Estados Financieros Consolidados Intermedios

correspondientes al período terminado al 31 de marzo de 2011

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

Miles de pesos

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD 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	31/12/2010
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	4	18.343.299	12.760.606
Otros Activos Financieros, Corriente	5	-	-
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	6	59.108.169	55.916.025
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	7	3.753.162	3.219.410
Inventarios	8	7.509.090	7.679.481
Activos por Impuestos Corrientes	9	2.089.291	1.805.801
Otros Activos no Financieros, Corrientes		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.		**91.258.294**	**81.828.058**
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		**91.258.294**	**81.828.058**
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros Activos Financieros, No Corriente	10	368.417	1.069.333
Otros Activos No Financieros, No Corriente		124.871	123.346
Derechos por Cobrar No Corrientes	6	3.329.473	2.389.671
Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía, Neto	11	25.342.000	24.746.728
Plusvalía	12	124.944.061	124.944.061
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	13	272.796.839	271.156.029
Activos por Impuestos Diferidos	14	2.180.824	2.455.085
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		**429.086.485**	**426.884.253**
TOTAL ACTIVOS		**520.344.779**	**508.712.311**

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD 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 Y PASIVOS	Nota	31/03/2011	31/12/2010
PASIVOS CORRIENTES			
Otros Pasivos Financieros, Corriente	15	17.949.247	17.065.251
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	17	32.253.816	30.807.617
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	7	33.540.886	20.156.519
Otras Provisiones	18	797.440	841.180
Pasivos por Impuestos Corrientes	9	3.808.550	3.248.459
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	19	5.105.541	4.919.444
Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	18	1.371.756	3.033.152
Total Pasivos Corrientes distintos de las pasivos incluídos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		**94.827.236**	**80.071.622**
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		**94.827.236**	**80.071.622**
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	15	92.485.311	91.943.639
Pasivo por Impuestos Diferidos	14	20.758.016	20.658.757
Otros Pasivos No Financieros No Corrientes		1.125.701	709.578
Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados	18	3.097.154	3.070.504
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		**117.466.182**	**116.382.478**
PATRIMONIO			
Capital Emitido	20	218.704.832	218.704.832
Ganancias (pérdidas) Acumuladas	20	80.306.545	84.791.477
Otras Reservas	20	4.868.736	4.642.494
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		**303.880.113**	**308.138.803**
Participaciones No Controladoras	20	4.171.248	4.119.408
TOTAL PATRIMONIO		**308.051.361**	**312.258.211**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		**520.344.779**	**508.712.311**

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios
Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2011 y 2010
(En miles de pesos)

Estado de 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	67.764.620	51.619.315
Otros ingresos, por Naturaleza	21	3.375.412	2.503.631
Materias Primas y Consumibles Utilizados	22	(53.626.290)	(37.917.150)
Gastos por Beneficios a los Empleados	23	(2.221.137)	(2.397.447)
Gasto por Depreciación y Amortización	24	(2.570.175)	(2.675.855)
Otros Gastos por Naturaleza	25	(5.438.222)	(4.976.140)
Otras Ganancias (Pérdidas)		58.703	(5.727)
Ingresos Financieros	26	170.455	186.209
Costos Financieros	26	(812.938)	(823.210)
Diferencias de Cambio	26	(206.189)	(181.497)
Resultados por Unidades de Reajuste	26	(593.306)	(283.876)
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto		**5.900.933**	**5.048.253**
Gasto por Impuestos a las Ganancias	14	(1.074.058)	(853.130)
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Continuadas		**4.826.875**	**4.195.123**
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuadas			
Ganancia (pérdida)		**4.826.875**	**4.195.123**
Ganancia (pérdida), atribuible a			
Ganancia (pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora		4.752.814	4.118.046
Ganancia (pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras	20	74.061	77.077
Ganancia (pérdida)		**4.826.875**	**4.195.123**
Ganancia por acción básica			
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Continuadas	$/acción	0,0005581	0,0004836
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Discontinuadas	$/acción	-	-
Ganancia (pérdida) por Acción Básica	**$/acción**	**0,0005581**	**0,0004836**
Ganancias por acción diluidas			
Ganancia (pérdida) Diluída por Acción Prodecedente de Operaciones Continuadas	$/acción	0,0005581	0,0004836
Ganancia (pérdida) Diluída por Acción Prodecedente de Operaciones Discontinuadas	$/acción	-	-
Ganancia (pérdida) Diluída por Acción	**$/acción**	**0,0005581**	**0,0004836**

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados de Otros Resultados Integrales Consolidados Intermedios
Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2011 y 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)		**4.826.875**	**4.195.123**
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	**177.924**	**185.497**
Otro resultado integral, antes de Impuestos, diferencias de cambio por conversión		**177.924**	**185.497**
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos	20	**60.620**	**-**
Otro resultado integral, antes de Impuestos, coberturas del flujo de efectivo		**60.620**	**-**
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		**238.544**	**185.497**
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	20	**(12.124)**	**-**
Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral		**(12.124)**	**-**
Otro Resultado Integral		**226.420**	**185.497**
Resultado Integral Total		**5.053.295**	**4.380.620**

Resultado integral atribuible a			
Resultado integral Atribuible a los propietarios de la Controladora		4.979.056	4.303.358
Resultado integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		74.239	77.262
Resultado Integral Total		**5.053.295**	**4.380.620**

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados consolidados de cambios en el patrimonio neto
Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2011 y 2010
(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Cambio en otras reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
				Superavit de Revaluación	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias o pérdidas en la remedición de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas				
Saldo Inicial al 01/01/2011	**218.704.832**				**(1.583.795)**	**141.801**		**6.084.488**	**4.642.494**	**84.791.477**	**308.138.803**	**4.119.408**	**312.258.211**
Ajustes de Períodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	218.704.832	-	-	-	(1.583.795)	141.801	-	6.084.488	4.642.494	84.791.477	308.138.803	4.119.408	312.258.211
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										4.752.814	4.752.814	74.061	4.826.875
Otro resultado integral					177.746	48.496			226.242		226.242	178	226.420
Resultado integral											4.979.056	74.239	5.053.295
Dividendos										(9.232.621)	(9.232.621)		(9.232.621)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios											-		-
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios										(5.125)	(5.125)	(22.399)	(27.524)
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto											-		-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	177.746	48.496	-	-	226.242	(4.484.932)	(4.258.690)	51.840	(4.206.850)
Saldo Final al 31/03/2011	**218.704.832**	-	-	-	**(1.406.049)**	**190.297**	-	**6.084.488**	**4.868.736**	**80.306.545**	**303.880.113**	**4.171.248**	**308.051.361**

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Cambio en otras reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
				Superavit de Revaluación	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias o pérdidas en la remedición de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas				
Saldo Inicial al 01/01/2010	**248.704.832**				**(1.039.618)**			**6.084.488**	**5.044.870**	**68.925.205**	**322.674.907**	**3.919.058**	**326.593.965**
Ajustes de Períodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	248.704.832	-	-	-	(1.039.618)	-	-	6.084.488	5.044.870	68.925.205	322.674.907	3.919.058	326.593.965
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										4.118.046	4.118.046	77.077	4.195.123
Otro resultado integral					185.312				185.312		185.312	185	185.497
Resultado integral											4.303.358	77.262	4.380.620
Dividendos											-		-
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	(30.000.000)										(30.000.000)		(30.000.000)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios										-	-		-
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto											-		-
Total de cambios en patrimonio	(30.000.000)	-	-	-	185.312	-	-	-	185.312	4.118.046	(25.696.642)	77.262	(25.619.380)
Saldo Final al 31/03/2010	**218.704.832**	-	-	-	**(854.306)**	-	-	**6.084.488**	**5.230.182**	**73.043.251**	**296.978.265**	**3.996.320**	**300.974.585**

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados de Flujo de Efectivo Directo Consolidados Intermedios
Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2011 y 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		**74.915.201**	**68.272.165**
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		74.905.107	68.202.982
Otros cobros por actividades de operación		10.094	69.183
Clases de pagos		**(62.917.623)**	**(63.425.713)**
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(58.351.956)	(59.128.997)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(2.624.432)	(2.897.961)
Otros pagos por actividades de operación		(1.941.235)	(1.398.755)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		**(278.672)**	**(791.766)**
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		**11.718.906**	**4.054.686**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		(400.000)	-
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		1.650	70
Compras de propiedades, planta y equipo		(5.743.599)	(4.405.774)
Intereses recibidos		225.267	169.475
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		**(5.916.682)**	**(4.236.229)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Intereses pagados		(189.738)	(2.626)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		**(189.738)**	**(2.626)**
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		5.612.486	(184.169)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		**(29.793)**	**2.982**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(29.793)	2.982
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		**5.582.693**	**(181.187)**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo		12.760.606	36.191.457
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	**4**	**18.343.299**	**36.010.270**

