)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(1.034.789)	(903.525)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		7.563.666	(1.655.182)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(24.835)	12.501
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(24.835)	12.501
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		7.538.831	(1.642.681)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período		19.238.590	49.615.606
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	4	26.777.421	47.972.925

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	16
2.12.1. Plusvalía comprada	16
2.12.2. Servidumbres	17
2.12.3. Programas informáticos.....	17
2.12.4. Gastos de investigación y desarrollo	17
2.13. Deterioro de los activos	17
2.14. Arrendamientos.....	18
2.15. Instrumentos financieros	18
2.15.1. Activos financieros no derivados	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	20
2.15.5. Instrumentos de patrimonio	21
2.16. Inventarios	21
2.17. Otros pasivos financieros	21
2.17.1. Ingresos diferidos	21
2.17.2. Subvenciones estatales.....	21
2.17.3. Obras en construcción para terceros.....	21
2.18. Provisiones	21
2.19. Beneficios del personal.....	21
2.20. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	22
2.21. Impuesto a las ganancias	22
2.22. Reconocimiento de ingresos y gastos	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	24
3.1. Generación eléctrica	24
3.2. Transmisión y subtransmisión	25
3.3. Distribución	25
3.4. Marco regulatorio	27
3.4.1. Aspectos generales	27
3.4.2. Ley Corta I.....	27
3.4.3. Ley Corta II.....	28
3.4.4. Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	29
4. Efectivo y Equivalentes al Efectivo.....	30
5. Otros activos financieros corrientes	30
6. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar	31
7. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas.....	32
7.1. Accionistas.....	32
7.2. Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	32
7.3. Directorio y personal clave de la gerencia	33
8. Inventarios.....	34
9. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	35

10. Otros Activos Financieros no Corrientes	35
11. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	36
12. Plusvalía.....	37
13. Propiedades, Planta y Equipos	38
14. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos	40
14.1. Impuesto a la renta	40
14.2. Impuestos diferidos.....	41
15. Otros Pasivos Financieros	42
16. Política de Gestión de Riesgos	46
16.1. Riesgo Regulatorio.....	46
16.2. Riesgo financiero.....	48
16.2.1. Tipo de cambio.....	48
16.2.2. Variación UF	49
16.2.3. Tasa de interés	49
16.2.4. Riesgo de liquidez.....	49
16.2.5. Riesgo de crédito	50
16.2.6. Instrumentos financieros por categoría	51
16.2.7. Instrumentos derivados.....	51
16.2.8. Valor justo de instrumentos financieros	52
17. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	53
18. Provisiones.....	54
18.1. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados.....	54
18.2. Otras provisiones a corto plazo	55
18.3. Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados	55
18.4. Juicios y multas	57
19. Otros pasivos no financieros corrientes	59
20. Patrimonio	60
20.1. Patrimonio neto de la Sociedad	60
20.1.1. Capital suscrito y pagado	60
20.1.2. Dividendos.....	60
20.1.3. Otras reservas.....	60
20.1.4. Diferencias de conversión	61
20.1.5. Ganancias (pérdidas) Acumuladas	61
20.2. Gestión de capital	61
20.3. Restricciones a la disposición de fondos	61
20.4. Patrimonio de participaciones no controladores	62
21. Ingresos	62
22. Materias Primas y Consumibles Utilizados	63
23. Gastos de Personal.....	63
24. Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro.....	63
25. Otros Gastos por Naturaleza.....	63
26. Resultados Financieros.....	64
27. Información por Segmento	64
28. Hechos Posteriores	70
29. Medio Ambiente	70
30. Garantías Comprometidas con Terceros, Otros Activos Financieros no Corrientes	71
30.1. Garantías comprometidas con terceros.....	71
31. Cauciones Obtenidas de Terceros	71
32. Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo.....	72
33. Información Adicional sobre Deuda Financiera	73
34. Moneda Extranjera	75

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados financieros consolidados Intermedios

Por el período terminado 31 de marzo de 2011

(En miles de pesos)

1. Información General y Descripción del Negocio

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

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

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

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

Las sociedades filiales indirectas inscritas en el Registro de Valores son: Sociedad Austral de Electricidad S.A., Saesa, inscrita con el número 775, y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Frontel, inscrita con el número 877.

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

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

La Sociedad tiene también participación indirecta como controladora en las sociedades de inversión, Inversiones Los Lagos II S.A. (Los Lagos II), Inversiones Los Lagos III S.A. (Los Lagos III) e Inversiones Los Lagos IV Ltda. (Los Lagos IV), y participación directa como controladora en la sociedad de inversión Inversiones Los Ríos Ltda. De estas cuatro empresas ninguna está inscrita en el Registro de Valores o Entidades Informantes. Los Lagos II y Los Lagos III se encuentran en trámite de inscripción en el Registro de Valores.

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

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

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

2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

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

Los estados financieros consolidados intermedios de la Sociedad y sus filiales, han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (En adelante NIIF ó IFRS por sus siglas en inglés). Para estos fines, las IFRS comprenden las normas emitidas por el Consejo Internacional de Normas de Contabilidad (International Accounting Standard Board "IASB" en inglés) y las interpretaciones emitidas por el Comité Internacional de Interpretaciones sobre Informes Financieros ("IFRIC" en inglés), y aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 30 de mayo de 2011.

2.2. Nuevos pronunciamientos contables

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

Normas, Enmiendas e Interpretaciones	Aplicación obligatoria para:
NIIF 24 revisada: Revelaciones de partes relacionadas	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2011
Enmienda a NIC 32: Clasificación de derechos de emisión	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de febrero de 2010
Mejoramientos de las NIIF (emitidas en Mayo 2010)	Mayoritariamente aplicable a períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2011
CINIIF 19: Liquidación de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2010
Enmienda a CINNIIF 14: Límite sobre un activo por beneficios definidos, requerimientos mínimos de fondeo y su interacción.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2011

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

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

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

Normas, Enmiendas e Interpretaciones	Aplicación obligatoria para:
NIIF 9: Instrumentos financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013
NIIF 1 (Revisada), Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera – (i) Eliminación de Fechas Fijadas para Adoptadores por Primera Vez – (ii) Hiperinflación Severa.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2011.
NIC 12, Impuestos diferidos - Recuperación del Activo Subyacente	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2012
NIIF 7: Instrumentos financieros: Revelaciones - Transferencias de activos financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2011

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

2.3. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

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

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

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

- **Vida útil económica de activos:** La vida útil de los bienes de propiedades, planta y equipo que son utilizadas para propósitos del cálculo de la depreciación, es determinada en base a estudios técnicos preparados por especialistas externos e internos. Adicionalmente, se utilizan estos estudios para nuevas adquisiciones de bienes de propiedades, planta y equipo, o cuando existen indicadores que las vidas útiles de estos bienes deben ser cambiadas.
- **Deterioro de activos:** La Sociedad y sus filiales revisan el valor libro de sus activos tangibles e intangibles, para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no puede ser recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro. En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo efectivo independiente son agrupados en una Unidad Generadora de Efectivo (“UGE”) a la cual pertenece el activo. El monto recuperable de estos activos o UGE, es medido como el mayor valor entre su valor razonable y su valor libro.
- **Estimación de deudores incobrables y existencias obsoletas:** La Sociedad y sus filiales han estimado el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar y de la obsolescencia de inventario, para lo que ha establecido porcentajes de provisión por tramos de vencimiento y la tasa de rotación de sus inventarios, respectivamente.
- **Beneficios del personal - Indemnización por años de servicio:** Las obligaciones reconocidas por concepto de indemnizaciones por años de servicio nacen de convenios colectivos suscritos con los trabajadores de la Sociedad y sus filiales en los que se establece el compromiso por parte de ella. La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de diferencias entre los resultados esperados o por cambios en los supuestos actuariales, son reconocidos dentro de los costos de la operación en el estado de resultados del año.

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

- **Ingresos y costos de explotación:** Las Sociedad y sus filiales consideran como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el ejercicio, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al cierre del período. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación. También consideran como parte de los ingresos y costos de explotación determinados montos del sistema eléctrico, entre otros, compra y venta de energía y cobro de peajes, que permite estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros, y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.

- **Litigios y contingencias:** La Sociedad y sus filiales evalúan periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias, de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad han opinado que se obtendrán resultados favorables, o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

2.4. Período cubierto

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

2.5. Bases de preparación

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

2.6. Entidades filiales

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

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

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%
96.956.660-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	99,9899%	99,9899%	99,9899%
96.986.780-K	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	99,2610%	99,2610%	99,2610%
77.683.400-9	SOCIEDAD AUSTRAL DE GENERACION Y ENERGIA CHILE S.A.	CHILE	DÓLAR ESTADOUNIDENSE	0,1000%	99,8987%	99,9987%	99,9987%
76.073.162-5	INVERSIONES LOS LAGOS II S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	99,9227%	99,9227%	99,9227%
76.073.164-1	INVERSIONES LOS LAGOS III S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	99,9227%	99,9227%	99,9227%
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%

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

2.7. Principios de consolidación y combinación de negocios

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

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

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

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

2.8. Moneda funcional

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

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno.

La moneda funcional de las filiales se distribuye como sigue:

Inversiones Los Lagos II S.A.	Peso Chileno
Inversiones Los Lagos III S.A.	Peso Chileno
Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Dólar Estadounidense
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Peso Chileno
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Peso Chileno
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Dólar Estadounidense
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Peso Chileno
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Peso Chileno

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

2.9. Bases de conversión

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

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

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

	31.03.2011	31.12.2010
Dólar Estadounidense	479,46	468,01
Unidad de Fomento	21.578,26	21.455,55

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\$262.748 por el período terminado al 31 de marzo de 2011 y a M\$235.652 por el período terminado al 31 de marzo de 2010.
- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso, ascendieron a M\$408.495 por el período terminado al 31 de marzo de 2011 y a M\$352.707 por el período terminado al 31 de marzo de 2010.
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad y sus filiales deberán hacer frente, en relación con la obligación de cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. La Sociedad y sus filiales revisan anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros,

aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificio	40-80
Plantas y equipos :	
Lineas y redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	30-40
Subestaciones	20-60
Sistema de Generación	20-80
Equipo de tecnología de la información :	
Computación	5
Instalaciones fijas y accesorios :	
Muebles y equipos de Oficina	10
Vehiculos	7
Otros equipos y herramientas :	10

Para la explotación del sistema eléctrico de distribución, las sociedades tienen concesiones de distribución de electricidad que son otorgadas por la Autoridad Reguladora Chilena y no tienen fecha de expiración, por lo que se consideran de carácter indefinido.

2.12. Activos intangibles

2.12.1. Plusvalía comprada

La plusvalía comprada representa la diferencia entre el costo de adquisición y el valor justo de los activos adquiridos identificables, pasivos y pasivos contingentes de la entidad adquirida. La

plusvalía es inicialmente medido al costo y, posteriormente, medido al costo menos cualquier pérdida por deterioro, en el caso de existir.

2.12.2. Servidumbres

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

2.12.3. Programas informáticos

Estos activos intangibles corresponden a aplicaciones informáticas y su reconocimiento contable se realiza inicialmente a su costo de adquisición y, posteriormente, se valorizan a su costo neto de las pérdidas por deterioro, que en su caso hayan experimentado. Estos activos se amortizan en su vida útil que varía entre cuatro y seis años.

2.12.4. Gastos de investigación y desarrollo

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

2.13. Deterioro de los activos

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.14. Arrendamientos

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

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

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

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

2.15. Instrumentos financieros

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

2.15.1. Activos financieros no derivados

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

a) Instrumentos mantenidos al vencimiento

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

b) Préstamos y cuentas por cobrar

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

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

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

2.15.2. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

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

2.15.3. Pasivos financieros no derivados

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

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

2.15.4. Derivados y operaciones de cobertura

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

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

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

a) Clasificación de los instrumentos de cobertura

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

a.1) Coberturas de valor razonable

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

a.2) Coberturas de flujo de caja

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

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

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

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

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

2.15.5. Instrumentos de patrimonio

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

2.16. Inventarios

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

2.17. Otros pasivos financieros

2.17.1. Ingresos diferidos

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

2.17.2. Subvenciones estatales

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

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

2.17.3. Obras en construcción para terceros

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

2.18. Provisiones

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

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

2.19. Beneficios del personal

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

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

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

La Sociedad y sus filiales utilizan supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Dicha expectativa, al igual que los supuestos, son establecidos en conjunto con un actuario externo al Grupo. Estos supuestos incluyen una tasa de descuento de 4,05% anual real, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

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

2.20. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

2.21. Impuesto a las ganancias

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

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

Aquellas variaciones que provienen de combinaciones de negocio y que no se reconocen en la toma de control por no estar asegurada su recuperación, se imputan reduciendo, en su caso, el valor del menor valor 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 reviertan en un futuro previsible.