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

ÍNDICE

1 Información General y Descripción del Negocio 10
2 Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas 11
2.1 Principios contables 11
2.2 Nuevos pronunciamientos contables 11
2.3 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas 12
2.4 Período cubierto 13
2.5 Bases de preparación 13
2.6 Entidades filiales 13
2.7 Principios de consolidación y combinación de negocios 13
2.8 Moneda funcional 14
2.9 Bases de conversión 14
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 16
2.12.3 Programas informáticos 16
2.12.4 Gastos de investigación y desarrollo 16
2.13 Deterioro de los activos 17
2.14 Arrendamientos 18
2.15 Instrumentos financieros 18
2.15.1 Activos Financieros no derivados 18
2.15.2 Efectivo y otros medios líquidos equivalentes 19
2.15.3 Pasivos financieros no derivados 19
2.15.4 Derivados y operaciones de cobertura 19
2.15.5 Instrumentos de patrimonio 20
2.16 Inventarios 20
2.17 Otros pasivos no financieros 20
2.17.1 Ingresos diferidos 20
2.17.2 Subvenciones estatales 20
2.17.3 Obras en construcción para terceros 20
2.18 Provisiones 20
2.19 Beneficios a los empleados 21
2.20 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes 21
2.21 Impuesto a las ganancias 21
2.22 Reconocimiento de ingresos y gastos 22
2.23 Ganancias por acción 22
2.24 Dividendos 22
2.25 Estado de flujos de efectivo 22
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 Corriente 30
6 Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar 31
7 Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas 33
8 Inventarios 36
9 Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes 37
10 Otros Activos Financieros no Corriente 38
11 Activos Intangibles Distintos de Plusvalía 39
12 Plusvalía Comprada 40
13 Propiedades, planta y equipos 40
14 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos 42
14.1 Impuesto a la renta 42
14.2 Impuestos diferidos 43
15 Otros Pasivos Financieros 44
16 Política de Gestión de Riesgos 47
16.1 Riesgo de negocio 47

16.1.1 Riesgo Regulatorio 47
16.2 Riesgo financiero 49
16.2.1 Tipo de cambio 49
16.2.2 Variación UF 49
16.2.3 Tasa de interés 50
16.2.4 Riesgo de liquidez 50
16.2.5 Riesgo de crédito 50
16.2.6 Instrumentos financieros por categoría 52
16.2.7 Instrumentos derivados 52
16.2.8 Valor Justo de instrumentos financieros 53
17 Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar 55
18 Provisiones 55
18.1 Provisiones corrientes 55
18.1.1 Otras Provisiones 55
18.1.2 Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados 56
18.2 Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados 57
18.3 Juicios y multas 58
18.3.1 Juicios 58
18.3.2 Multas 59
19 Otros Pasivos no Financieros 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 Disminuciones de capital 60
20.1.4 Otras reservas 60
20.1.5 Diferencias de conversión 61
20.1.6 Ganancias (Pérdidas) Acumuladas 61
20.2 Gestión de capital 62
20.3 Restricciones a la disposición de fondos 62
20.4 Participaciones no controladoras 62
21 Ingresos 63
22 Materias Primas y Consumibles Utilizados 63
23 Gastos por Beneficios a los Empleados 63
24 Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro 64
25 Otros Gastos por Naturaleza 64
26 Resultado Financiero 64
27 Información por Segmento 65
28 Hechos Posteriores 69
29 Medio Ambiente 69
30 Garantías Comprometidas con Terceros 70
31 Cauciones Obtenidas de Terceros 70
32 Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo 71
33 Información Adicional sobre Deuda Financiera 72
34 Moneda Extranjera 74
35 Fusión por Incorporación de Saesa en Los Lagos II 75

1 Información General y Descripción del Negocio

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

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

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

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

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

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

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

2 Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

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

Los Estados Financieros consolidados intermedios de la Sociedad y sus filiales, han sido preparados de acuerdo con IFRS. Para estos fines, las IFRS comprenden las normas emitidas por el Consejo Internacional de Normas de Contabilidad ("IASB" en inglés) y las interpretaciones emitidas por el Comité Internacional de Interpretaciones sobre Informes Financieros ("IFRIC" en inglés). Los presentes estados financieros fueron aprobados por el Directorio en 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, necesariamente efectuará juicios y estimaciones que tendrán un efecto significativo sobre las cifras presentadas en los estados financieros bajo NIIF.

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

- **Vida útil económica de activos:** La vida útil de los bienes de propiedades, planta y equipo que son utilizadas para propósitos del cálculo de la depreciación, es determinada en base a estudios técnicos preparados por especialistas externos e internos. Adicionalmente, se utilizan estos estudios para nuevas adquisiciones de bienes de propiedades, planta y equipo, o cuando existen indicadores que las vidas útiles de estos bienes deben ser cambiadas.

- **Deterioro de activos:** La Sociedad y sus filiales revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no pueda ser recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro. En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo efectivo independiente son agrupados en una unidad generadora de efectivo (“UGE”) a la cual pertenece el activo. El monto recuperable de estos activos o UGE, es medido como el mayor valor entre su valor razonable y su valor libro.

- **Estimación de deudores incobrables y existencias obsoletas:** La Sociedad y sus filiales ha estimado el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar y de la obsolescencia de inventario, para lo que ha establecido porcentajes de provisión por tramos de vencimiento y la tasa de rotación de sus inventarios, respectivamente.

- **Beneficios del personal - Indemnización por años de servicio:** Las obligaciones reconocidas por concepto de indemnizaciones por años de servicio nacen del convenio colectivo suscrito con los trabajadores de la Sociedad y sus filiales, en los que se establece el compromiso por parte de ellas. La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de diferencias entre los resultados esperados o por cambios en los supuestos actuariales, son reconocidos dentro de los costos de la operación en el estado de resultados del período.

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

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

- **Litigios y contingencias:** La Sociedad y sus filiales evalúa periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad y sus

filiales han opinado que se obtendrán resultados favorables o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

2.4 Período cubierto

Los presentes estados financieros consolidados intermedios comprenden los estados de situación financiera de Saesa y filiales al 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 los períodos terminados al 31 de marzo de 2011 y al 31 de marzo de 2010.

2.5 Bases de preparación

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

PAIS	RUT	NOMBRE SOCIEDAD	MONEDA FUNCIONAL	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN			31/12/2010
				31/03/2011			
				DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL	TOTAL
CHILE	96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	$ Chilenos	99,9000%	0,0000%	99,9000%	99,9000%
CHILE	88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	$ Chilenos	93,1797%	0,0000%	93,1797%	93,1797%
CHILE	96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	$ Chilenos	99,8954%	0,0000%	99,8954%	99,8954%
CHILE	99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	US$	99,9000%	0,0000%	99,9000%	99,9000%

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

2.7 Principios de consolidación y combinación de negocios

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

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

- En la fecha de adquisición, los activos, pasivos y pasivos contingentes de la sociedad filial son registrados a valor de mercado. En el caso que exista una diferencia positiva entre el costo de adquisición y el valor razonable de los activos y pasivos de la sociedad adquirida, incluyendo pasivos contingentes, correspondientes a la participación de la matriz, esta diferencia es registrada como menor valor o plusvalía comprada (goodwill). En el caso de que la diferencia sea negativa, ésta se registra con abono a resultados.

- El valor de la participación de los accionistas minoritarios en el patrimonio y en los resultados de las filiales consolidadas por integración global se presenta, respectivamente, en los rubros “Patrimonio: Participaciones no controladoras” del estado de situación financiera consolidado y

“Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras” en el estado de resultados integral consolidado.

- La conversión de los estados financieros de las sociedades con moneda funcional distinta del peso chileno se realiza del siguiente modo:

  - Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.

  - 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).

  - Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro “Reservas por conversión” dentro del Patrimonio Neto.

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

2.8 Moneda funcional

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

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

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

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

2.9 Bases de conversión

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

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

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

	31.03.2011	31.12.2010	31.03.2010
Dólar Estadounidense	479,46	468,01	524,46
Unidad de Fomento	21.578,26	21.455,55	20.958,52

2.10 Compensación de saldos y transacciones

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

2.11 Propiedades, planta y equipo

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

Adicionalmente al costo de adquisición o construcción de cada elemento, se incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los costos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo: instalaciones de distribución, transmisión o generación eléctrica. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad y sus filiales. El monto activado por este concepto ascendió a M$205.320, por el período terminado al 31 de marzo de 2011 y a M$105.917, por el período terminado al 31 de marzo de 2010.

- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M$266.321 por el período terminado al 31 de marzo de 2011 y a M$221.045 por el período terminado al 31 de marzo de 2010.

- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad y filiales deberán hacer frente en relación con la obligación de cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. La Sociedad y filiales, revisan anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.12 Activos intangibles

2.12.1 Plusvalía comprada

La plusvalía comprada representa la diferencia entre el costo de adquisición y el valor justo de los activos adquiridos identificables, pasivos y pasivos contingentes de la entidad adquirida. La plusvalía comprada es inicialmente medida al costo y posteriormente medida al costo menos cualquier pérdida por deterioro, en el caso de existir.

2.12.2 Servidumbres

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

2.12.3 Programas informáticos

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

2.12.4 Gastos de investigación y desarrollo

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

2.13 Deterioro de los activos

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.14 Arrendamientos

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

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

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

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

2.15 Instrumentos financieros

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

2.15.1 Activos Financieros no derivados

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

a) Instrumentos mantenidos al vencimiento

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

b) Préstamos y cuentas por cobrar

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

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

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

2.15.2 Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

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

2.15.3 Pasivos financieros no derivados

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

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

2.15.4 Derivados y operaciones de cobertura

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

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

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

a) Clasificación de los instrumentos de cobertura

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

a.1) Coberturas de valor razonable

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

a.2) Coberturas de flujo de caja

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

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

Este tipo de cobertura se define cuando la partida cubierta es una inversión neta en un negocio y cuya moneda funcional es diferente a la utilizada por la Sociedad y sus filiales.
Por cada instrumento de cobertura se confecciona un expediente en el que se identifica explícita y claramente el instrumento cubierto, el instrumento de cobertura, la naturaleza del riesgo y el objetivo de gestión de riesgos y la estrategia de cobertura.

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

2.15.5 Instrumentos de patrimonio

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

2.16 Inventarios

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

2.17 Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.17.1 Ingresos diferidos

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

2.17.2 Subvenciones estatales

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

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

2.17.3 Obras en construcción para terceros

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

2.18 Provisiones

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de sucesos pasados, en cuya liquidación la Sociedad espera desprenderse de recursos que implican

beneficios económicos y en el que existe incertidumbre del monto y momento de cancelación, se registran en el estado financiero como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima que la Sociedad y sus filiales tendrán que desembolsar para cancelar la obligación.

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

2.19 Beneficios a los empleados

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

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

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

La Sociedad y sus filiales utilizan supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Dicha expectativa, al igual que los supuestos, son establecidos en conjunto con un actuario externo. Estos supuestos incluyen una tasa de descuento de 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 y sus filiales, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se podrían clasificar como pasivos no corrientes.

2.21 Impuesto a las ganancias

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

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

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

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

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

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

2.22 Reconocimiento de ingresos y gastos

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

2.23 Ganancias por acción

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

2.24 Dividendos

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

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

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

2.25 Estado de flujos de efectivo

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

- ***Flujos de efectivo:*** Entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.

- ***Actividades de operación:*** Son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de la Sociedad y sus filiales, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.

- ***Actividades de inversión:*** Son las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.

- ***Actividades de financiamiento:*** Actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos de carácter financiero.

3 Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

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

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

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

En Chile existen 2 grandes sistemas eléctricos independientes: el Sistema Interconectado del Norte Grande ("SING"), que cubre la zona entre Arica y Antofagasta; el Sistema Interconectado Central ("SIC"), que se extiende desde Tal-Tal a Chiloé; ambos con capacidades instaladas de generación superiores a los 200 MW. Por otro lado, existen varios sistemas medianos operados por empresas integradas verticalmente entre ellas, Edelaysen cuya capacidad instalada de generación es inferior a los 200 MW, pero superior a los 1.500 KW, y que atiende el consumo de las Región XI. El SIC y el SING son los principales sistemas del país y en conjunto representan más del 99% de la generación eléctrica de estos cuatros 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 Edelaysen, 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 en 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	Área de Influencia Común (desde Quillota a Charrúa) ▪ 80% pagado por generadoras en base a inyección esperada. ▪ 20% cobrado a usuarios finales en base a retiros esperados. Área No Común ▪ 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*

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

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

c) *Otros Servicios Asociados a la Distribución*

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

se publicaron las nuevas tarifas de los SSAA, las que permanecerán vigentes hasta su próxima revisión, con ocasión del proceso tarifario de VAD del año 2012.

3.4 Marco regulatorio

3.4.1 Aspectos generales

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

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

3.4.2 Ley Corta I

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

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

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

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

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

- ***Subtransmisión:*** Los peajes por el uso del Sistema de Subtransmisión se determinan cada cuatro años sobre la base de costos medios de inversión, operación y mantenimiento de instalaciones adaptadas a la demanda. El costo anual de inversión 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:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/03/2011 M$	31/12/2010 M$
Efectivo en Caja	774.953	1.445.040
Saldo en Bancos	3.414.645	2.063.386
Otros instrumentos de renta fija	14.153.701	9.252.180
Totales	**18.343.299**	**12.760.606**

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

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

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

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31/03/2011 M$	31/12/2010 M$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	$ Chilenos	18.332.989	12.748.224
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	10.310	12.382
Totales		**18.343.299**	**12.760.606**

5 Otros Activos Financieros Corrientes

Al 31 de marzo de 2011 y 31 de diciembre de 2010 la Sociedad y sus filiales no presentan saldos en este rubro.

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	48.606.111	-	43.639.054	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	14.333.833	3.845.129	15.949.988	2.853.749
Totales	**62.939.944**	**3.845.129**	**59.589.042**	**2.853.749**

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	46.302.585	-	41.395.339	-
Otras cuentas por cobrar, neto	12.805.584	3.329.473	14.520.686	2.389.671
Totales	**59.108.169**	**3.329.473**	**55.916.025**	**2.389.671**

a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de marzo de 2011 es de M$ 62.437.642 y al 31 de diciembre de 2010 es de M$ 58.305.696.

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos significativos y adicionalmente, de acuerdo a lo que estable la normativa vigente, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago, esto sin lugar a dudas es una herramienta importante en la gestión cobranza. 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 405 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	354	33%
Comercial	32	31%
Industrial	3	23%
Otros	16	12%
Total	***405***	***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	31/03/2011	31/12/2010
	Corriente M$	Corriente M$
Con vencimiento menor a tres meses	10.767.514	10.849.885
Con vencimiento entre tres y seis meses	751.186	1.080.600
Con vencimiento entre seis y doce meses	515.698	383.876
Con vencimiento mayor a doce meses	175.688	116.227
Total	**12.210.086**	**12.430.588**

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.

d) 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	**3.087.261**
Aumentos (disminuciones) del período	1.120.336
Montos castigados	(70.502)
Saldo al 31 de diciembre 2010	**4.137.095**
Aumentos (disminuciones) del período	207.619
Montos castigados	2.717
Saldo al 31 de marzo de 2011	**4.347.431**

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

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

							31/03/2011		31/12/2010	
RUT	Sociedad	País de Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corriente M$	No Corriente M$	Corriente M$	No Corriente M$
76024782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH$	120.238		89.476	
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Cuenta mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	2.439.082		2.029.200	
76067075-8	Inversiones Los Rios Ltda.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH$	16.630		15.858	
76073162-5	Inversiones Los Lagos II S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH$	62.600		50.657	
76073164-1	Inversiones Los Lagos III S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH$	6.776		6.004	
76073168-4	Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH$	5.072		4.042	
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH$	127		131	
76024762-6	MSIP Condor Holding SPA	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH$	7.387		5.655	
76833170-7	Andescan SPA	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH$	2.167		2.148	
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Materiales, Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	1.093.083		1.016.239	
						Totales	**3.753.162**	**-**	**3.219.410**	**-**

b) *Cuentas por pagar a entidades relacionadas*

RUT	Sociedad	País de Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/03/2011 Corriente M$	31/03/2011 No Corriente M$	31/12/2010 Corriente M$	31/12/2010 No Corriente M$
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Compra energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	7.918.521		3.804.269	
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Cuenta Mercantil	Menos de 90 días	Matriz	CH$	9.193.356		9.156.220	
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH$	58		25	
76073162-5	Inversiones Los Lagos II S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH$	16.424.552		7.192.657	
76024762-6	MSIP Condor Holding SPA	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH$	219		96	
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	4.180		3.252	
						Totales	**33.540.886**	**-**	**20.156.519**	**-**

c) *Transacciones más significativas y sus efectos en resultados*

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31/03/2011 M$	31/03/2010 M$
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Matriz común	Peajes	9.948	-
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Matriz común	Cuenta Mercantil	26.995	-
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Matriz común	Compra energia y potencia	(10.751.320)	(2.324.617)
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Servicio costo de personal	193.638	202.910
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Peajes (neto)	(4.954)	109.566
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Mantención sistema	11.615	12.474
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Venta energia y potencia	5.656	23.612
76022072-8	Inversiones Electricas del Sur S.A.	Chile	Matriz	Cuenta Mercantil	(106.340)	(3.526)

7.3 Directorio y personal clave de la gerencia

La Sociedad y sus filiales son administradas por un Directorio compuesto por ocho miembros, los que permanecen por un periodo de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. El año 2011 correspondió la renovación del Directorio, eligiéndose como Directotes a los señores Jorge Lesser García – Huidobro, Iván Díaz – Molina, John Watt, Kevin David Kerr, Stacey Purcell, Adil Rahmathulla, Thomas Gray y Olivia Penelope Steedman.

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

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

Director	31/03/2011	31/03/2010
Lawrence S. Coben	-	2.362
Pedro Pablo Errázuriz	-	1.890
Jorge Lesser Garcia-Huidobro	-	1.890
Total	-	6.142

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

b) *Remuneración del Directorio*

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

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

Los Directores señores John Watt, Kevin David Kerr, Stacey Purcell, Adil Rahmathulla, Thomas Gray y Olivia Penelope Steedman, 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 la Sociedad. Sólo los Directores Jorge Lesser García-Huidobro e Iván Díaz-Molina recibirán su remuneración.