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

2.22. Reconocimiento de ingresos y gastos

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

2.23. Ganancias por acción

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

2.24. Dividendos

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

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

2.25. Estado de flujos de efectivo

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

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

3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

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

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

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

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

3.1. Generación eléctrica

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

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

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

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

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

En los Sistemas Medianos cuya operación está en manos de Edelayen, como son Aysén, Palena y Carrera, existe una serie de condiciones que los diferencian de los anteriores. Como por ejemplo, que son operados por empresas que administran tanto las instalaciones de generación como las de

transmisión y distribución (integradas verticalmente). En estos sistemas eléctricos los costos de generación y transmisión son determinados por un estudio específico realizado cada cuatro años.

3.2. Transmisión y subtransmisión

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

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

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

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

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

3.3. Distribución

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

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

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

a) Clientes Regulados

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

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

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

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

b) Clientes Libres

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

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

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

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

3.4. Marco regulatorio

3.4.1. Aspectos generales

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

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

3.4.2. Ley Corta I

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

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

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

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

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

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

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

3.4.3. Ley Corta II

La Ley Corta II se originó para hacer frente a la crisis del gas natural argentino, sumada a la falta de inversiones en el sector de generación. Los principales cambios introducidos fueron:

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

3.4.4. Organismos reguladores, 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 2011 y 31 de diciembre de 2010, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/03/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
Efectivo en Caja	1.322.802	2.512.048
Saldo en Bancos	6.220.435	2.815.714
Otros instrumentos de renta fija	19.234.184	13.910.828
Totales	26.777.421	19.238.590

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

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

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

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31/03/2011	31/12/2010
		M\$	M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	26.663.940	19.125.552
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	113.481	113.038
Totales		26.777.421	19.238.590

5. Otros activos financieros corrientes

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

Otros activos financieros corriente	Moneda	31/03/2011	31/12/2010
		Corriente	Corriente
		M\$	M\$
Depósito a plazo en garantía (*)	USD	421.855	102.765
Totales		421.855	102.765

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

6. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

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

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	31/03/2011		31/12/2010	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	70.295.076	1.450.637	64.876.217	1.526.290
Otras cuentas por cobrar, bruto	20.389.803	4.145.861	23.434.360	3.148.239
Totales	90.684.879	5.596.498	88.310.577	4.674.529

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	31/03/2011		31/12/2010	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	63.157.621	1.450.637	57.839.829	1.526.290
Otras cuentas por cobrar, neto	17.963.978	3.630.205	21.083.026	2.684.161
Totales	81.121.599	5.080.842	78.922.855	4.210.451

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de marzo de 2011 es de M\$86.202.441 y al 31 de diciembre de 2010 es de M\$83.133.306.

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

- b) La Sociedad y sus filiales de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con lo que establece la ley, están obligadas a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A marzo de 2011 la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a más de 707 mil clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo Cliente	Cantidad Miles	Participación ventas %
Residencial	634	38%
Comercial	45	26%
Industrial	5	23%
Otros	23	13%
Total	707	100%

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

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

Deudores por ventas vencidos y no pagados pero no deteriorados	31-03-11	31-12-10
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	15.642.031	15.543.203
Con vencimiento entre tres y seis meses	1.414.384	1.659.236
Con vencimiento entre seis y doce meses	849.033	734.690
Con vencimiento mayor a doce meses	220.903	147.578
Total	18.126.351	18.084.707

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

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

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

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

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 01 de enero de 2010	4.530.003
Aumentos (disminuciones) del período	5.389.585
Montos castigados	(67.788)
Saldo al 31 de diciembre 2010	9.851.800
Aumentos (disminuciones) del período	224.419
Montos castigados	2.717
Saldo al 31 marzo de 2011	10.078.936

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

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

7. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

7.1. Accionistas

El detalle de los accionistas mayoritarios de la Sociedad al 31 de marzo de 2011, es el siguiente:

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

7.2. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

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

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

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

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

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes

RUT	Sociedad	Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/03/2011		31/12/2010	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	Ch\$	120.538	-	89.476	-
76.024.762-6	MSIP CONDOR HOLDING SPA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch\$	20.358	-	17.952	-
76.833.170-7	ANDESCAN SPA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch\$	2.167	-	2.148	-
Totales							143.063	-	109.576	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes

RUT	Sociedad	Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/03/2011		31/12/2010	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch\$	2.784.296	-	2.784.296	-
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Chile	Cuenta Mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch\$	9.518.529	-	9.328.604	-
76.024.762-6	MSIP CONDOR HOLDING SPA	Chile	Cuenta Mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch\$	3.016.475	-	2.958.653	-
76.833.170-7	ANDESCAN SPA	Chile	Cuenta Mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch\$	3.016.475	-	2.958.653	-
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch\$	15.337.755	-	3.910.733	-
76.024.762-6	MSIP CONDOR HOLDING SPA	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	Ch\$	731	-	291	-
Totales							33.674.261	-	21.941.230	-

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados

RUT	Sociedad	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31/03/2011 M\$	31/03/2010 M\$
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Matriz	Cuenta Mercantil	(189.924)	(140.399)
76.833.170-7	ANDESCAN SPA	Matriz	Cuenta Mercantil	(57.822)	-
76.024.762-6	MSIP CONDOR HOLDING SPA	Matriz	Cuenta Mercantil	(58.067)	-

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 el año 2010 no correspondía elección de Directorio, por lo que se mantuvieron los mismos directores en sus cargos. El año 2011 corresponderá la renovación del Directorio, en la Junta Ordinaria en abril.

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

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

Director	31/03/2011 M\$	31/03/2010 M\$
Pedro Pablo Errázuriz	-	315

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 2010 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2011.

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

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 31 de marzo de 2011 y 31 de marzo de 2010 son las siguientes:

Director	31/03/2011 M\$	31/03/2010 M\$
Pedro Pablo Errázuriz	54	943
Jorge Lesser García-Huidobro	323	-
Totales	377	943

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

d) Compensaciones del personal clave de la gerencia

La Sociedad no tiene ejecutivos directamente remunerados por ella.

8. Inventarios

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

Clases de inventario	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Materiales de operación y mantenimiento	9.750.584	8.974.170
Materiales en tránsito	683.240	1.067.960
Existencias retail	882.813	925.932
Petróleo	4.251.243	2.102.552
Provisión por obsolescencia	(837.289)	(754.487)
Totales	14.730.591	12.316.127

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

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

Inventarios utilizados durante el período según gasto	31/03/2011 M\$	31/03/2010 M\$
Materias primas y consumibles utilizados	11.035.497	2.802.534
Otros gastos por naturaleza (*)	491.167	870.242
Total	11.526.664	3.672.776

(*) Materiales utilizados para el mantenimiento del Sistema eléctrico

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de marzo de 2011 ascienden a M\$2.604.289 (M\$1.705.250 en 2010) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de marzo de 2011 ascienden a M\$106.125 (M\$176.043 en 2010)..

El efecto en resultados de la provisión por obsolescencia alcanzó a M\$ 82.802 para el período enero-marzo de 2011, M\$ 29.818 para el período enero-marzo de 2010.

9. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

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

	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Impuesto renta por recuperar	5.737.755	3.121.824
IVA Crédito fiscal por recuperar	1.483	195.771
Crédito por utilidades absorbidas	2.291.913	4.282.011
Crédito Sence	-	43.423
Diesel por recuperar	240.404	280.319
Totales	8.271.555	7.923.348

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

	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Impuesto a la renta	1.913.807	1.737.188
Iva Débito fiscal	2.958.731	2.312.285
Otros	53.957	67.663
Totales	4.926.495	4.117.136

10. Otros Activos Financieros no Corrientes

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

Otros activos financieros no corriente	31/03/2011	31/12/2010
	No Corriente M\$	No Corriente M\$
Crédito por Impuesto Ley Austral	368.417	1.069.333
Impuesto específico por recuperar	7.055.459	6.593.098
Totales	7.423.876	7.662.431

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

11. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

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

Activos intangibles neto	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
--------------------------	-------------------	-------------------

Activos intangibles identificables, neto	30.082.382	29.488.827
Servidumbres	26.921.214	26.921.214
Software	3.161.168	2.567.613

Activos intangibles bruto	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
---------------------------	-------------------	-------------------

Activos intangibles identificables, bruto	31.658.921	30.816.563
Servidumbres	26.921.214	26.921.214
Software	4.737.707	3.895.349

Amortización activos intangibles	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
----------------------------------	-------------------	-------------------

Activos intangibles identificables	(1.576.539)	(1.327.736)
Servidumbres	-	-
Software	(1.576.539)	(1.327.736)

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

Movimiento año 2011		Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Servidumbres neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2011		2.567.613	26.921.214	29.488.827
Movimientos	Adiciones	842.357	-	842.357
	Retiros	-	-	-
	Gastos por amortización	(248.802)	-	(248.802)
	Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	-	-	-
	Total movimientos	593.555	-	593.555
Saldo final al 31 de marzo de 2011		3.161.168	26.921.214	30.082.382

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

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

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

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

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

12. Plusvalía

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

Rut	Compañía	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
90021000-0	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	124.944.061	124.944.061
91715000-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	23.990.169	23.990.169
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	231.445.467	231.445.467

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 una Sociedad vehículo de inversión llamada Inversiones Los Lagos Ltda..

En agosto de 2009, Los Lagos Ltda. se dividió en cuatro Sociedades, su continuadora legal "Inversiones Los Lagos Ltda.", más tres sociedades de responsabilidad limitada, que más tarde se transformaron en sociedades anónimas y que se denominaron Inversiones Los Lagos II ("Los Lagos II"), Inversiones Los Lagos III ("Los Lagos III") e Inversiones Los Lagos IV ("Los Lagos IV"), a las que se les asignaron, respectivamente, las acciones que tenía Inversiones Los Lagos Ltda. en Saesa y Frontel y Sagesa. La continuadora legal fue absorbida por su sociedad dueña, Inversiones Los Ríos Ltda..

La división, aprobada por los socios también asignó la plusvalía comprada a Los Lagos II S.A. y Los Lagos III S.A., de acuerdo con los retornos esperados de los activos adquiridos Saesa y Frontel, respectivamente.

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 2011 y 31 de diciembre de 2010:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	419.017.479	416.068.015
Construcción en Curso	59.310.257	53.587.452
Terrenos	15.213.761	15.208.149
Edificios	9.026.758	9.093.537
Planta y Equipo	321.082.061	323.501.290
Equipamiento de Tecnologías de la Información	1.455.255	1.561.276
Instalaciones Fijas y Accesorios	549.344	574.936
Vehículos de Motor	2.846.122	2.980.250
Bienes Arrendados (Leasing)	6.979.184	6.871.847
Otras Propiedades, Planta y Equipo	2.554.737	2.689.278

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	516.075.973	510.200.667
Construcción en Curso	59.310.257	53.587.452
Terrenos	15.213.761	15.208.149
Edificios	13.853.174	13.846.534
Planta y Equipo	403.006.736	402.277.627
Equipamiento de Tecnologías de la Información	5.278.059	5.283.913
Instalaciones Fijas y Accesorios	1.195.235	1.202.651
Vehículos de Motor	4.303.970	4.300.896
Bienes Arrendados (Leasing)	7.811.987	7.625.429
Otras Propiedades, Planta y Equipo	6.102.794	6.868.016

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(97.058.494)	(94.132.652)
Edificios	(4.826.416)	(4.752.997)
Planta y Equipo	(81.924.675)	(78.776.337)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(3.822.804)	(3.722.638)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(645.891)	(627.715)
Vehículos de Motor	(1.457.848)	(1.320.645)
Bienes Arrendados (Leasing)	(832.803)	(753.582)
Otros	(3.548.057)	(4.178.738)

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

Movimiento año 2011		Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la	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
Movimientos	Adiciones	5.632.019	-	-	-	-	-	-	10.456	296.341
	Retiros	-	-	-	(921)	(4.651)	-	-	(10.269)	-
	Gastos por depreciación	-	-	(71.462)	(105.221)	(21.740)	(136.575)	(61.076)	(136.384)	(3.062.868)
	Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	90.786	5.612	4.683	121	799	2.447	168.413	1.656	347.298
	Total movimientos	5.722.805	5.612	(66.779)	(106.023)	(25.592)	(134.128)	107.337	(134.541)	(2.419.229)
Saldo final al 31 de marzo de 2011		59.310.257	15.213.761	9.026.758	1.455.255	549.344	2.846.122	6.979.184	2.554.737	321.082.061

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

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

La Sociedad y sus filiales, han mantenido una política de realizar todas las obras necesarias para satisfacer los incrementos de la demanda, conservar en buen estado las instalaciones y adaptar el sistema a 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 Sociedad Austral de Generación S.A., Sagesa.
- Los activos en construcción, según se explica en Nota 2.10, incluyen activación de costos financieros por M\$262.748 por el período terminado al 31 de marzo de 2011, y a M\$235.652 por el período terminado al 31 de marzo de 2010, y los costos de personal relacionados directamente con obras en curso por a M\$408.495 por el período terminado al 31 de marzo de 2011 y a M\$352.707 por el período terminado al 31 de marzo de 2010.
- El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de marzo de 2011 y 31 de diciembre de 2010 no es significativo. La Sociedad no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.
- El 06 de junio de 2005, el proyecto Turbina Coronel fue vendido a CORPBANCA mediante un Contrato de Leaseback por un valor de M\$ 11.788.462. El valor equivalente en dólares de la venta, alcanzó a los US\$ 20,08 millones. Con esta misma fecha, Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A., hipotecó a favor de Banco Corpbanca el terreno donde se encuentra instalada la turbina. Esta garantía tiene la misma duración que el contrato de leasing y un valor al 31 de marzo de 2011 de M\$ 174.339.