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

Director	31/03/2011	31/03/2010
Lawrence S. Coben	-	5.480
Pedro Pablo Errázuriz	54	5.660
Jorge Lesser Garcia-Huidobro	323	2.522
Iván Díaz Molina	323	-
Total	700	13.662

c) Durante el año 2011, Saesa no ha realizado pagos a empresas relacionadas a los Directores. En 2010 realizó pagos por un monto de M$46.290, correspondiente a asesorías prestadas por Consultora San Pedro y San Pablo Ltda. M$11.004, Sociedad Inversiones LEDE Ltda. M$11.549 y Tremesis Energy LLC M$23.737, empresas en que los Directores Pedro Pablo Errázuriz Domínguez, Jorge Lesser García-Huidobro y Lawrence S. Coben son socios, respectivamente.

d) Compensaciones del personal clave de la gerencia

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

Las remuneraciones del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados ascienden a M$390.215 al 31 de marzo de 2011 y a M$419.264 al 31 de marzo de 2010.

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

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

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

8 Inventarios

El detalle de este rubro al 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	7.110.614	6.541.278
Materiales en tránsito	249.955	896.839
Existencias retail	577.080	621.217
Petróleo	211.886	189.143
Provisión por obsolescencia	(640.445)	(568.996)
Totales	**7.509.090**	**7.679.481**

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	1.990.274	1.810.115
Otros gastos por naturaleza (*)	340.416	510.093
Total	**2.330.690**	**2.320.208**

(*) 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$1.885.650 (M$911.174 en 2010) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de marzo de 2011 ascienden a M$59.001 (M$74.452 en 2010).

El efecto en resultados de la provisión por obsolescencia alcanzó a M$ 71.449 para el período enero marzo 2011, y M$ 29.873 para el período enero marzo 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	1.448.930	872.355
IVA Crédito fiscal por recuperar	1.483	195.771
Crédito por utilidades absorbidas	619.981	694.252
Crédito Sence	-	43.423
Crédito Activo Fijo	18.897	-
Totales	**2.089.291**	**1.805.801**

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	1.845.280	1.668.838
Iva Débito fiscal	1.922.891	1.530.086
Otros	40.379	49.535
Totales	**3.808.550**	**3.248.459**

10 Otros Activos Financieros no Corriente

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

	31/03/2011	31/12/2010
Otros activos financieros no corriente	**No Corriente M$**	**No Corriente M$**
Crédito por Impuesto Ley Austral	368.417	1.069.333
TOTAL	**368.417**	**1.069.333**

Este activo corresponde a crédito por impuestos Ley Austral, que se recuperará en periodos futuros a base de la generación de flujos de las sociedades que los generaron. La valorización inicial de estos activos se hace con los flujos proyectados de las sociedades y descontado a la tasa de descuento utilizada para la evaluación de las unidades generadoras de caja. Las valorizaciones posteriores se hacen con el método de la tasa efectiva de descuento y anualmente se verifica si existe deterioro del activo en base flujos proyectados 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	**25.342.000**	**24.746.728**
Servidumbres	22.182.979	22.182.979
Software	3.159.021	2.563.749

Activos intangibles bruto	31/03/2011 M$	31/12/2010 M$
Activos intangibles identificables, bruto	**26.908.311**	**26.065.954**
Servidumbres	22.182.979	22.182.979
Software	4.725.332	3.882.975

Amortización activos intangibles	31/03/2011 M$	31/12/2010 M$
Activos intangibles identificables	**(1.566.311)**	**(1.319.226)**
Servidumbres	-	-
Software	(1.566.311)	(1.319.226)

La composición y movimientos del activo intangible durante el período 2011 y 2010 son los siguientes:

Movimiento año 2011		Software neto	Servidumbres neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 01 de enero de 2011		2.563.749	22.182.979	24.746.728
Movimientos	Adiciones	842.357	-	842.357
	Retiros	-		-
	Gastos por amortización	(247.085)	-	(247.085)
	Total movimientos	595.272	-	595.272
Saldo final al 31 de marzo de 2011		**3.159.021**	**22.182.979**	**25.342.000**

Movimiento año 2010		Software neto	Servidumbres neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 01 de enero de 2010		2.774.564	22.182.979	24.957.543
Movimientos	Adiciones	825.410	-	825.410
	Retiros	(33.943)		(33.943)
	Gastos por amortización	(1.002.282)	-	(1.002.282)
	Total movimientos	(210.815)	-	(210.815)
Saldo final al 31 de diciembre de 2010		**2.563.749**	**22.182.979**	**24.746.728**

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

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

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

12 Plusvalía Comprada

A continuación se presenta el detalle de la plusvalía por las unidades generadoras de efectivo o grupos de éstas a las que está asignada y los saldos al 31 de marzo de 2011 y 31 de diciembre de 2010:

Rut	Compañía	31/03/2011 M$	31/12/2010 M$
90021000-0	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	124.944.061	124.944.061

La Plusvalía comprada, corresponde al exceso pagado en relación al valor patrimonial proporcional originado en la compra de las acciones de esas sociedades, realizada en 2001. Posteriormente la sociedad comprada fue absorbida por 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.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de que dispone la Administración de la Sociedad y sus filiales al 31 de marzo de 2011 y al 31 diciembre de 2010, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignadas las distintas plusvalías permiten recuperar su valor.

13 Propiedades, planta y equipos

A continuación se presentan los saldos del rubro al 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	**272.796.839**	**271.156.029**
Construcción en Curso	41.803.995	38.053.117
Terrenos	13.448.087	13.448.087
Edificios	7.392.577	7.454.466
Planta y Equipo	205.301.572	207.067.254
Equipamiento de Tecnologías de la Información	1.125.575	1.212.121
Instalaciones Fijas y Accesorios	423.782	443.011
Vehículos de Motor	1.958.198	2.052.577
Otras Propiedades, Planta y Equipo	1.343.053	1.425.396

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/03/2011 M$	31/12/2010 M$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	**341.037.622**	**337.834.385**
Construcción en Curso	41.803.995	38.053.117
Terrenos	13.448.087	13.448.087
Edificios	11.430.006	11.430.007
Planta y Equipo	261.667.926	261.431.522
Equipamiento de Tecnologías de la Información	4.791.698	4.798.332
Instalaciones Fijas y Accesorios	885.763	894.653
Vehículos de Motor	2.988.761	2.988.761
Otras Propiedades, Planta y Equipo	4.021.386	4.789.906

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	**(68.240.783)**	**(66.678.356)**
Edificios	(4.037.429)	(3.975.541)
Planta y Equipo	(56.366.354)	(54.364.268)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(3.666.123)	(3.586.211)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(461.981)	(451.642)
Vehículos de Motor	(1.030.563)	(936.184)
Otros	(2.678.333)	(3.364.510)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante el período 2011 y 2010 es el siguiente:

Movimiento año 2011		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo Inicial al 01 de enero de 2011		**38.053.117**	**13.448.087**	**7.454.466**	**1.212.121**	**443.011**	**2.052.577**	**1.425.396**	**207.067.254**
Movimientos	Adiciones	3.750.878	-	-	-	-	-	9.006	219.323
	Retiros	-	-	-	(921)	(4.651)	-	(9.735)	-
	Gastos por depreciación	-	-	(61.889)	(85.625)	(14.578)	(94.379)	(81.614)	(1.985.005)
	Total movimientos	**3.750.878**	**-**	**(61.889)**	**(86.546)**	**(19.229)**	**(94.379)**	**(82.343)**	**(1.765.682)**
Saldo final al 31 de marzo de 2011		**41.803.995**	**13.448.087**	**7.392.577**	**1.125.575**	**423.782**	**1.958.198**	**1.343.053**	**205.301.572**

Movimiento año 2010		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo Inicial al 01 de enero de 2010		**37.273.647**	**13.430.686**	**7.049.827**	**1.257.708**	**520.664**	**2.614.859**	**1.726.801**	**194.903.500**
Movimientos	Adiciones	20.582.329	51.616	675.832	758.752	11.528	60.317	442.803	21.683.717
	Retiros	(19.802.859)	(34.215)	(30.241)	(56.047)	(20.075)	(184.460)	(3.855)	(1.479.399)
	Gastos por depreciación	-	-	(240.952)	(748.292)	(69.106)	(438.139)	(740.353)	(8.040.564)
	Total movimientos	**779.470**	**17.401**	**404.639**	**(45.587)**	**(77.653)**	**(562.282)**	**(301.405)**	**12.163.754**
Saldo final al 31 de diciembre de 2010		**38.053.117**	**13.448.087**	**7.454.466**	**1.212.121**	**443.011**	**2.052.577**	**1.425.396**	**207.067.254**

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

Informaciones adicionales de propiedades, planta y equipo

a) La depreciación de los Bienes de Propiedad, Planta y Equipo se presenta en la cuenta “Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación”.

b) La Sociedad y sus filiales cuentan con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (centrales, subestaciones, construcciones, contenido y existencias) con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.

c) Los activos en construcción según se explica en Nota 2.11 incluyen activación de costos financieros por M$205.320 al 31 de marzo de 2011 y a M$105.917 por el período terminado al 31 de marzo de 2010 y los costos de personal relacionados directamente con obras en curso por M$266.321 al 31 de marzo de 2011 y a M$221.045 por el período terminado al 31 de marzo de 2010.

d) 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.

14 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

14.1 Impuesto a la renta

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

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31/03/2011 M$	31/03/2010 M$
Gasto por impuestos corrientes	793.645	544.926
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto corriente	(77.178)	-
Otro gasto por impuesto corriente	1.320	2.446
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	**717.787**	**547.372**
Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	361.396	305.758
Otro gasto por impuesto diferido	(5.125)	-
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	**356.271**	**305.758**
Gasto por impuesto a las ganancias	**1.074.058**	**853.130**

b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a la ganancia (pérdida) antes de impuesto al 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 M$	31/03/2010 M$
Utilidad Antes de Impuestos	**5.900.933**	**5.048.253**
(Gasto) Ingreso por Impuestos a las ganancias Utilizando la Tasa Legal (20%)	**(1.180.187)**	**(858.203)**
Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles	87	18
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	2.387	(18.482)
Efecto Impositivo de la Utilización de Pérdidas Fiscales No Reconocidas Anteriormente	-	1
Efecto Impositivo de Beneficio Fiscal No Reconocido Anteriormente en el EE.RR.	-	-
Efecto Impositivo de Impuesto provisto en Exceso en Periodos Anteriores	(4)	-
Corrección monetaria tributaria de las Inversiones	(209.399)	(144.718)
Corrección monetaria tributaria del Patrimonio	317.526	223.211
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	59.867	(2.445)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(35.280)	(30.393)
Ajuste de tasas por recuperación de Pérdida Tributarias	(29.055)	(22.119)
Total ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal	**106.129**	**5.073**
(Gasto) por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	**(1.074.058)**	**(853.130)**
Tasa impositiva efectiva	**18,20%**	**16,90%**

Con fecha 29 de julio de 2010 se promulgó la ley Nº 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$ 31.416 en el período enero – marzo 2011.

14.2 Impuestos diferidos

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

	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
Diferencia temporal	**31/03/2011 M$**	**31/12/2010 M$**	**31/03/2011 M$**	**31/12/2010 M$**
Impuestos diferidos relativos a Activo Fijo	-	-	20.748.575	20.489.570
Impuestos diferidos relativos a Indemnización años de servicio	6.837	33.399	2.848	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión cuentas incobrables	801.226	759.163	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión de vacaciones	107.751	150.417	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión obsolescencia	118.700	104.411	-	-
Impuestos diferidos relativos a Ingresos anticipados	120.566	124.866	-	-
Impuestos diferidos relativos a Gastos Anticipados	692.812	703.929	4.592	5.145
Impuestos diferidos relativos a Provisión Beneficios Personal	111.920	306.782	-	-
Impuestos diferidos relativos a Otras Provisiones	164.217	143.955	2.001	164.042
Impuestos diferidos relativos a Derivados	56.795	128.163	-	-
Total Impuestos Diferidos	**2.180.824**	**2.455.085**	**20.758.016**	**20.658.757**

b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación Consolidado en el ejercicio 2011 es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	**Activo M$**	**Pasivo M$**
Saldo al 01 de enero de 2010	**2.994.515**	**19.928.742**
Incremento (decremento)	(539.430)	730.015
Saldo al 31 de diciembre de 2010	**2.455.085**	**20.658.757**
Incremento (decremento)	(274.261)	99.259
Saldo al 31 de marzo de 2011	**2.180.824**	**20.758.016**

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

La Sociedad y sus filiales están radicadas en Chile, por lo que la Normativa Local vigente se aplica uniformemente a todas ellas.

15 Otros Pasivos Financieros

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

Préstamos que devengan interés

a) El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de este rubro al 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	16.295.304	21.563.354	15.885.218	21.437.774
Bonos	1.369.967	70.921.957	564.846	70.505.865
Derivados (*)	283.976	-	615.187	-
Totales	**17.949.247**	**92.485.311**	**17.065.251**	**91.943.639**

(*) Ver nota 16.2

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	1a 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$
Chile	UF	semestral	0,90%	Sin Garantía	-	-	-	72.606	72.606	21.563.354	-	21.563.354
Chile	USD	anual	1,91%	Sin Garantía	-	-	-	11.133.039	11.133.039	-	-	-
Chile	USD	anual	2,26%	Sin Garantía	-	-	-	5.089.659	5.089.659	-	-	-
Totales					**-**	**-**	**-**	**16.295.304**	**16.295.304**	**21.563.354**	**-**	**21.563.354**

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No corriente		
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento		Total no corriente
					Indeterminado	Hasta 1 mes	1a 3 meses	3 a 12 meses	al 31-12-2010	1 a 5 años	5 años a más	al 31-12-2010
					M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Chile	UF	semestral	0,90%	Sin Garantía	-	-	-	23.970	23.970	21.437.774	-	21.437.774
Chile	USD	anual	1,95%	Sin Garantía	-	-	-	10.920.850	10.920.850	-	-	-
Chile	USD	anual	2,26%	Sin Garantía	-	-	-	4.940.398	4.940.398	-	-	-
Totales					**-**	**-**	**-**	**15.885.218**	**15.885.218**	**21.437.774**	**-**	**21.437.774**

c) El desglose por banco de los Préstamos Bancarios 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	97030000-7	UF	0,90%	SEMESTRAL	-	72.606	72.606	21.563.354	-	21.563.354
SAESA	BANCO BCI	97006000-6	USD	1,91%	ANUAL	-	11.133.039	11.133.039	-	-	-
SAESA	BANCO BCI	97006000-6	USD	2,26%	ANUAL	-	5.089.659	5.089.659	-	-	-
Totales						**-**	**16.295.304**	**16.295.304**	**21.563.354**	**-**	**21.563.354**

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	97030000-7	UF	0,90%	SEMESTRAL	-	23.970	23.970	21.437.774	-	21.437.774
SAESA	BANCO BCI	97006000-6	USD	1,95%	ANUAL	-	10.920.850	10.920.850	-	-	-
SAESA	BANCO BCI	97006000-6	USD	2,26%	ANUAL	-	4.940.398	4.940.398	-	-	-
Totales						**-**	**15.885.218**	**15.885.218**	**21.437.774**	**-**	**21.437.774**

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	Vencimiento		Total no Corriente
					Indeterminada M$	Hasta 1 mes M$	1a 3 meses M$	3 a 12 meses M$	al 31-03-2011 M$	1 a 5 años M$	5 años a más M$	al 31-03-2011 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
				Totales	**-**	**-**	**-**	**1.369.967**	**1.369.967**	**21.609.286**	**49.312.671**	**70.921.957**

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente		
					Vencimiento				Total Corriente	Vencimiento		Total no Corriente
					Indeterminada M$	Hasta 1 mes M$	1a 3 meses M$	3 a 12 meses M$	al 31-12-2010 M$	1 a 5 años M$	5 años a más M$	al 31-12-2010 M$
Chile	UF	semestral	5,25%	Sin Garantía	-	-	-	450.746	450.746	12.116.075	39.377.245	51.493.320
Chile	UF	anual	2,83%	Sin Garantía	-	-	-	114.100	114.100	9.357.547	9.654.998	19.012.545
				Totales	**-**	**-**	**-**	**564.846**	**564.846**	**21.473.622**	**49.032.243**	**70.505.865**

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
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
Totales					-	**1.369.967**	**1.369.967**	**21.609.286**	**49.312.671**	**70.921.957**

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
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
Totales					-	**564.846**	**564.846**	**21.473.622**	**49.032.243**	**70.505.865**

f) Colocación de Bonos

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

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

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

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

g) Otros Aspectos

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

Ratios financieros (medido sobre estados financieros consolidados)

En la Sociedad:

- Razón de Endeudamiento (RE). Mantener al final de cada trimestre una RE consolidado no superior a 1,25 veces.

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta sobre EBITDA menor a 3,5 veces.

Al 31 de marzo de 2011, la Sociedad y sus filiales han dado cumplimiento a estas restricciones.

16 Política de Gestión de Riesgos

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

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

16.1 Riesgo de negocio

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

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

16.1.1 Riesgo Regulatorio

a) Cambio de la regulación

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

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

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

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

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

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

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

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

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

c) Fijación de tarifas de subtransmisión

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

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

d) Contratos de suministro

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

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

e) Abastecimiento de energía

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

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

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

- Las acciones que actualmente se encuentra desarrollando el regulador, tendientes 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 2 años (2011 – 2013).

16.2 Riesgo financiero

La exposición a cambios de variables de mercado, como tasas de interés y tipo de cambio, se encuentra acotada. Por una parte, el 85% de la deuda financiera está estructurada a largo plazo mediante bonos y créditos bancarios, y se encuentra denominada en UF, consistente con el perfil de flujos de la Sociedad y sus filiales.

Por otro lado, cerca del 48% de la deuda financiera está a tasa fija, un 37% a tasa variable y un 15% a tasa variable pero protegida por Cross Currency Swap, de acuerdo con lo que se indica en el párrafo siguiente.

Con fecha 3 de septiembre y 13 de octubre de 2010, la Sociedad suscribió deudas en USD a tasa variable Libo por MUSD 23.185 (M$ 11.133.039 al 31.03.11) y MUSD 10.504 (M$ 5.089.660 al 31.03.11), respectivamente. Con el objeto de dar cumplimiento a la política establecida, la Sociedad contrato dos Cross Currency Swap para proteger su exposición de moneda (USD a UF) y tasa de interés (tasas finales de: 0,95 + UF y 1,75 + UF).