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

	31/03/2011			31/12/2010		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	1.060.654	52.143	1.008.511	1.035.325	70.859	964.466
Entre un año y cinco años	3.712.290	130.971	3.581.319	3.623.637	127.844	3.495.793
TOTALES	4.772.944	183.114	4.589.830	4.658.962	198.703	4.460.259

14. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

14.1. Impuesto a la renta

a) El detalle del gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados consolidado correspondiente al ejercicio enero-marzo 2011 y enero-marzo 2010, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31/03/2011	31/03/2010
	M\$	M\$
Gasto por impuestos corrientes	956.960	33.584
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	1.531	2.622
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	881.313	36.206
Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	640.679	522.465
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto diferido	-	-
Otro gasto por impuesto diferido	(10.017)	(29.456)
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	630.662	493.009
Gasto por impuesto a las ganancias	1.511.975	529.214

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", la cual fue publicada en el Diario Oficial con fecha 31 de julio de 2010. Esta ley, entre otros aspectos, establece un aumento transitorio de la tasa de impuesto a la renta para los años comerciales 2011 y 2012 (a un 20% y 18,5%, respectivamente), volviendo nuevamente al 17% el año 2013.

Como consecuencia de estos cambios transitorios en la tasa de impuesto a la renta y sus efectos en activos y pasivos por impuestos diferidos que se reversarán en dichos años respecto a los calculados a la tasa vigente para el año comercial 2010 y a partir de 2013 de 17%, han llevado a que la Sociedad reconozca un mayor gasto por impuesto a las ganancias de M\$79.888 en el período enero-marzo 2011.

- b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a “Ganancia (pérdida) antes de Impuestos”, al 31 de marzo de 2011 y al 31 de marzo de 2010, es la siguiente:

CONCILIACION DEL GASTO UTILIZANDO LA TASA EFECTIVA	31/03/2011	31/03/2010
Utilidad (Pérdida) Antes de Impuestos	6.440.988	1.586.368
(Gasto) Ingreso por Impuestos a las ganancias Utilizando la Tasa Legal (20%)	(1.288.198)	(269.683)
Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles	4.163	71
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	(2.078)	(27.661)
Efecto Impositivo de la Utilización de Pérdidas Fiscales No Reconocidas Anteriormente	-	1
Efecto Impositivo de Beneficio Fiscal No Reconocido Anteriormente en el EE.RR.	(4)	-
Efecto Impositivo de Impuesto provisto en Exceso en Periodos Anteriores	-	-
Corrección monetaria tributaria de las Inversiones	(2.084.431)	(1.471.961)
Corrección monetaria tributaria del Patrimonio	2.081.977	1.457.898
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	11.185	(2.621)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(98.112)	(145.428)
Ajuste de tasas por recuperación de Pérdida Tributarias	(136.477)	(69.830)
Total ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal	(223.777)	(259.531)
(Gasto) Ingreso por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	(1.511.975)	(529.214)
Tasa Impositiva Efectiva	23,47%	33,36%

14.2. Impuestos diferidos

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

Diferencia temporal	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	31/03/2011	31/12/2010	31/03/2011	31/12/2010
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a Activo Fijo	-	-	32.346.618	31.844.776
Impuestos diferidos relativos a Indemnización años de servicio	50.123	90.022	2.890,00	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión cuentas incobrables	1.827.449	1.770.087	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión de vacaciones	163.002	236.419	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión obsolescencia	155.003	138.449	-	-
Impuestos diferidos relativos a Ingresos anticipados	182.420	184.259	-	-
Impuestos diferidos relativos a Gastos Anticipados	814.499	829.072	339.191	343.459
Impuestos diferidos relativos a Pérdida tributaria	1.393.081	1.185.101	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión Beneficios Personal	152.325	440.496	-	-
Impuestos diferidos Otras Provisiones	284.097	194.164	48.557	210.605
Impuestos diferidos relativos a Derivados	878.068	969.943	-	-
Leasing	348.202	398.740	-	-
Créditos tributarios por recuperar en el largo plazo	1.326.926	1.454.882	-	-
Diferencia de cambio	-	-	10.710	10.467
Total Impuestos Diferidos	7.575.195	7.891.634	32.747.966	32.409.307

- b) Los movimientos de los rubros “Impuestos Diferidos”, del estado de situación consolidado en el período 2011 y 2010, es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo	Pasivo
	M\$	M\$
Saldo al 01 de enero de 2010	7.607.116	31.137.507
Incremento (decremento)	284.518	1.271.800
Saldo al 31 de diciembre de 2010	7.891.634	32.409.307
Incremento (decremento)	(316.439)	338.659
Saldo al 31 de marzo de 2011	7.575.195	32.747.966

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

Los Otros pasivos financieros están compuestos sólo por los préstamos que devengan interés.

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

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	31/03/2011		31/12/2010	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Préstamos bancarios	19.719.923	32.345.344	19.220.940	32.156.974
Bonos	7.044.947	253.928.411	4.424.869	252.988.671
Derivado (*)	387.898	-	781.797	-
Leasing	1.008.511	3.581.319	964.466	3.495.793
Totales	28.161.279	289.855.074	25.392.072	288.641.438

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

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No corriente			
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento		Total no corriente
					Indeterminado	Hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	al 31-03-2011	1 a 5 años	5 años a más	al 31-03-2011
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
Chile	UF	semestral	0,90%	Sin Garantía	-	-	-	72.606	72.606	21.563.354	-	21.563.354
Chile	USD	anual	1,91%	Sin Garantía	-	-	-	11.169.342	11.169.342	10.781.990	-	10.781.990
Chile	USD	anual	2,26%	Sin Garantía	-	-	-	8.477.975	8.477.975	-	-	-
Totales					-	-	-	19.719.923	19.719.923	32.345.344	-	32.345.344

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

c) El desglose por banco de los "Préstamos Bancarios", vigentes al 31 de marzo de 2011 y 31 de diciembre de 2010, es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de marzo 2011					
						Corriente			No Corriente		
						Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
SAESA	BANCO ESTADO	97.030.000-7	UF	0,90%	SEMESTRAL	-	72.606	72.606	21.563.354	-	21.563.354
SAESA	BANCO BCI	97.006.000-6	USD	1,91%	ANUAL	-	11.133.039	11.133.039	-	-	-
SAESA	BANCO BCI	97.006.000-6	USD	2,26%	ANUAL	-	5.089.659	5.089.659	-	-	-
FRONTEL	BANCO ESTADO	97.030.000-7	UF	0,90%	SEMESTRAL	-	36.303	36.303	10.781.990	-	10.781.990
FRONTEL	BANCO BCI	97.006.000-6	USD	1,91%	ANUAL	-	3.388.316	3.388.316	-	-	-
Totales						-	19.719.923	19.719.923	32.345.344	-	32.345.344

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

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

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No Corriente			
					Vencimiento				Total Corriente al 31-03-2011 M\$	Vencimiento		Total no Corriente al 31-03-2011 M\$
					Indeterminada M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$		1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	
Chile	UF	semestral	5,25%	Sin Garantía	-	-	-	1.118.446	1.118.446	12.185.370	39.602.454	51.787.824
Chile	UF	anual	2,83%	Sin Garantía	-	-	-	251.521	251.521	9.423.916	9.710.217	19.134.133
Chile	UF	semestral	3,00%	Sin Garantía	-	-	-	1.292.036	1.292.036	-	17.262.608	17.262.608
Chile	UF	anual	4,00%	Sin Garantía	-	-	-	3.201.750	3.201.750	-	85.041.207	85.041.207
Chile	UF	anual	5,00%	Sin Garantía	-	-	-	1.181.194	1.181.194	-	80.702.639	80.702.639
Totales					-	-	-	7.044.947	7.044.947	21.609.286	232.319.125	253.928.411

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No Corriente			
					Vencimiento				Total Corriente al 31-12-2010 M\$	Vencimiento		Total no Corriente al 31-12-2010 M\$
					Indeterminada M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$		1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	
Chile	UF	semestral	5,25%	Sin Garantía	-	-	-	450.746	450.746	12.116.075	39.377.245	51.493.320
Chile	UF	anual	2,83%	Sin Garantía	-	-	-	114.100	114.100	9.357.547	9.654.998	19.012.545
Chile	UF	semestral	1,49%	Sin Garantía	-	-	-	1.430.131	1.430.131	6.130.157	11.647.299	17.777.456
Chile	UF	anual	4,00%	Sin Garantía	-	-	-	2.429.892	2.429.892	-	84.542.538	84.542.538
Chile	UF	anual	5,00%	Sin Garantía	-	-	-	-	-	-	80.162.812	80.162.812
Totales					-	-	-	4.424.869	4.424.869	27.603.779	225.384.892	252.988.671

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

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de marzo 2011					
					Corriente			No Corriente		
					Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
FRONTEL	BONO SERIE A/ N°416	UF	3,00%	Sin Garantía	-	1.292.036	1.292.036	6.165.217	11.097.391	17.262.608
SAESA	BONO SERIE F/ N°398	UF	5,25%	Sin Garantía	-	1.118.446	1.118.446	12.185.370	39.602.454	51.787.824
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	2,83%	Sin Garantía	-	251.521	251.521	9.423.916	9.710.217	19.134.133
ELECTRICAS	BONO SERIE E/ N°646	UF	4,00%	Sin Garantía	-	3.201.750	3.201.750	-	85.041.207	85.041.207
ELECTRICAS	BONO SERIE D/ N°559	UF	5,00%	Sin Garantía	-	1.181.194	1.181.194	-	80.702.639	80.702.639
Totales					-	7.044.947	7.044.947	27.774.503	226.153.908	253.928.411

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2010					
					Corriente			No Corriente		
					Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
FRONTEL	BONO SERIE A/ N°416	UF	3,00%	Sin Garantía	-	1.430.131	1.430.131	6.130.157	11.647.299	17.777.456
SAESA	BONO SERIE F/ N°398	UF	5,25%	Sin Garantía	-	450.746	450.746	12.116.075	39.377.245	51.493.320
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	2,83%	Sin Garantía	-	114.100	114.100	9.357.547	9.654.998	19.012.545
ELECTRICAS	BONO SERIE E/ N°646	UF	4,00%	Sin Garantía	-	2.429.892	2.429.892	-	84.542.538	84.542.538
ELECTRICAS	BONO SERIE D/ N°559	UF	5,00%	Sin Garantía	-	-	-	-	80.162.812	80.162.812
Totales					-	4.424.869	4.424.869	27.603.779	225.384.892	252.988.671

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

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No Corriente			
					Vencimiento				al 31-03-2011 M\$	Vencimiento		al 31-03-2011 M\$
					Indeterminada M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$		1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	
Chile	USD	SEMESTRAL	1,81%	Sin Garantía	-	-	-	1.008.511	1.008.511	3.581.319	-	3.581.319
Totales					-	-	-	1.008.511	1.008.511	3.581.319	-	3.581.319

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

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

	31/03/2011			31/12/2010		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	1.060.654	52.143	1.008.511	1.035.325	70.859	964.466
Entre un año y cinco años	3.712.290	130.971	3.581.319	3.623.637	127.844	3.495.793
TOTALES	4.772.944	183.114	4.589.830	4.658.962	198.703	4.460.259

g) Colocación de Bonos

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

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

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

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

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

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

Con fecha 15 de julio de 2005, la filial Frontel colocó un total de 2.000 bonos de la serie A, con cargo a la Línea número 416 aprobada por la Superintendencia de Valores y Seguros por un monto total de UF 1.000.000.