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

16.2.1 Tipo de cambio

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

Al 31 de marzo la Sociedad tiene dos créditos en USD de MUSD 23.185 (M$ 11.133.039 al 31.03.11) y MUSD 10.504 (M$ 5.089.660 al 31.03.11), la exposición de moneda se encuentra acotada a través de un Cross Currency Swap (Ver nota 16.2.7).

La filial SGA tiene como moneda funcional el dólar, debido a que sus flujos están vinculados a la evolución de esa moneda. Los flujos que representa esta sociedad como parte de los flujos consolidados de la Sociedad son inferiores al 7%. Las variaciones de patrimonio que puedan tener estas Sociedades por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

16.2.2 Variación UF

El 85% de la deuda financiera está estructurada en UF, consistente con los flujos de la Sociedad y sus filiales.

De los ingresos de la Sociedad un 85% 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 63% 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 (Tasa Activa Bancaria), suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes, esta metodología consiste en medir la variación positiva de un punto de la TAB a la fecha de presentación de estos estados financieros, con respecto a la tasa de la última fijación de los préstamos que posee la Sociedad. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se generaría un mayor gasto financiero por concepto de intereses de MM$101 durante el periodo enero - marzo de 2011. Para este análisis no se consideró los créditos en USD que tiene 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	37%	38%
Tasa Interés Protegida	15%	0%
Tasa Interés Fija	48%	62%

16.2.4 Riesgo de liquidez

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

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

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

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

16.2.5 Riesgo de crédito

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

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

Cuentas por cobrar comerciales:

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

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

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

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

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

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

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

Activos de carácter financiero:

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

16.2.6 Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

al 31 de marzo de 2011	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 y derechos por cobrar	-	62.437.642	-	-	62.437.642
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	3.753.162	-	-	3.753.162
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	18.343.299	-	-	-	18.343.299
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	368.417	-	-	368.417

al 31 de diciembre de 2010	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 y derechos por cobrar	-	58.305.696	-	-	58.305.696
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	3.219.410	-	-	3.219.410
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	12.760.606	-	-	-	12.760.606
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	1.069.333	-	-	1.069.333

b) Pasivos Financieros

al 31 de marzo de 2011	Mantenidos al vencimiento M$	Préstamos y cuentas por pagar M$	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados M$	Derivados de cobertura M$	Total M$
Préstamos que devengan interés	-	110.150.582	-	-	110.150.582
Derivado		-		283.976	283.976
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	32.253.816	-	-	32.253.816
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	33.540.886	-	-	33.540.886

al 31 de diciembre de 2010	Mantenidos al vencimiento M$	Préstamos y cuentas por pagar M$	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados M$	Derivados de cobertura M$	Total M$
Préstamos que devengan interés	-	108.393.703	-	-	108.393.703
Derivado				615.187	615.187
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	30.807.617	-	-	30.807.617
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	20.156.519	-	-	20.156.519

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 clasifica sus coberturas como “Cobertura de Flujos de Caja”.

El detalle de la cartera es el siguiente:

Instrumento de cobertura	31/03/2011	31/12/2010	Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de Cobertura
	M$	M$			
Cross Currency Swaps	283.976	615.187	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Totales	283.976	615.187			

En relación a las coberturas de flujo de caja presentadas al 31 de marzo de 2011, la Sociedad no ha reconocido ganancias o pérdidas por inefectividad 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	774.953	774.953
Saldo en Bancos	3.414.645	3.414.645
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	59.108.169	59.108.169

Pasivos Financieros - al 31.03.2011	Valor Libro M$	Valor Justo M$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Deuda Bancaria	37.858.658	37.607.994
Bonos	72.291.924	79.133.951
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	32.253.816	32.253.816

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	24.627.114	11.019.733
Cuentas por pagar bienes y servicios	5.928.510	18.361.124
Dividendos por pagar a terceros	107.835	85.795
Cuentas por pagar instituciones fiscales	119.201	123.034
Otras cuentas por pagar	1.471.156	1.217.931
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**32.253.816**	**30.807.617**

18 Provisiones

18.1 Provisiones corrientes

18.1.1 Otras Provisiones

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

Otras provisiones a corto plazo	Provisiones	
	31/03/2011	31/12/2010
	M$	M$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	797.440	841.180
Totales	**797.440**	**841.180**

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

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 31 de diciembre de 2010	**841.180**
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	5.182
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(33.397)
Provisión utilizada	(2.632)
Reversos de provisión no utilizada.	(12.893)
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	**(43.740)**
Saldo final al 31 de marzo de 2011	**797.440**

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 1 de enero de 2010	**938.510**
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	486.081
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(78.274)
Provisión utilizada	(243.976)
Reversos de provisión no utilizada	(261.161)
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	**(97.330)**
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	**841.180**

18.1.2 Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados

a) El desglose 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	Provisiones	
	31/03/2011	31/12/2010
	M$	M$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	565.665	778.995
Provisión por beneficios anuales	806.091	2.254.157
Total	**1.371.756**	**3.033.152**

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

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Otras Provisiones
Saldo inicial al 31 de diciembre de 2010	**3.033.152**
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	5.535
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	78.483
Provisión utilizada	(1.745.414)
Reversos de provisión no utilizada.	-
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	**(1.661.396)**
Saldo final al 31 de marzo de 2011	**1.371.756**

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Otras Provisiones
Saldo inicial al 1 de enero de 2010	**3.066.095**
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	9.055
Incremento (decremento) en provisiones existentes	1.617.397
Provisión utilizada	(1.659.395)
Reversos de provisión no utilizada	-
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	**(32.943)**
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	**3.033.152**

18.2 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	3.097.154	3.070.504
Total	**3.097.154**	**3.070.504**

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante el período 2011 y 2010, es el siguiente:

Provisiones no corriente, por beneficios a los empleados	M$
Saldo inicial al 1 de enero de 2010	**2.604.750**
Provisión del período	690.812
Pagos en el período	(225.058)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	**3.070.504**
Provisión del período	69.202
Pagos en el período	(42.552)
Saldo al 31 de marzo de 2011	**3.097.154**

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

18.3 Juicios y multas

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

18.3.1 Juicios

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

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapa Procesal	Monto M$
SAESA	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 indemnizacion de perjuicios por danos 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 (Procint con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	4925-09	Demanda juicio sumario de comodato precario (Avendaño con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	4924-09	Demanda en juicio sumario de comodato precario (Rojas con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	4921-09	Demanda en juicio sumario de comodato precario (González con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado
SAESA	Juzgado 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 Huaihuen 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
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 para ellas. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los presentes estados financieros, que incluye a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar, que la Sociedad y sus filiales cuentan con cobertura de

seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 1.000.

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

18.3.2 Multas

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

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M$
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 suministro.	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
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
EDELAYSEN	Res. Ex. 074 de fecha 18.08.09	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Recurso de reposición pendiente.	1.890
EDELAYSEN	Res. Ex. 091 de fecha 17.09.09	SEC	Atención cliente	Recurso de reposición pendiente.	11.338
EDELAYSEN	Res. Ex. 182 DRXI de fecha 23.11.10	SEC	Mantenimiento	Recurso de reposición pendiente	3.779
EDELAYSEN	Res. Ex. 183 DRXI de fecha 24.11.10	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Recurso de reposición pendiente	11.338
EDELAYSEN	Res. Ex. 3478 de fecha 01.12.10	SEC	Exceder índices de continuidad de suministro.	Recurso de reposición pendiente	48.527
LUZ OSORNO	Res. Ex. 3489 de fecha 01.12.10	SEC	Exceder índices de continuidad de suministro.	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 obtendrá resultados favorables o que los resultados son inciertos y las multas se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

19 Otros Pasivos no Financieros

El movimiento de este rubro del Estado de Situación Consolidado adjunto durante el período 2011 y 2010, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros corrientes	Saldo al	
	31/03/2011	31/12/2010
	M$	M$
Obras FNDR	2.605.451	2.734.653
Otras obras de terceros	2.500.090	2.184.791
Total otros pasivos no financieros corrientes	**5.105.541**	**4.919.444**

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

20 Patrimonio

20.1 Patrimonio neto de la Sociedad

20.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de marzo de 2011 el capital social de SAESA ascendía a M$218.704.832 y al 31 de diciembre de 2010 ascendía a M$218.704.832. El capital está representado por 283.851.698 acciones serie A y 8.515.267.088.302 acciones serie B totalmente suscritas y pagadas.

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

20.1.2 Dividendos

La Sociedad no ha pagado dividendos en el período enero - marzo 2011 (correspondientes a años anteriores), ni durante el período 2010 (debido a que en ese período presentaba pérdidas acumuladas, según sus balances en PCGA chilenos, los que hasta 2009 eran utilizados para determinar los dividendos a repartir).

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 30 de marzo de 2011 se aprobó el pago de un dividendo final de $ 0,00176 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2010, lo que significa un pago de M$ 15.000.000. El dividendo antes señalado se pagará a partir del 02 de mayo de 2011.

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

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

20.1.3 Disminuciones de capital

Con fecha 22 de marzo de 2010 en Junta Extraordinaria de Accionistas se aprobó una disminución de capital de M$ 30.000.000. El Directorio de la Sociedad en sesión celebrada el 13 de abril de 2010 y en uso de las facultades conferidas por la Junta Extraordinaria de Accionistas, acordó dentro de otras materias, materializar el pago de $0,003522 por acción a partir del 7 de mayo de 2010, lo que significó un pago de M$ 30.000.000.

20.1.4 Otras reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Otras reservas al 31 de marzo de 2011 y 2010 son los siguientes:

		Cambio en otras reservas		
	Saldo al 1 de enero de 2011 M$	Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos M$	Reservas de coberturas de flujo de caja M$	Saldo al 31 de marzo de 2011
Diferencias de cambio por conversión	(1.583.795)	177.746		(1.406.049)
Reservas de coberturas de flujo de caja	141.801		48.496	190.297
Otras reservas varias	6.084.488			6.084.488
Totales	**4.642.494**	**177.746**	**48.496**	**4.868.736**

		Cambio en otras reservas	
	Saldo al 1 de enero de 2010 M$	Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos M$	Saldo al 31 de marzo de 2010
Diferencias de cambio por conversión	(1.039.618)	185.312	(854.306)
Otras reservas varias	6.084.488		6.084.488
Totales	**5.044.870**	**185.312**	**5.230.182**

Las Otras reservas varias por M$6.084.488, está compuesta por M$6.019.658 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$64.830 que corresponde a diferencias generadas por fusión, para reflejar los cambios en la situación financiera de las empresas involucradas, con sus respectivos activos, entre el 31 de diciembre de 2001 (fecha considerada para los efectos de la preparación de los informes periciales de la Fusión) y el 30 de junio de 2002 (fecha en que se materializó la fusión).

20.1.5 Diferencias de conversión

El detalle de la sociedad filial que presenta diferencias de conversión netas de impuestos al 31 de marzo de 2011 y 2010 es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31/03/2011 M$	31/03/2010 M$
Sociedad Generadora Austral S.A.	1.406.049	854.306
Totales	**1.406.049**	**854.306**

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

20.1.6 Ganancias (Pérdidas) Acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias (Pérdidas) Acumuladas al 31 de marzo de 2011 y 2010 son los siguientes:

M$	Utilidad líquida distribuible acumulada	Ajustes de primera Adopción no realizados	Ganancia (pérdida acumulada)
Saldo Inicial al 1/01/11	**17.513.070**	**67.278.407**	**84.791.477**
Realización revaluación	355.691	(355.691)	0
Transferencia y otros cambios	(5.125)	0	(5.125)
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	4.752.814	0	4.752.814
Dividendos (incluye provisión del período)	(9.232.621)	0	(9.232.621)
Saldo final al 31/03/11	**13.383.829**	**66.922.716**	**80.306.545**

La utilidad distribuible del período 2011, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2011, esto es M$ 4.752.814.

M$	Utilidad líquida distribuible acumulada (*)	Ajustes de primera Adopción no realizados	Ganancia (pérdida acumulada)
Saldo Inicial al 1/01/10 (*)	**(1.548.372)**	**70.473.577**	**68.925.205**
Realización revaluación	475.511	(475.511)	0
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	4.118.046	0	4.118.046
Saldo final al 31/03/10	**3.045.185**	**69.998.066**	**73.043.251**

(*) Al 01/01/10 la Sociedad no tenía utilidades distribuibles por presentar pérdidas acumuladas.

20.2 Gestión de capital

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

20.3 Restricciones a la disposición de fondos

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

20.4 Participaciones no controladoras

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de terceros en el patrimonio al 31 de marzo de 2011, 31 de diciembre de 2010 y resultados al 31 de marzo de 2011 y 31 de marzo de 2010 es el siguiente:

Interés Minoritario	Participación en filiales		Patrimonio de filiales		Resultado de filiales		Participaciones no controladoras (Patrimonio)		Participaciones no controladoras (Ganancia / Pérdida)	
	31/03/2011	31/12/2010	31/03/2011	31/12/2010	31/03/2011	31/03/2010	31/03/2011	31/12/2010	31/03/2011	31/03/2010
	%	%	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	6,8203	6,8203	59.673.557	58.940.383	1.047.980	1.099.893	4.069.916	4.019.911	71.475	75.017
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	0,1000	0,1000	76.914.374	77.154.308	1.691.087	1.512.880	76.914	77.155	1.691	1.513
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	0,1046	0,1046	13.497.775	13.554.016	327.927	287.562	14.119	14.178	343	301
Sociedad Generadora Austral S.A.	0,1000	0,1000	10.298.184	8.163.356	551.643	246.301	10.299	8.164	552	246
TOTALES							**4.171.248**	**4.119.408**	**74.061**	**77.077**

21 Ingresos

El detalle de este rubro en el Estado 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	**66.429.732**	**50.474.241**
Ventas de energía	66.429.732	50.474.241
Otras Prestaciones y Servicios	**1.334.888**	**1.145.074**
Apoyos	207.474	158.119
Arriendo de medidores	233.620	235.393
Cortes y reposición	465.028	368.551
Pagos fuera de plazo	330.997	299.765
Otros	97.769	83.246
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	**67.764.620**	**51.619.315**

Otros Ingresos, por naturaleza	31/03/2011 M$	31/03/2010 M$
Otros Ingresos		
Construcción de obras y trabajos a terceros	1.514.433	769.160
Venta de materiales y equipos	963.946	884.293
Arrendamientos	79.567	97.339
Intereses Créditos y Préstamos	101.724	82.757
Ingresos Retail	544.542	591.960
Otros Ingresos	171.200	78.122
Total Otros ingresos, por naturaleza	**3.375.412**	**2.503.631**

22 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31/03/2011 M$	31/03/2010 M$
Compras de energía y peajes	51.543.264	36.107.036
Combustibles para generación y materiales	2.083.026	1.810.114
Totales	**53.626.290**	**37.917.150**

23 Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	31/03/2011 M$	31/03/2010 M$
Remuneraciones y bonos	2.381.609	2.267.484
Provisión costo de vacaciones	(182.641)	(109.013)
Otros costos de personal	175.860	151.980
Indemnización por años de servicios	112.630	308.041
Activación costo de personal	(266.321)	(221.045)
Totales	**2.221.137**	**2.397.447**

24 Gasto por 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:

Gasto por Depreciación y Amortización	31/03/2011 M$	31/03/2010 M$
Depreciaciones	2.323.090	2.459.770
Amortizaciones de Intangibles	247.085	216.085
Totales	**2.570.175**	**2.675.855**

25 Otros Gastos por Naturaleza

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

Otros Gastos por Naturaleza	31/03/2011 M$	31/03/2010 M$
Operación y Mantención Sistema Eléctrico	920.756	773.718
Sistema Generación	177.743	238.893
Mantención Medidores, Ciclo Comercial	1.334.014	1.154.639
Operación vehículos, Viajes y Viáticos	166.231	190.439
Arriendo Maquinarias, Equipos e Instalaciones	2.789	2.915
Provisiones y Castigos	157.149	136.205
Gastos de Administración	1.069.549	1.823.841
Otros gastos por naturaleza	1.609.991	655.490
Total Otros Gastos por Naturaleza	**5.438.222**	**4.976.140**

26 Resultado Financiero

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

Ingresos Financieros	31/03/2011 M$	31/03/2010 M$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	140.155	163.062
Otros ingresos financieros	30.300	23.147
Total Ingresos Financieros	**170.455**	**186.209**

Costos Financieros	31/03/2011 M$	31/03/2010 M$
Gastos por préstamos bancarios	(100.512)	(120.132)
Gastos por bonos	(810.589)	(798.468)
Otros Gastos Financieros	(107.157)	(10.527)
Activación Gastos financieros	205.320	105.917
Total Costos Financieros	**(812.938)**	**(823.210)**
Resultado por unidades de reajuste	**(593.306)**	**(283.876)**
Diferencias de cambio	**(206.189)**	**(181.497)**
Positivas	62.683	3.549
Negativas	(268.872)	(185.046)
Total Costo Financiero	**(1.612.433)**	**(1.288.583)**
Total Resultado Financiero	**(1.441.978)**	**(1.102.374)**

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	
	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														
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	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
Otros Activos Financieros, Corriente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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)	3.753.162	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	-	163.163	-	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
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	156.212.642	153.692.655	-	-	-	-	-	-	-	-	(156.212.642)	(153.692.655)	-	-
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 Y PASIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		ELIMINACIONES		TOTALES	
	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
PASIVOS CORRIENTES														
Otros Pasivos Financieros, Corriente	17.949.247	17.065.251	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.949.247	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	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	-	-	169.111	358.033	-	-	1.371.756	3.033.152
Total Pasivos Corrientes distintos de las pasivos incluídos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	**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**
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**	**-**	**161.978**	**4.288.407**	**4.260.918**	**-**	**-**	**117.466.182**	**116.382.478**
PATRIMONIO														
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora	**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**	**(160.383.890)**	**(157.812.063)**	**303.880.113**	**308.138.803**
Participaciones No Controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.171.248	4.119.408	4.171.248	4.119.408
TOTAL PATRIMONIO	**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 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**