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

h) Otros Aspectos

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

Ratios financieros (medido sobre estados financieros consolidados)

En la Sociedad:

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:

- Razón de Endeudamiento (RE). Mantener al final de cada trimestre una RE consolidado 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 consolidados.

En la filial Frontel:

- Razón de Endeudamiento (RE). Mantener al final de cada trimestre una RE individual 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 consolidados.

Al 31.12.2010, la Sociedad y sus filiales han dado cumplimiento a estas restricciones.

16. Política de Gestión de Riesgos

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

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

16.1. Riesgo Regulatorio

a) Cambio de la regulación

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

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

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

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

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

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

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

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

b) Fijación de tarifas de generación

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

Actualmente SAGESA está enfocada en la venta de su energía a SGA quien en definitiva comercializa la energía en el mercado spot.

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

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

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

c) Fijación de tarifas de distribución

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

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

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

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, 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.

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

e) Contratos de suministro

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

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

f) Abastecimiento de energía

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

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

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

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

16.2. Riesgo financiero

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

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

16.2.1. Tipo de cambio

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

Con fecha 3 de septiembre de 2010, las filiales Saesa y Frontel suscribieron deudas en USD a tasa variable Libo por MUSD 23.185 (M\$11.133.039 al 31.03.2011) y MUSD 7.056 (M\$3.388.316 al 31.03.2011), respectivamente. Adicionalmente, con fecha 13 de octubre de 2010, la filial Saesa suscribió una nueva deuda en USD a tasa variable Libo por MUSD 10.504 (M\$5.089.660 al 31.03.2011). Con el objeto de dar cumplimiento a la política establecida, las sociedades contrataron Cross Currency Swap, de esta forma las sociedades protegen su exposición de moneda (USD a UF) y tasa de interés (tasa final fija + UF).

Las filiales Sagesa y SGA tienen como moneda funcional el dólar, debido a que sus flujos están vinculados a la evolución de esa moneda. Los flujos que representan estas sociedades como parte

de los flujos consolidados del Grupo son de un 7%. Las variaciones de patrimonio que puedan tener estas Sociedades por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

16.2.2. Variación UF

El 92% de la deuda financiera está estructurada en UF, consistente con los flujos de la Sociedad.

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

16.2.3. Tasa de interés

En la actualidad el 82% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija y/o protegida, es decir, una tasa variable que cuenta con un derivado de cobertura a tasa fija. La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de las tasas variables con respecto a la TAB 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\$ 215 durante el periodo enero - marzo de 2011. Para este análisis no se considero los créditos en USD que tomaron las filiales de la Sociedad, debido a que el riesgo de tasa de interés está cubierto con un instrumento de derivado. La Sociedad no ha cambiado la metodología aplicada para determinar el análisis de sensibilización de tasas.

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

	31/03/2011	31/03/2010
Tasa Interés Variable	18%	18%
Tasa Interés Protegida	6%	0%
Tasa Interés Fija	76%	82%

16.2.4. Riesgo de liquidez

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

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

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

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

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

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

16.2.5. Riesgo de crédito

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

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

Cuentas por cobrar comerciales:

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

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

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

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

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

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

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

Activos de carácter financiero:

De acuerdo con lo definido por la Sociedad, las inversiones sólo se realizarán en instrumentos financieros permitidos que maximicen los retornos del excedente de caja, sin exceder el nivel de riesgo y de máxima exposición, todo bajo el margen de riesgo establecido y con la finalidad de cumplir obligaciones de corto plazo. Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en

entidades financieras nacionales con calificación de riesgo no inferior al de la Sociedad, con límites establecidos para cada entidad y sólo en instrumentos de renta fija. En ningún caso se considera o contempla la posibilidad de realizar una inversión con objeto de especular en el mercado de capitales nacional o extranjero.

16.2.6. Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

Activos financieros al 31/03/11	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\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-	86.202.441	-	-	86.202.441
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	143.063	-	-	143.063
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	26.777.421	-	-	-	26.777.421
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	7.423.876	-	-	7.423.876
Total	26.777.421	93.769.380	-	-	120.546.801

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

b) Pasivos Financieros

Pasivos financieros al 31/03/11	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	-	317.628.456	-	-	317.628.456
Derivado	-	-	-	387.898	387.898
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	53.940.759	-	-	53.940.759
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	33.674.261	-	-	33.674.261
Total	-	405.243.476	-	387.898	405.631.374

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

16.2.7. Instrumentos derivados

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

Los derivados de moneda se utilizan para fijar la tasa de cambio del dólar respecto del peso o la UF, producto de obligaciones existentes en monedas distintas al peso o a la UF. Los derivados de

tasas de interés son utilizados para fijar o limitar la tasa de interés variable de obligaciones financieras. Estos instrumentos corresponden principalmente a Cross Currency Swaps.

Al 31 de marzo de 2011, la Sociedad y sus filiales clasifican sus coberturas como "Cobertura de Flujos de Caja". El detalle de la cartera es el siguiente:

Instrumento de cobertura	Empresa	31.03.2011	31.03.2010	Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de Cobertura
		M\$	M\$			
Cross Currency Swaps	Saesa	283.976	-	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Cross Currency Swaps	Frontel	103.922	-	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Total		387.898				

En relación a las coberturas de flujo de caja presentadas al 31 de marzo de 2011, la Sociedad y sus filiales no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad de las coberturas.

16.2.8. Valor justo de instrumentos financieros

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

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

Activos Financieros - al 31.03.2011	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	1.322.802	1.322.802
Saldo en Bancos	6.220.435	6.220.435
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	81.121.599	81.121.599

Pasivos Financieros - al 31.03.2011	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Deuda Bancaria	52.065.267	56.223.967
Bonos	260.973.358	280.513.024
Leasing	4.589.830	4.614.969
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	53.940.759	53.940.759

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 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Proveedores por compra de energía	31.819.535	18.815.185
Proveedores por compra de combustible y gas	7.027.956	3.343.540
Cuentas por pagar bienes y servicios	12.758.948	22.623.275
Dividendos por pagar a terceros	147.826	104.082
Cuentas por pagar instituciones fiscales	216.748	216.672
Otras cuentas por pagar	1.969.746	1.581.994
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	53.940.759	46.684.748

18. Provisiones

18.1. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados

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

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corriente	
	31/03/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	859.190	1.223.460
Provisión por beneficios anuales	1.160.073	3.386.211
Totales	2.019.263	4.609.671

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

Movimientos en provisiones	Por beneficios a los empleados
Saldo inicial al 01 de enero de 2011	4.609.671
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	13.115
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	222.881
Provisión utilizada	(2.826.404)
Total movimientos en provisiones	(2.590.408)
Saldo final al 31 de marzo de 2011	2.019.263

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

18.2. Otras provisiones a corto plazo

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

Otras provisiones a corto plazo	Corriente	
	31/03/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	1.005.359	1.058.877
Totales	1.005.359	1.058.877

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

Movimientos en provisiones	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2011	1.058.877
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	5.182
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(43.175)
Provisión utilizada	(2.632)
Reversos de provisión no utilizada.	(12.891)
Total movimientos en provisiones	(53.518)
Saldo final al 31 de marzo de 2011	1.005.359

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

18.3. Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados

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

	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	5.092.092	5.003.829
Totales	5.092.092	5.003.829

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

Provisiones no corriente, por beneficios a los empleados	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2010	4.165.329
Provisión del período	1.019.835
Pagos en el período	(181.335)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	5.003.829
Provisión del período	132.254
Pagos en el período	(43.991)
Saldo al 31 de marzo de 2011	5.092.092

c) Hipótesis actuariales utilizadas

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

18.4. Juicios y multas

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

a) Juicios

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

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapas Procesales	Monto M\$
SAESA	1° Juzgado de Letras de Pto. Montt	2547-2006	Demanda de indemnización de perjuicios por fallecimiento de trabajador de contratista ocurrida en el año 1999. (Hernández con SAESA)	Recurso de casación rechazado. Pendiente cumplimiento por parte del deudor principal	10.788
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	30197	Demanda de indemnización de perjuicios por daños derivados de incendio. (Mancilla con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	21.576
SAESA	1° Juzgado de Letras de Pto. Montt	6743-2007	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en domicilio. (Sanhueza con SAESA)	Proceso en etapa de prueba.	21.576
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4642-MULTA 74	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de sentencia.	11.338
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4643-MULTA 76	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de sentencia.	11.338
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4644-MULTA 73	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de sentencia.	11.338
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4645-MULTA 75	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de sentencia.	11.338
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4646-MULTA 77	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de sentencia.	11.338
SAESA	Juzgado de Letras de Quellón	258	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de discusión.	794
SAESA	1° Juzgado Laboral de Puerto Montt	85-2008	Demanda laboral subsidiaria (Marchant con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	1.500
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	400-2009	Demanda de indemnización de perjuicios por reposición tardía de suministro. (Chovar con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia en etapa de prueba	23.000
SAESA	5° Juzgado Civil de Santiago	C-33096-2008	Demanda de cobro de pesos por traslado de redes eléctricas. (Fisco con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	22.000
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	2005-2009	Demanda de nulidad de convenio de pago (Prociint con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	4925-09	Demanda juicio sumario de comodato precario (Avenida con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	4924-09	Demanda en juicio sumario de comodato precario (Rojas con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	4921-09	Demanda en juicio sumario de comodato precario (González con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado
SAESA	Juzgado de Letras de Lonchoche	8293	Demanda de indemnización de perjuicios en procedimiento especial indígena (Antillanca con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	18.500
SAESA	1° Juzgado Civil de Osorno	1979-2010	Demanda de indemnización de perjuicios por responsabilidad extracontractual por daños derivados de problemas de voltaje. (González Cárdenas con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	38.350
SAESA	2° Juzgado Civil de Valdivia	356-09	Demanda de indemnización de perjuicios por responsabilidad extracontractual por faenas de roce (Quil con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	23.623
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	1° Juzgado de Letras de Puerto Montt	5047-10	Demanda de indemnización de perjuicios (Ulloa con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	392.500
SAESA	2° Juzgado de Letras de Osorno	21610	Demanda de indemnización de perjuicios contractual (Frigorífico con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	25.974
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	Juzgado del Trabajo de Osorno	11-4-0007043-3	Demanda Laboral Subsidiaria (Ortiz con Rene Lobo y SAESA)	Proceso terminado por avenimiento	7.900
SAESA	1° Juzgado de Letras de Osorno	103-2011	Demanda de cobro de pesos (COLBUN con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	709.431
SAESA	1° Juzgado de Letras de Puerto Montt	1881-2010	Demanda de comodato precario (Hechenleitner con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapas Procesal	Monto M\$
FRONTEL	1 Juzgado Civil de Santiago	8.156-2003	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio. (Carrasco con FRONTEL)	Fallo de segundo grado confirmó rechazo de la demanda. Recurso de casación pendiente	21.576
FRONTEL	8° Juzgado de letras de Santiago	10.500-2006	Demanda de indemnización de perjuicios Inversiones Tierra Nueva	Fallo de segundo grado confirmó rechazo de la demanda. Recurso de casación pendiente	Indeterminado
FRONTEL	2° Juzgado de letras de Temuco	1521-05	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Cariqueo con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	10.000
FRONTEL	3° Juzgado civil de Temuco	9547-B	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Matus con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	15.000
FRONTEL	2° Juzgado Civil de Temuco	4459-2007	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Moreno con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	300.000
FRONTEL	3° Juzgado civil de Temuco	4395-2008	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Contreras con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	5.000
FRONTEL	3° Juzgado civil de Temuco	1997-2008	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Marín con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	2.000
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Temuco	6831-2008	Demanda de indemnización de perjuicios por no ejecución de proyecto particular. (Suizandina con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	477.000
FRONTEL	Juzgado de letras de Santa Juana	3808-08	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio forestal. (Vergara con FRONTEL)	Sentencia de primer grado rechazó la demanda. Proceso pendiente en 2° instancia	21.576
FRONTEL	6° J. Civil Santiago	40.168-2009	Reclamo de ilegalidad por multa DRV	Proceso pendiente en 1° instancia	1.134
FRONTEL	2° Juzgado de Letras de Osorno	19187	Demanda de indemnización de perjuicios (Garrido Poo con FRONTEL)	Proceso pendiente en primera 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 primera instancia.	21.576
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Temuco	19-2010	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio. (Von Baer con FRONTEL)	Proceso pendiente en primera instancia.	21.576
FRONTEL	Juzgado Civil de Mulchén	30830	Demanda de indemnización de perjuicios. (Tiznado con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	16.025
FRONTEL	Juzgado Civil de Mulchén	30827	Demanda de indemnización de perjuicios (Guzmán con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	24.000
FRONTEL	4° Juzgado Civil de Santiago	37020-2010	Demanda de indemnización de perjuicios (CELCO con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	2.903.336
EDELAYSEN	Juzgado de Letras de Chile chico	3588	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio forestal (Pérez con EDELAYSEN)	Proceso pendiente en 1 instancia. Estado de abandono de procedimiento	21.576
EDELAYSEN	Juzgado de letras de Chaitén	005-2008	Demanda de comodato precario	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de discusión.	Indeterminado
EDELAYSEN	Corte de Apelaciones de Coyhaique	019-2010	Reclamo de ilegalidad por multa SEC	Pendiente en primera instancia	6.803
EDELAYSEN	Corte de Apelaciones de Coyhaique	24-2010	Reclamo de ilegalidad por multa SEC	Pendiente en primera instancia	136.058
LUZ OSORNO	1° Juzgado de Letras de Osorno	545-10	Demanda de indemnización de perjuicios extracontractual (Neaguel con Luz Osorno)	Proceso pendiente en 1° instancia	60.000
LUZ OSORNO	18 Juzgado Civil de Santiago	35.017-2009	Reclamo de ilegalidad por multa Vialidad.	En Trámite.	1.890
LUZ OSORNO	Corte de Apelaciones de Valdivia	630-2010	Reclamo de ilegalidad por multa SEC	Pendiente en primera instancia	2.721

Al 31 de marzo de 2011, la Sociedad y sus filiales han realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los presentes estados financieros, que incluye a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar que la Sociedad y sus filiales cuentan con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF1.000.

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

b) Multas

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

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
Multas pendientes de resolución de años anteriores					
SAESA	Res. Ex. 7717/08/20 de fecha 01.01.08	DIR. TRABAJO	Laborales	Pendiente solicitud de invalidación	1.512
SAESA	Res. Ex. 138 de fecha 31.08.09	SEC	Mantenimiento	Recurso de reposición pendiente.	28.346
SAESA	Res. Ex. 015 DRX de fecha 28.01.10	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Recurso de reposición pendiente.	32.125
SAESA	Res. Ex. 159 DRX de fecha 27.07.10	SEC	Falta de mantenimiento.	Recurso de reposición pendiente.	9.449
SAESA	Res. Ex. 160 DRX de fecha 27.07.10	SEC	Falta de mantenimiento.	Recurso de reposición pendiente.	17.007
SAESA	Res. Ex. 030 DRR de fecha 26.08.10	SEC	Falta de mantenimiento.	Recurso de reposición pendiente.	18.897
SAESA	ORD. 2096 de fecha 28.09.10	VIAL.	Falta de permiso vialidad	Pendiente	1.890
SAESA	ORD. 2076 de fecha 27.09.10	VIAL.	Falta de permiso vialidad	Pendiente	1.890
SAESA	Res. Ex. 3488 de fecha 01.12.10	SEC	Exceder índices de continuidad de	Recurso de reposición pendiente	94.334
SAESA	Res. Ex. 2510 de fecha 31.12.10	VIAL.	Falta de permiso vialidad	En trámite.	1.890
SAESA	Res. Ex. 2509 de fecha 31.12.10	VIAL.	Falta de permiso vialidad	En trámite.	1.890
FRONTEL	Res. Ex. 1288 de fecha 11.09.07	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Pendiente Recurso de reposición	6.803
FRONTEL	Res. Ex. 2254 de fecha 25.11.09	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	9.071
FRONTEL	Res. Ex. 3487 de fecha 01.12.10	SEC	Exceder índices de continuidad de	Recurso de reposición pendiente	15.420
FRONTEL	Res. Ex. 199 de fecha 20.12.10	SEC	Falta de roce y mantenimiento.	En trámite.	9.449
STS	Res. Ex. 031 DRR de fecha 26.08.10	SEC	Falta de mantenimiento.	Recurso de reposición pendiente.	18.897
STS	Res. Multa 8225/10/67 de fecha 03.12.10	DIR. TRABAJO	Condiciones sanitarias contratista.	En trámite.	2.268
EDELAYSÉN	Res. Ex. 074 de fecha 18.08.09	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Recurso de reposición pendiente.	1.890
EDELAYSÉN	Res. Ex. 091 de fecha 17.09.09	SEC	Atención cliente	Recurso de reposición pendiente.	11.338
EDELAYSÉN	Res. Ex. 182 DRXI de fecha 23.11.10	SEC	Mantenimiento	Recurso de reposición pendiente	3.779
EDELAYSÉN	Res. Ex. 183 DRXI de fecha 24.11.10	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Recurso de reposición pendiente	11.338
EDELAYSÉN	Res. Ex. 3478 de fecha 01.12.10	SEC	Exceder índices de continuidad de	Recurso de reposición pendiente	48.527
LUZ OSORNO	Res. Ex. 3489 de fecha 01.12.10	SEC	Exceder índices de continuidad de	Recurso de reposición pendiente	8.164

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

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

19. Otros pasivos no financieros corrientes

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

Otros pasivos no financieros corrientes	Saldo al	
	31/03/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
Obras FNDR	8.578.785	8.689.718
Otras obras de terceros	3.688.363	3.000.159
Total otros pasivos no financieros corrientes	12.267.148	11.689.877

Las subvenciones corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación social, netos de los costos realizados por la Sociedad, y se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.17.

20. Patrimonio

20.1. Patrimonio neto de la Sociedad

20.1.1. Capital suscrito y pagado

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

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

20.1.2. Dividendos

Le corresponde a la próxima Junta Ordinaria de Accionistas definir el reparto de las utilidades correspondientes al ejercicio 2010.

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

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

20.1.3. Otras reservas

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

	Cambio en otras reservas				Saldo al 31 de marzo de 2011
	Saldo al 01 de enero de 2011 M\$	Trasposos enero a marzo de 2011 M\$	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	175.086			56.573	231.659
Otras reservas varias	10.806.918				10.806.918
Totales	6.480.405	0	601.683	56.573	7.138.661

	Cambio en otras reservas			Saldo al 31 de marzo de 2010
	Saldo al 01 de enero de 2010 M\$	Trasposos enero a marzo de 2010 M\$	Reservas por diferencias de conversión enero a marzo de 2010	
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(1.996.176)		850.730	(1.145.446)
Otras reservas varias	10.806.918			10.806.918
Totales	8.810.742	0	850.730	9.661.472

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.

20.1.4. Diferencias de conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de conversión netas de impuestos del estado de situación financiera consolidado al 31 de marzo de 2011 y 31 de marzo 2010, es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31/03/2011 M\$	31/03/2010 M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	(917.098)	(854.406)
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	(2.982.818)	(291.040)
Totales	(3.899.916)	(1.145.446)

20.1.5. Ganancias (pérdidas) Acumuladas

Los saldos de Ganancias (pérdidas) Acumuladas al al 31 de marzo de 2011 y 31 de marzo de 2010, es la siguiente:

M\$	Utilidad líquida distributable acumulada	Ajustes de primera Adopción no realizados	Ganancia (pérdida acumulada)
Saldo Inicial al 1/01/11	21.888.864	373.036	22.261.900
Tranferencia y otros cambios	(5.535)		(5.535)
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	4.839.882		4.839.882
Dividendos (incluye provisión del período)	(11.417.523)		(11.417.523)
Saldo final al 31/03/11	15.305.688	373.036	15.678.724

M\$	Utilidad líquida distributable acumulada	Ajustes de primera Adopción no realizados	Ganancia (pérdida acumulada)
Saldo Inicial al 1/01/10	13.661.273	373.036	14.034.309
Tranferencia y otros cambios	35.051		35.051
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	977.782		977.782
Saldo final al 31/03/10	14.674.106	373.036	15.047.142

20.2. Gestión de capital

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

20.3. Restricciones a la disposición de fondos

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

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

20.4. Patrimonio de participaciones no controladores

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

RUT	Empresa	Participación en filiales		Patrimonio de filiales		Resultado de filiales		Participaciones No Controladores Patrimonio		Participaciones No Controladores (resultado)	
		31/03/2011 %	31/12/2010 %	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$	31/03/2011 M\$	31/03/2010 M\$	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$	31/03/2011 M\$	31/03/2010 M\$
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	6,82030	6,82030	59.673.557	58.940.383	1.047.980	1.099.893	4.069.916	4.019.911	71.475	75.017
96.956.660-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	0,00751	0,00751	303.880.113	308.138.803	4.752.814	4.118.046	22.837	23.157	357	310
96.986.780-K	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	0,73276	0,73276	117.327.254	118.737.711	1.532.340	119.191	859.732	870.067	11.228	1.188
77.683.400-9	SOCIEDAD AUSTRAL DE GENERACION Y ENERGIA CHILE S.A.	0,00133	0,00133	20.988.688	19.197.738	1.365.920	(599.147)	279	255	18	(8)
76.073.162-5	INVERSIONES LOS LAGOS II S.A.	0,07731	0,07731	353.266.538	357.548.258	4.742.476	4.116.131	273.110	276.421	3.667	3.183
76.073.164-1	INVERSIONES LOS LAGOS III S.A.	0,07731	0,07731	149.135.703	150.614.662	1.506.819	(51.814)	115.297	116.440	1.165	(39)
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA.	0,07509	0,07509	20.894.486	19.106.310	1.363.576	(494.190)	15.689	14.346	1.024	(371)
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA.	0,00259	0,00259	522.897.022	526.873.691	7.607.477	3.547.652	13.543	13.646	197	92
Totales								5.370.403	5.334.243	89.131	79.372

21. Ingresos

El detalle de este rubro en las Cuentas de Resultados Consolidados al 31 de marzo de 2011 y 2010, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/03/2011 M\$	31/03/2010 M\$
Venta de Energía	85.107.083	68.766.729
Ventas de energía	85.107.083	68.766.729
Otras Prestaciones y Servicios	1.890.113	1.658.684
Apoyos	284.902	222.512
Arriendo de medidores	314.036	314.082
Cortes y reposición	639.011	492.755
Pagos fuera de plazo	498.085	478.989
Otros	154.079	150.346
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	86.997.196	70.425.413
Otros Ingresos, por naturaleza	31/03/2011 M\$	31/03/2010 M\$
Otros Ingresos		
Construcción de obras y trabajos a terceros	1.842.060	1.050.149
Venta de materiales y equipos	1.385.740	1.150.917
Arrendamientos	583.154	369.029
Intereses Créditos y Préstamos	145.730	117.923
Ingresos Retail	813.841	843.644
Otros Ingresos	282.535	97.727
Total Otros ingresos, por naturaleza	5.053.060	3.629.389

22. Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 31 de marzo de 2011 y 2010, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31/03/2011	31/03/2010
	M\$	M\$
Compras de energía y peajes	62.744.106	49.703.038
Combustibles para generación	2.104.523	892.888
Totales	64.848.629	50.595.926

23. Gastos de Personal

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 31 de marzo de 2011 y 2010, es el siguiente:

Gastos de Personal	31/03/2011	31/03/2010
	M\$	M\$
Remuneraciones y bonos	4.125.295	3.935.268
Provisión costo de vacaciones	(329.863)	(160.558)
Otros costos de personal	286.152	272.707
Indemnización por años de servicios	183.532	366.936
Activación costo de personal	(408.495)	(352.707)
Totales	3.856.621	4.061.646

24. Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 31 de marzo de 2011 y 2010, es el siguiente:

Depreciación y Amortización	31/03/2011	31/03/2010
	M\$	M\$
Depreciaciones	3.595.326	3.619.553
Amortizaciones de Intangibles	248.802	216.960
Pérdidas por deterioro	-	617.781
Totales	3.844.128	4.454.294

25. Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de marzo de 2011 y 2010 es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	31/03/2011	31/03/2010
	M\$	M\$
Operación y Mantenimiento Sistema Eléctrico	1.914.254	2.648.896
Sistema Generación	754.534	887.639
Mantenimiento Medidores, Ciclo Comercial	2.159.087	1.938.333
Operación vehículos, Viajes y Viáticos	248.249	262.119
Arriendo Maquinarias, Equipos e Instalaciones	2.789	3.166
Provisiones y Castigos	180.673	649.073
Gastos de Administración	1.524.771	2.202.100
Otros Gastos por Naturaleza	1.939.735	866.745
Totales	8.724.092	9.458.071

26. Resultados Financieros

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 31 de marzo de 2011 y 2010 es el siguiente:

Ingresos Financieros	31/03/2011	31/03/2010
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	193.996	244.813
Otros ingresos financieros	(42.120)	128.950
Total Ingresos Financieros	151.876	373.763

Costos Financieros	31/03/2011	31/03/2010
	M\$	M\$
Gastos por préstamos bancarios	(132.678)	(178.751)
Gastos por bonos	(2.968.590)	(2.965.588)
Gastos por leaseback	(20.461)	(27.429)
Otros Gastos Financieros	69.791	(407.699)
Activación Gastos financieros	262.748	235.652
Total Costos Financieros	(2.789.190)	(3.343.815)

Resultado por unidades de reajuste	(1.770.427)	(748.454)
Diferencias de cambio	(1.745)	(172.411)
Positivas	267.127	4.417
Negativas	(268.872)	(176.828)
Total Costos Financieros	(4.561.362)	(4.264.680)

Total Resultado Financiero	(4.409.486)	(3.890.917)
-----------------------------------	--------------------	--------------------

27. Información por Segmento

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

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

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

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

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

ACTIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		ELIMINACIONES		TOTALES SAESA	
	31/03/11	31/12/10	31/03/11	31/12/10	31/03/11	31/12/10	31/03/11	31/12/10	31/03/11	31/12/10	31/03/11	31/12/10	31/03/11	31/12/10
ACTIVOS CORRIENTES														
Activos Corrientes en Operación														
Electivo y Equivalentes al Electivo	6.825.753	4.945.044	1.064.016	667.032	1.351.235	605.729	4.179.695	2.349.897	4.922.600	4.192.904	-	-	18.343.299	12.760.606
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	36.988.148	39.032.346	2.774.361	2.747.176	4.221.035	3.968.518	12.406.848	6.824.523	2.717.777	3.343.462	-	-	59.108.169	55.916.025
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	22.732.339	20.744.322	84.460	210.161	13.690	21.511	8.167.175	8.097.460	5.779.754	4.837.945	(33.024.256)	(30.691.989)	3.219.410	3.219.410
Inventarios	5.377.279	5.154.512	127.081	197.484	692.581	1.120.238	-	-	1.312.149	1.207.247	-	-	7.509.090	7.679.481
Activos por Impuestos Corrientes	1.057.508	1.052.948	90.715	89.485	-	-	-	96.065	941.068	404.140	-	-	2.089.291	1.805.801
Otros Activos no Financieros, Corrientes	150.292	159.119	18.046	5.830	142.979	149.833	4.844	-	139.122	131.953	-	-	455.283	446.735
Total de Activos Corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	73.131.319	71.088.291	4.158.679	3.917.168	6.421.520	6.028.992	24.758.562	17.367.945	15.812.470	14.117.651	(33.024.256)	(30.691.989)	91.258.294	81.828.058
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	73.131.319	71.088.291	4.158.679	3.917.168	6.421.520	6.028.992	24.758.562	17.367.945	15.812.470	14.117.651	(33.024.256)	(30.691.989)	91.258.294	81.828.058
ACTIVOS NO CORRIENTE														
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	-	-	-	-	-	-	-	368.417	1.069.333	-	-	368.417	1.069.333
Otros Activos No Financieros, No Corriente	507	507	-	-	59.430	59.430	63.875	62.350	1.059	1.059	-	-	124.871	123.346
Derechos por Cobrar no Corrientes	3.273.715	2.328.801	19.629	20.332	24.533	27.691	-	-	11.596	12.847	-	-	3.329.473	2.389.671
Activos Intangibles distintos de la Plusvalía, Neto	6.361.776	5.771.542	26.048	24.351	18.917.079	18.915.436	-	-	37.097	35.399	-	-	25.342.000	24.746.728
Plusvalía	124.944.061	124.944.061	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	124.944.061	124.944.061
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	125.405.107	125.096.517	13.897.979	13.887.544	81.864.175	80.668.624	-	-	51.629.578	51.503.344	-	-	272.796.839	271.156.029
Activos por Impuestos Diferidos	1.934.936	2.213.607	36.809	40.186	56.792	66.283	46.853	1.244	105.434	133.765	-	-	2.180.824	2.455.085
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	418.132.744	414.047.690	13.980.465	13.972.413	100.922.009	99.737.464	110.728	63.594	52.153.181	52.755.747	(156.212.642)	(153.692.655)	429.086.485	426.884.253
TOTAL ACTIVOS	491.264.063	485.135.981	18.139.144	17.889.581	107.343.529	105.766.456	24.869.290	17.431.539	67.965.651	66.873.398	-189.236.898	-184.384.644	520.344.779	508.712.311
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
PASIVOS CORRIENTES														
Pasivos Corrientes en Operación														
Otros Pasivos Financieros, Corriente	17.948.247	17.065.251	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.948.247	17.065.251
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	19.613.652	19.900.904	1.341.086	1.488.554	4.688.156	5.471.895	5.106.617	2.796.522	1.504.305	1.149.742	-	-	32.253.816	30.807.617
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	38.947.791	28.704.010	2.075.407	1.606.573	16.113.717	14.180.530	7.860.621	5.237.758	1.567.606	1.119.637	(33.024.256)	(30.691.989)	33.540.886	20.156.519
Otras provisiones a corto plazo	493.374	523.619	40.624	40.421	20.157	19.546	-	-	243.285	257.594	-	-	797.440	841.180
Pasivos por Impuestos corrientes	1.159.053	1.255.656	163.376	123.480	726.565	364.117	1.603.868	1.071.925	155.688	433.281	-	-	3.808.550	3.248.459
Otros pasivos no financieros corrientes	3.850.691	3.708.243	218.720	257.678	672.438	599.713	-	-	363.692	353.810	-	-	5.105.541	4.919.444
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	1.074.168	2.375.445	22.994	58.206	105.483	241.468	0	0	169.111	358.033	0	0	1.371.756	3.033.152
Total Pasivos Corrientes en Operación	83.087.976	73.533.128	3.862.207	3.574.912	22.326.516	20.877.269	14.571.106	9.106.205	4.003.687	3.672.097	-33.024.256	-30.691.989	94.827.236	80.071.622
Pasivos Incluidos en Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	83.087.976	73.533.128	3.862.207	3.574.912	22.326.516	20.877.269	14.571.106	9.106.205	4.003.687	3.672.097	-33.024.256	-30.691.989	94.827.236	80.071.622
PASIVOS NO CORRIENTES														
Otros Pasivos Financieros, no Corriente	92.485.311	91.943.639	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	92.485.311	91.943.639
Pasivo por Impuestos Diferidos	9.131.403	8.944.694	745.760	728.996	6.848.284	6.845.320	-	161.978	4.032.569	3.977.769	-	-	20.758.016	20.658.757
Otros pasivos no financieros no corrientes	11.724	11.683	233	232	1.094.067	678.205	-	-	19.677	19.458	-	-	1.125.701	709.578
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	2.667.536	2.564.034	33.169	31.425	160.288	211.354	-	-	236.161	263.691	-	-	3.097.154	3.070.504
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	104.295.974	103.464.050	779.162	760.653	8.102.639	7.734.879	0	161.978	4.288.407	4.260.918	0	0	117.466.182	116.382.478
TOTAL PATRIMONIO NETO	303.880.113	308.138.803	13.497.775	13.554.016	76.914.374	77.154.308	10.298.184	8.163.356	59.673.557	58.940.383	-156.212.642	-153.692.655	308.051.361	312.258.211
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	491.264.063	485.135.981	18.139.144	17.889.581	107.343.529	105.766.456	24.869.290	17.431.539	67.965.651	66.873.398	-189.236.898	-184.384.644	520.344.779	508.712.311

ACTIVOS	FRONTEL		SAGESA		ELIMINACIONES		EMPRESAS HOLDING		TOTALES	
	31/03/11 M\$	31/12/10 M\$	31/03/11 M\$	31/12/10 M\$	31/03/11 M\$	31/12/10 M\$	31/03/11 M\$	31/12/10 M\$	31/03/2011 M\$	31/12/2010 M\$
ACTIVOS CORRIENTES										
Activos Corrientes en Operación										
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	5.386.793	6.112.662	2.661.928	10.755	-	-	385.401	354.567	26.777.421	19.238.590
Otros Activos Financieros, Corriente	-	-	421.855	102.765	-	-	-	-	421.855	102.765
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	21.275.325	22.285.682	735.923	719.142	-	-	2.182	2.006	81.121.599	78.922.855
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	2.999.911	1.542.790	7.983.005	3.904.868	(87.837.380)	(45.124.000)	73.244.365	36.566.508	143.063	109.576
Inventarios	3.077.231	2.619.873	4.144.270	2.016.773	-	-	-	-	14.730.591	12.316.127
Activos por Impuestos Corrientes	700.414	578.922	226.733	289.564	-	-	5.255.117	5.249.061	8.271.555	7.923.348
Otros Activos no Financieros, Corrientes	142.365	98.551	294.184	390.194	-	-	-	-	891.832	935.480
Total de Activos Corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	33.582.039	33.238.480	16.467.898	7.434.061	(87.837.380)	(45.124.000)	78.887.065	42.172.142	132.357.916	119.548.741
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	33.582.039	33.238.480	16.467.898	7.434.061	(87.837.380)	(45.124.000)	78.887.065	42.172.142	132.357.916	119.548.741
ACTIVOS NO CORRIENTE										
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	-	7.055.459	6.593.098	-	-	-	-	7.423.876	7.662.431
Otros Activos No Financieros, No Corriente	-	-	-	-	-	-	-	-	139.141	137.616
Derechos por Cobrar no Corrientes	1.751.369	1.820.780	-	-	-	-	-	-	5.080.842	4.210.451
Activos Intangibles distintos de la Plusvalía, Neto	4.740.377	4.742.092	5	7	-	-	-	-	30.082.382	29.488.827
Plusvalía	23.990.169	23.990.169	-	-	-	-	82.511.237	82.511.237	231.445.467	231.445.467
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	120.327.197	119.658.939	25.893.443	25.253.047	-	-	-	-	419.017.479	416.068.015
Activos por Impuestos Diferidos	1.004.123	1.112.588	4.090.145	4.323.643	-	-	300.103	318	7.575.195	7.891.634
Otros Activos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	151.914.566	151.424.063	37.039.052	36.169.795	(1.487.190.649)	(1.499.002.338)	1.569.914.928	1.581.428.668	700.764.382	696.904.441
TOTAL ACTIVOS	185.496.605	184.662.543	53.506.950	43.603.856	(1.575.028.029)	(1.544.126.338)	1.648.801.993	1.623.600.810	833.122.298	816.453.182
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS										
PASIVOS CORRIENTES										
Pasivos Corrientes en Operación										
Otros Pasivos Financieros, Corriente	4.820.577	4.932.463	1.008.511	964.466	-	-	4.382.944	2.429.892	28.161.279	25.392.072
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	10.554.441	10.623.061	10.761.212	4.863.247	-	-	371.290	390.823	53.940.759	46.684.748
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	5.092.824	2.100.044	14.093.643	12.130.364	(87.837.380)	(45.124.000)	68.784.288	32.678.303	33.674.261	21.941.230
Otras provisiones a corto plazo	207.919	217.697	-	-	-	-	-	-	1.005.359	1.058.877
Pasivos por Impuestos corrientes	1.047.005	792.526	1.786	7.712	-	-	69.154	68.439	4.926.495	4.117.136
Otros pasivos no financieros corrientes	7.161.607	6.770.433	-	-	-	-	-	-	12.267.148	11.689.877
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	608.822	1.483.914	38.685	92.605	0	0	0	0	2.019.263	4.609.671
Total Pasivos Corrientes en Operación	29.493.195	26.920.138	25.903.837	18.058.394	(87.837.380)	(45.124.000)	73.607.676	35.567.457	135.994.564	115.493.611
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	29.493.195	26.920.138	25.903.837	18.058.394	(87.837.380)	(45.124.000)	73.607.676	35.567.457	135.994.564	115.493.611
PASIVOS NO CORRIENTES										
Otros Pasivos Financieros, no Corriente	28.044.598	28.496.656	3.581.319	3.495.793	-	-	165.743.846	164.705.350	289.855.074	288.641.438
Passivo por Impuestos Diferidos	8.745.901	8.683.602	2.911.467	2.730.926	-	-	332.582	336.022	32.747.966	32.409.307
Otros pasivos no financieros no corrientes	12.358	12.116	-	-	-	-	-	-	1.138.059	721.694
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	1.873.299	1.812.320	121.639	121.005	-	-	-	-	5.092.092	5.003.829
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	38.676.156	39.004.694	6.614.425	6.347.724	-	-	166.076.428	165.041.372	328.833.191	326.776.268
TOTAL PATRIMONIO NETO	117.327.254	118.737.711	20.988.688	19.197.738	(1.487.190.649)	(1.499.002.338)	1.409.117.889	1.422.991.981	368.294.543	374.183.303
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	185.496.605	184.662.543	53.506.950	43.603.856	(1.575.028.029)	(1.544.126.338)	1.648.801.993	1.623.600.810	833.122.298	816.453.182

	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA	
Estado Resultados Integrales	01/01/2011 al	01/01/2010 al	01/01/2011 al	01/01/2010 al	01/01/2011 al	01/01/2010 al	01/01/2011 al	01/01/2010 al
Ganancia (Pérdida)	31/03/2011	31/12/2010	31/03/2011	31/12/2010	31/03/2011	31/12/2010	31/03/2011	31/12/2010
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	38.443.622	34.418.048	3.000.956	2.661.468	3.220.826	2.777.364	19.833.123	10.018.735
Otros ingresos, por Naturaleza	3.028.492	2.234.870	64.839	32.584	165.432	132.283	11.054	3.842
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(31.362.756)	(27.275.710)	(2.319.767)	(2.058.303)	41.138	(12.912)	(19.171.002)	(9.504.187)
Gastos por Beneficios a los Empleados	(1.647.805)	(1.829.918)	(60.371)	(67.557)	(168.486)	(208.910)	-	-
Gasto por Depreciación y Amortización	(1.444.825)	(1.591.569)	(114.357)	(111.173)	(555.776)	(467.949)	-	-
Otros Gastos por Naturaleza	(4.019.667)	(3.683.791)	(172.953)	(112.135)	(597.020)	(423.493)	(23.196)	(14.903)
Otras Ganancias (Pérdidas)	60.336	(7.380)	-	-	-	(634)	-	-
Ingresos Financieros	219.148	183.818	7.412	1.129	7.008	18	128.076	6.546
Costos Financieros	(1.097.309)	(868.871)	(12.757)	(3.895)	(343)	(226)	-	(278)
Participación en Ganancia (pérdidas) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	3.544.576	3.069.559	-	-	-	-	-	-
Diferencias de Cambio	1.084	2.988	(39)	(46)	(30.017)	561	(176.399)	(184.072)
Resultados por Unidades de Reajuste	(600.078)	(292.642)	817	(1.440)	391	371	175	7.775
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto	5.124.818	4.359.402	393.780	340.632	2.083.153	1.796.473	601.831	333.458
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(372.004)	(241.356)	(65.853)	(53.070)	(392.066)	(283.593)	(50.188)	(87.157)
Ganancia (pérdida) de Operaciones Continuas	4.752.814	4.118.046	327.927	287.562	1.691.087	1.512.880	551.643	246.301
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas								
Ganancia (pérdida)	4.752.814	4.118.046	327.927	287.562	1.691.087	1.512.880	551.643	246.301

	EDELAYSEN		ELIMINACION		SAESA CONSOLIDADO	
Estado Resultados Integrales	01/01/2011 al	01/01/2010 al	01/01/2011 al	01/01/2010 al	01/01/2011 al	01/01/2010 al
Ganancia (Pérdida)	31/03/2011	31/12/2010	31/03/2011	31/12/2010	31/03/2011	31/12/2010
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	5.805.700	5.584.812	(2.539.607)	(3.841.112)	67.764.620	51.619.315
Otros ingresos, por Naturaleza	105.595	100.052	-	-	3.375.412	2.503.631
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(3.353.510)	(2.907.150)	2.539.607	3.841.112	(53.626.290)	(37.917.150)
Gastos por Beneficios a los Empleados	(344.475)	(291.062)	-	-	(2.221.137)	(2.397.447)
Gasto por Depreciación y Amortización	(455.217)	(505.164)	-	-	(2.570.175)	(2.675.855)
Otros Gastos por Naturaleza	(625.386)	(741.818)	-	-	(5.438.222)	(4.976.140)
Otras Ganancias (Pérdidas)	(1.633)	2.287	-	-	58.703	(5.727)
Ingresos Financieros	107.099	32.103	(298.288)	(37.405)	170.455	186.209
Costos Financieros	(817)	12.655	298.288	37.405	(812.938)	(823.210)
Participación en Ganancia (pérdidas) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	-	-	(3.544.576)	(3.069.559)	-	-
Diferencias de Cambio	(818)	(928)	-	-	(206.189)	(181.497)
Resultados por Unidades de Reajuste	5.389	2.060	-	-	(593.306)	(283.876)
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto	1.241.927	1.287.847	(3.544.576)	(3.069.559)	5.900.933	5.048.253
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(193.947)	(187.954)	-	-	(1.074.058)	(853.130)
Ganancia (pérdida) de Operaciones Continuas	1.047.980	1.099.893	(3.544.576)	(3.069.559)	4.826.875	4.195.123
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas						
Ganancia (pérdida)	1.047.980	1.099.893	(3.544.576)	(3.069.559)	4.826.875	4.195.123

	FRONTEL		SAGESA		ELIMINACION		EMPRESAS HOLDING		CONSOLIDADO	
Estado Resultados Integrales	01/01/2011 al	01/01/2010 al	01/01/2011 al	01/01/2010 al	01/01/2011 al	01/01/2010 al	01/01/2011 al	01/01/2010 al	01/01/2011 al	01/01/2010 al
Ganancia (Pérdida)	31/03/2011	31/12/2010	31/03/2011	31/12/2010	31/03/2011	31/12/2010	31/03/2011	31/12/2010	31/03/2011	31/12/2010
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	21.762.775	18.818.644	10.810.641	2.673.914	(13.340.840)	(2.686.460)	-	-	86.997.196	70.425.413
Otros ingresos, por Naturaleza	1.229.023	976.352	448.625	286.136	0	(136.730)	-	-	5.053.060	3.629.389
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(15.971.305)	(13.544.773)	(8.591.875)	(1.834.364)	13.340.840	2.700.361	-	-	(64.848.630)	(50.595.926)
Gastos por Beneficios a los Empleados	(1.525.371)	(1.562.246)	(110.113)	(101.953)	-	-	-	-	(3.856.621)	(4.061.646)
Gasto por Depreciación y Amortización	(1.006.250)	(1.404.556)	(267.703)	(177.111)	-	-	-	(196.772)	(3.844.128)	(4.454.294)
Otros Gastos por Naturaleza	(2.407.753)	(3.066.111)	(814.167)	(1.516.554)	-	122.829	(63.949)	(22.095)	(8.724.091)	(9.458.071)
Otras Ganancias (Pérdidas)	14.985	24.638	-	(26.491)	-	-	-	-	73.688	(7.580)
Ingresos Financieros	76.520	91.747	258.036	798	(495.576)	77.770	142.441	17.239	151.876	373.763
Costos Financieros	(143.444)	(182.466)	(173.580)	(31.085)	495.576	50.038	(2.154.804)	(2.357.092)	(2.789.190)	(3.343.815)
Participación en Ganancia (pérdidas) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	2.586	2.060	-	-	(22.856.352)	(10.859.655)	22.853.766	10.857.595	-	-
Diferencias de Cambio	4.564	12.262	199.801	(4.044)	-	-	79	868	(1.745)	(172.411)
Resultados por Unidades de Reajuste	(172.296)	(77.883)	20.051	125.098	-	-	(1.024.876)	(511.793)	(1.770.427)	(748.454)
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto	1.864.034	87.668	1.779.716	(605.656)	(22.856.352)	(10.731.847)	(3.103.695)	(2.943.845)	6.440.988	1.586.368
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(331.694)	31.523	(413.796)	6.509	-	(21.727)	307.573	307.611	(1.511.975)	(529.214)
Ganancia (pérdida) de Operaciones Continuas	1.532.340	119.191	1.365.920	(599.147)	(22.856.352)	(10.753.574)	(2.796.122)	(2.657.961)	4.929.013	1.057.154
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	0	0	-	-
Ganancia (pérdida)	1.532.340	119.191	1.365.920	(599.147)	(22.856.352)	(10.753.574)	(2.796.122)	(2.657.961)	4.929.013	1.057.154

28. Hechos Posteriores

Con fecha 6 de abril de 2011 el Directorio acordó citar a Junta Ordinaria de Accionistas para el día 29 de abril de 2011 y proponer a la Junta: (i) el pago de un dividendo final de \$181,81903 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010; y (ii) el pago de un dividendo adicional de \$11,94720 por acción, con cargo a las reservas de las utilidades de ejercicios anteriores destinados al efecto.

Con fecha 29 de abril de 2011, se efectuó la renovación total del Directorio de la Sociedad, eligiendo como Directores, por un período de dos años, a los señores Jorge Lesser García-Huidobro, Iván Díaz-Molina, John Watt, Kevin Kerr, Stacey Purcell y Adil Rahmathula.

Con fecha 4 de mayo de 2011, el Directorio de la Sociedad procedió a elegir como Presidente de la Sociedad y del Directorio al señor Iván Díaz – Molina, y como Vicepresidente al señor Jorge Lesser García – Huidobro.

Con fecha 12 de mayo de 2011, el Directorio de la Sociedad comunicó que el fondo de inversión Morgan Stanley Investment Fund (uno de los dos controladores de la Sociedad, en conjunto con Ontario Teachers' Pension Plan), decidió efectuar una eventual venta, directa o indirecta, de su participación en el Grupo Saesa, el que está integrado por las empresas Inversiones Eléctricas del Sur S.A., Inversiones Los Ríos Limitada, Inversiones Los Lagos II S.A., Inversiones Los Lagos III S.A., Sociedad Austral de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Sistema de Transmisión del Sur S.A., Empresa Eléctrica de Aisén S.A., Compañía Eléctrica Osorno S.A., Sociedad Generadora Austral S.A. y Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. Morgan Stanley Investment Fund y Ontario Teachers' Pension Plan, a través de las sociedades chilenas MSIP Condor Holding SpA y AndesCan SpA, respectivamente, son dueños en partes iguales y controladores de la sociedad Inversiones Grupo Saesa Limitada, quien a su vez es dueña del 99,99% de las acciones emitidas por la Sociedad.

Para estos efectos, ha contratado a los bancos de inversión Banco de Chile, Citibank y Morgan Stanley Investment Bank para que lo asesoren en la venta de su participación en el Grupo Saesa, estableciéndose contacto con posibles interesados en su adquisición.

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

29. Medio Ambiente

El detalle de los costos ambientales al 31 de marzo de 2011 y al 31 de marzo de 2010, es el siguiente:

Empresa que efectúa el desembolso	Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/03/2011 M\$	31/03/2010 M\$
Saesa	Asesorías medioambientales	Costo	553	-
Saesa	Otros gastos medioambientales	Costo	7	153
Saesa	Evaluación plan de manejo	Inversión	1.066	1.101
Saesa	Reforestaciones	Inversión	222	-
STS	Gestión de residuos	Costo	679	-
STS	Otros gastos medioambientales	Costo	-	175
STS	Evaluación plan de manejo	Inversión	2.069	-
STS	Reforestaciones	Inversión	4.922	-
STS	Proyectos de inversión (DIA)	Inversión	19.242	-
Edelaysen	Asesorías medioambientales	Costo	7	229
Edelaysen	Gestión de residuos	Costo	1.450	2.034
Edelaysen	Otros gastos medioambientales	Costo	-	141
Edelaysen	Reforestaciones	Inversión	7.164	-
Frontel	Proyectos de inversión (DIA)	Inversión	21.880	-
Sagesa	Asesorías medioambientales	Costo	979	354
Sagesa	Gestión de residuos	Costo	2.545	-
Sagesa	Proyectos de inversión	Inversión	3.111	-
Totales			65.896	4.187

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

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

30.1. Garantías comprometidas con terceros

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

Las garantías entregadas al 31 de marzo de 2011 son las siguientes:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Tipo de garantía			Fecha Liberación de Garantía		
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Valor garantía (M\$)	2011 (M\$)	2012 (M\$)	2013 (M\$)
DIR. REGIONAL VIALIDAD, R. AISEN	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	18.976	18.976	-	-
DIR. REGIONAL VIALIDAD, R. AISEN	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	2.000	2.000	-	-
DIRECCION DE VIALIDAD LOS LAGOS	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	8.793	8.793	-	-
DIRECCION DE VIALIDAD LOS LAGOS	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	965	-	965	-
Dirección Nacional de Aeropuertos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	7.576	7.576	-	-
Director de Vialidad	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	6.617	6.617	-	-
Director de Vialidad	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	3.899	3.899	-	-
Director Regional Vialidad R. de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	132.996	132.996	-	-
Director Regional Vialidad R. de L Bio Bio	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	15.281	5.659	9.622	-
Director Vialidad X Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	4.736	4.736	-	-
Gobierno Regional de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.363.157	3.355.230	362.556	645.372
Gobierno Regional de la Araucanía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	193.116	78.141	-	114.975
Gobierno Regional de Los Lagos	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	67.197	67.197	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	762.705	739.642	23.063	-
Gobierno Regional de Los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	89.597	89.597	-	-
Gobierno Regional del Bio Bio	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	2.095.874	1.905.709	190.164	-
Gobierno Regional IX Región de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	2.665.286	2.665.286	-	-
Gobierno Regional X Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	770.192	287.003	483.189	-
HIDROENERSUR S.A	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	85.861	85.861	-	-
I MUNICIPALIDAD DE CALBUCO	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	-	-	-	-
I MUNICIPALIDAD DE PALENA	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Chaiten	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Uanquihue	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Maullín	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Puerto Montt	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	138.774	-	69.315	69.459
Ilustre Municipalidad de Quellón	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	-	-	-	-
Municipalidad de Osorno	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	50.000	50.000	-	-
SERVIU Osorno X REGION	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	-	-	-	-
Sociedad Consecionaria de los lagos S.A.	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	3.447	-	3.447	-
Tecnored S.A	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	-	-	-	-
Good Year Chile	SGA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	1.202	1.202	-	-
					6.445	6.445	-	-
			Total		11.494.691	9.522.564	1.142.321	829.806

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 un su valor contable al 31 de marzo de 2011 de M\$174.339. El saldo por pagar del contrato de Leasing es de M\$ 4.589.830 en marzo 2010 y M\$4.460.259 en diciembre 2010.

31. Caucciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de marzo, 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\$ 4.762.874.

32. Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

31/03/2011										
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	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	6.421.520	100.922.009	22.326.516	8.102.639	3.220.826	1.691.087
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	15.812.470	52.153.181	4.003.687	4.288.407	5.805.700	1.047.980
96.531.500-4	COMPANIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	4.158.679	13.980.465	3.862.207	779.162	3.000.956	327.927
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	24.758.562	110.728	14.571.106	-	19.833.123	551.643
96.956.660-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	91.258.294	429.086.485	94.827.236	117.466.182	67.764.620	4.826.875
96.986.780-K	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	33.582.039	151.914.566	29.493.195	38.676.156	21.762.775	1.532.340
77.683.400-9	SOCIEDAD AUSTRAL DE GENERACION Y ENERGIA CHILE S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	16.467.898	37.039.052	25.903.837	6.614.425	10.810.641	1.365.920
76.073.162-5	INVERSIONES LOS LAGOS II 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	INVERSIONES LOS LAGOS III 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	16.468.252	37.039.440	25.977.513	6.614.425	10.810.641	1.364.960
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	126.769.328	700.450.397	136.186.052	162.756.763	86.997.196	7.697.806

31/12/2010										
RUT	NOMBRE	PAÍS ORIGEN	RELACIÓN DE LA NATURALEZA	TIPO MONEDA	ACTIVOS CORRIENTES M\$	ACTIVOS NO CORRIENTES M\$	PASIVOS CORRIENTES M\$	PASIVOS NO CORRIENTES M\$	INGRESOS ORDINARIOS M\$	GANANCIA (PÉRDIDA) NETA M\$
96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	6.028.992	99.737.464	20.877.269	7.734.879	2.777.364	1.512.880
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	4.192.904	52.755.747	3.672.097	4.260.918	5.584.812	1.099.893
96.531.500-4	COMPANIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	667.032	13.972.413	3.574.912	760.653	2.661.468	287.562
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	2.349.897	63.594	9.106.205	161.978	10.018.735	246.301
96.956.660-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	81.828.058	426.884.253	80.071.622	116.382.478	235.343.422	24.266.423
96.986.780-K	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	6.112.662	151.424.063	26.920.138	39.004.694	18.818.644	119.191
77.683.400-9	SOCIEDAD AUSTRAL DE GENERACION Y ENERGIA CHILE S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	10.755	36.169.795	18.058.394	6.347.724	2.673.914	(599.147)
76.073.162-5	INVERSIONES LOS LAGOS II S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	81.778.404	476.356.198	80.060.208	116.382.478	235.343.422	24.211.795
76.073.164-1	INVERSIONES LOS LAGOS III S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	33.195.945	184.463.355	26.856.723	39.004.694	82.580.311	3.114.552
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	7.430.373	36.170.113	18.126.999	6.347.724	16.648.322	1.254.935
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

33. Información Adicional sobre Deuda Financiera

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

a) Préstamos bancarios

Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/03/2011
			Vencimiento		Total Corriente al 31/03/2011	Vencimiento			
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	UF	0,90%	147.272	148.092	295.364	32.884.880	-	-	32.884.880
Chile	DÓLAR	1,91%	141.888	14.641.460	14.783.348	-	-	-	-
Chile	DÓLAR	2,26%	57.412	5.094.076	5.151.488	-	-	-	-
Total			346.572	19.883.628	20.230.200	32.884.880	-	-	32.884.880

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/12/2010
			Vencimiento		Total Corriente a 31/12/2010	Vencimiento			
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	UF	0,90%	-	293.684	293.684	32.697.872	-	-	32.697.872
Chile	DÓLAR	1,91%	138.501	14.294.324	14.432.825	-	-	-	-
Chile	DÓLAR	2,26%	-	5.028.469	5.028.469	-	-	-	-
Total			138.501	19.616.477	19.754.978	32.697.872	-	-	32.697.872

Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Corriente			No corriente			Total no corriente	
						Vencimiento		Total corriente	Vencimiento				
						Uno a tres meses M\$	Tres a doce meses M\$		31/03/2011 M\$	Uno a tres años M\$	Tres a cinco años M\$		Más de cinco años M\$
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO ESTADO	UF	0,91%	0,90%	98.181	98.721	196.902	21.923.253	-	-	-	21.923.253
96.956.660-6	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO BCI	DÓLAR	1,91%	1,91%	108.781	11.225.119	11.333.900	-	-	-	-	-
96.956.660-7	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO BCI	DÓLAR	2,26%	2,26%	57.412	5.094.076	5.151.488	-	-	-	-	-
96.986.780-k	Empresa Eléctrica de la Frontera SA.	BANCO ESTADO	UF	0,91%	0,90%	49.091	49.371	98.462	10.961.627	-	-	-	10.961.627
96.986.780-k	Empresa Eléctrica de la Frontera SA.	BANCO BCI	DÓLAR	1,91%	1,91%	33.107	3.416.341	3.449.448	-	-	-	-	-
Total						346.572	19.883.628	20.230.200	32.884.880	-	-	-	32.884.880

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\$		31/12/2010 M\$	Uno a tres años M\$	Tres a cinco años M\$		Más de cinco años M\$
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO ESTADO	UF	0,91%	0,90%	-	195.782	195.782	21.798.581	-	-	-	21.798.581
96.956.660-6	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO BCI	DÓLAR	1,91%	1,91%	106.184	10.958.982	11.065.166	-	-	-	-	-
96.956.660-7	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO BCI	DÓLAR	2,26%	2,26%	-	5.028.469	5.028.469	-	-	-	-	-
96.986.780-k	Empresa Eléctrica de la Frontera SA.	BANCO ESTADO	UF	0,91%	0,90%	-	97.902	97.902	10.899.291	-	-	-	10.899.291
96.986.780-k	Empresa Eléctrica de la Frontera SA.	BANCO BCI	DÓLAR	1,91%	1,91%	32.317	3.335.342	3.367.659	-	-	-	-	-
Total						138.501	19.616.477	19.754.978	32.697.872	-	-	-	32.697.872

b) Bonos

Resumen de Bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/03/2011
			vencimiento		Total Corriente al 31/03/2011	Vencimiento			
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	UF	5,25%	1.342.038	1.342.038	2.684.076	13.908.030	25.297.326	38.752.440	77.957.796
Chile	UF	2,83%	-	549.598	549.598	8.030.673	13.862.953	-	21.893.626
Chile	UF	3,00%	891.894	891.894	1.783.788	5.158.650	7.863.398	8.862.515	21.884.563
Chile	UF	5,00%	4.315.652	-	4.315.652	12.946.956	29.424.892	100.044.689	142.416.537
Chile	UF	4,00%	2.113.030	-	2.113.030	10.357.565	17.262.608	124.290.778	151.910.951
Total			8.662.614	2.783.530	11.446.144	50.401.874	93.711.177	271.950.422	416.063.473

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

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés nominal	31/03/2011							
								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	
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile			UF	5,25%	5,25%	1.342.038	1.342.038	2.684.076	13.936.030	25.297.326	38.752.440	77.957.796	
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile			UF	3,00%	2,83%	-	549.598	549.598	8.030.673	13.862.953	-	21.893.626	
96.986.780-k	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile			UF	3,00%	3,00%	891.894	891.894	1.783.788	5.158.650	7.863.398	8.862.515	21.884.563	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile			UF	5,57%	5,00%	4.315.652	-	4.315.652	12.946.956	29.424.892	100.044.689	142.416.537	
76.022.072-9	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile			UF	4,05%	4,00%	2.113.030	-	2.113.030	10.357.565	17.262.608	124.290.778	151.910.951	
								Total	8.662.614	2.783.530	11.446.144	50.401.874	93.711.177	271.950.422	416.063.473

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés nominal	31/12/2010							
								Corriente			No Corriente				
								Menos de 90 Días	Más de 90 Días	Total corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile			UF	5,25%	5,25%	-	2.668.791	2.668.791	13.828.939	25.153.071	38.532.065	77.514.075	
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile			UF	3,00%	2,83%	-	546.474	546.474	7.985.004	13.784.118	-	21.769.122	
96.986.780-k	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile			UF	3,00%	3,00%	895.962	886.822	1.782.784	5.129.314	7.818.681	8.812.116	21.760.111	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile			UF	5,57%	5,00%	-	4.291.110	4.291.110	12.873.330	29.257.560	99.475.761	141.606.651	
76.022.072-9	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile			UF	4,05%	4,00%	-	2.101.013	2.101.013	10.298.664	17.164.440	123.583.968	151.047.072	
								Total	895.962	10.494.210	11.390.172	50.115.251	93.177.870	270.403.910	413.697.021

c) Leasing

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés nominal	31/03/2011								
							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	US\$	1,81%		488.976	493.406	982.382	3.050.992	530.327	-	3.581.319	
								Total	488.976	493.406	982.382	3.050.992	530.327	-	3.581.319

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés nominal	31/12/2010								
							Corriente			No Corriente					
							Menos de 90 Días	Más de 90 Días	Total corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente		
77.531.500-4	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile Ltda.	Chile	Banco Corpbanca	Chile	US\$	1,81%		-	1.035.325	1.035.325	3.105.974	517.662	-	3.623.636	
								Total	-	1.035.325	1.035.325	3.105.974	517.662	-	3.623.636

34. Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/03/11 M\$	31/12/10 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Activos Corrientes en Operación				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Dólar	Dólar	113.481	113.038
Otros Activos Financieros, Corrientes	Dólar	Dólar	421.855	102.765
Total Activos Corrientes en Operación			535.336	215.803
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			535.336	215.803
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Dólar	Dólar	25.893.443	25.987.153
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			25.893.443	25.987.153
TOTAL ACTIVOS			26.428.779	26.202.956

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/03/11 M\$	31/12/10 M\$
PASIVOS CORRIENTES				
Pasivos Corrientes en Operación				
Otros Pasivos Financieros, Corriente	Dólar	Dólar	15.529.866	20.149.451
Total Pasivos Corrientes en Operación			15.529.866	20.149.451
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			15.529.866	20.149.451
PASIVOS NO CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros, no Corriente	Dólar	Dólar	3.581.319	3.495.793
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES			3.581.319	3.495.793
TOTAL PASIVOS			19.111.185	23.645.244