Estado de Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	SAESA 01/01/2011 al 31/03/2011 M$	SAESA 01/01/2010 al 31/03/2010 M$	LUZ OSORNO 01/01/2011 al 31/03/2011 M$	LUZ OSORNO 01/01/2010 al 31/03/2010 M$	STS 01/01/2011 al 31/03/2011 M$	STS 01/01/2010 al 31/03/2010 M$	SGA 01/01/2011 al 31/03/2011 M$	SGA 01/01/2010 al 31/03/2010 M$	EDELAYSEN 01/01/2011 al 31/03/2011 M$	EDELAYSEN 01/01/2010 al 31/03/2010 M$	ELIMINACIONES 01/01/2011 al 31/03/2011 M$	ELIMINACIONES 01/01/2010 al 31/03/2010 M$	TOTALES 01/01/2011 al 31/03/2011 M$	TOTALES 01/01/2010 al 31/03/2010 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	5.805.700	5.584.812	(2.539.607)	(3.841.112)	67.764.620	51.619.315
Otros ingresos, por Naturaleza	3.028.492	2.234.870	64.839	32.584	165.432	132.283	11.054	3.842	105.595	100.052	-	-	3.375.412	2.503.631
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)	(3.353.510)	(2.907.150)	2.539.607	3.841.112	(53.626.290)	(37.917.150)
Gastos por Beneficios a los Empleados	(1.647.805)	(1.829.918)	(60.371)	(67.557)	(168.486)	(208.910)	-	-	(344.475)	(291.062)			(2.221.137)	(2.397.447)
Gasto por Depreciación y Amortización	(1.444.825)	(1.591.569)	(114.357)	(111.173)	(555.776)	(467.949)	-	-	(455.217)	(505.164)			(2.570.175)	(2.675.855)
Otros Gastos por Naturaleza	(4.019.667)	(3.683.791)	(172.953)	(112.135)	(597.020)	(423.493)	(23.196)	(14.903)	(625.386)	(741.818)			(5.438.222)	(4.976.140)
Otras Ganancias (Pérdidas)	60.336	(7.380)	-	-	-	(634)	-	-	(1.633)	2.287	-	-	58.703	(5.727)
Ingresos Financieros	219.148	183.818	7.412	1.129	7.008	18	128.076	6.546	107.099	32.103	(298.288)	(37.405)	170.455	186.209
Costos Financieros	(1.097.309)	(868.871)	(12.757)	(3.895)	(343)	(226)	-	(278)	(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	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.544.576)	(3.069.559)	-	-
Diferencias de Cambio	1.084	2.988	(39)	(46)	(30.017)	561	(176.399)	(184.072)	(818)	(928)	-	-	(206.189)	(181.497)
Resultados por Unidades de Reajuste	(600.078)	(292.642)	817	(1.440)	391	371	175	7.775	5.389	2.060	-	-	(593.306)	(283.876)
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**	**1.241.927**	**1.287.847**	**(3.544.576)**	**(3.069.559)**	**5.900.933**	**5.048.253**
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(372.004)	(241.356)	(65.853)	(53.070)	(392.066)	(283.593)	(50.188)	(87.157)	(193.947)	(187.954)			(1.074.058)	(853.130)
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Continuadas	**4.752.814**	**4.118.046**	**327.927**	**287.562**	**1.691.087**	**1.512.880**	**551.643**	**246.301**	**1.047.980**	**1.099.893**	**(3.544.576)**	**(3.069.559)**	**4.826.875**	**4.195.123**
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuadas														
Ganancia (pérdida)	**4.752.814**	**4.118.046**	**327.927**	**287.562**	**1.691.087**	**1.512.880**	**551.643**	**246.301**	**1.047.980**	**1.099.893**	**(3.544.576)**	**(3.069.559)**	**4.826.875**	**4.195.123**

28 Hechos Posteriores

En sesión celebrada el día 06 de abril 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.

En sesión celebrada el 06 de abril de 2011, los Directorios de las filiales Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS), Compañía Eléctrica Osorno S.A. (Luz Osorno) y Sociedad Generadora Austral S.A. (SGA), acordaron citar a Junta Ordinaria de Accionistas para el día 29 de abril de 2011 y proponer a esa Junta el pago de un dividendo final de $274,3 por acción para STS y $75.997 por acción para Luz Osorno, con cargo a las utilidades del ejercicio 2010, lo que significará un pago total de M$2.743.000 y M$581.000 respectivamente por este concepto. El dividendo señalado se pagará a partir del día 30 de mayo de 2011 a los accionistas que figuren inscritos en el Registro de Accionistas al quinto día hábil anterior a la fecha de pago. Para el caso de SGA se acordó no distribuir dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de las filiales Sistema de Transmisión del Sur S.A. y Compañía Eléctrica Osorno S.A., celebrada con fecha 29 de abril de 2011, se efectuó la renovación total del Directorio, eligiendo como Directores por el período de dos años a los señores Jorge Lesser García-Huidobro, Iván Díaz-Molina, John Watt. Kevin David Kerr, Stacey Purcell, Adil Rahmathulla, Thomas Gray y Olivia Penélope Steedman.

En el período comprendido entre el 1 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 medioambientales efectuados al 31 de marzo de 2011 y 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	-
Totales			**37.381**	**3.833**

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

30 Garantías Comprometidas con Terceros

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

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

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Tipo de garantía			Fecha Liberación de Garantía			
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Valor garantía (M$)	2011 (M$)	2012 (M$)	2013 (M$)	2014 (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	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	67.197	67.197	-	-	-
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 Vialidad X Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	4.736	4.736	-	-	-
Gobierno Regional de la Araucania	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	193.116	78.141	-	114.975	-
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 X Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	770.192	287.003	483.189	-	-
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 Llanquihue	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	-	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Maullin	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				
SERVIU Osorno X REGION	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	-	50.000	-	-	-
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	1.202	1.202	-	-	-
Good Year Chile	SGA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	6.445	6.445	-	-	-
Director de Vialidad	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	3.899	3.899	-	-	-
HIDROENERSUR S.A	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	85.861	85.861	-	-	-
				Totales	**2.222.097**	**1.457.684**	**579.980**	**184.434**	**-**

31 Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de marzo de 2011 la Sociedad y sus filiales han recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar principalmente cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, respectivamente por un total de M$ 4.416.546.

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 DEL SUR S.A.	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	COMPAÑIA 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

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	15.878.768	9.397.680
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	14.117.651	52.755.747	3.672.097	4.260.918	23.899.142	4.005.296
96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	3.917.168	13.972.413	3.574.912	760.653	10.920.446	984.033
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	17.367.945	63.594	9.106.205	161.978	45.719.668	5.413.772

33 Información Adicional sobre Deuda Financiera

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

a) Prestamos bancarios

- Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			
			Vencimiento			Vencimiento				Vencimiento			Vencimiento			
			Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	Total Corriente al 31/03/2011	Uno a Tres Años M$	Tres a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente al 31/03/2011	Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	Total Corriente a 31/12/2010	Uno a Tres Años M$	Tres a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente al 31/12/2010
Chile	UF	0,90%	98.181	98.721	196.902	21.923.253	-	-	21.923.253	-	195.782	195.782	21.798.581	-	-	21.798.581
Chile	DÓLAR	1,91%	108.781	11.225.119	11.333.900	-	-	-	-	106.184	10.958.982	11.065.166	-	-	-	-
Chile	DÓLAR	2,26%	57.412	5.094.076	5.151.488	-	-	-	-	-	5.028.469	5.028.469	-	-	-	-
		Totales	264.374	16.417.916	16.682.290	21.923.253	-	-	21.923.253	106.184	16.183.233	16.289.417	21.798.581	-	-	21.798.581

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Corriente			No corriente				Corriente			No corriente			
						Vencimiento		Total corriente	Vencimiento			Total no corriente	Vencimiento		Total corriente	Vencimiento			Total no corriente
						Uno a tres meses M$	Tres a doce Meses M$	31/03/2011 M$	Uno a tres años M$	Tres a cinco años M$	Mas de cinco años M$	31/03/2011 M$	Uno a tres meses M$	Tres a doce Meses M$	31/12/2010 M$	Uno a tres años M$	Tres a cinco años M$	Mas de cinco años M$	31/12/2010 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	-	195.782	195.782	21.798.581	-	-	21.798.581
96.956.660-5	Sociedad Austral de Eléctricidad S.A.	BANCO BCI	DÓLAR	1,91%	1,91%	108.781	11.225.119	11.333.900	-	-	-	-	106.184	10.958.982	11.065.166	-	-	-	-
96.956.660-5	Sociedad Austral de Eléctricidad S.A.	BANCO BCI	DÓLAR	2,26%	2,26%	57.412	5.094.076	5.151.488	-	-	-	-	-	5.028.469	5.028.469	-	-	-	-
					Totales	264.374	16.417.916	16.682.290	21.923.253	-	-	21.923.253	106.184	16.183.233	16.289.417	21.798.581	-	-	21.798.581

b) Bonos

- Resumen de Bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			
			vencimiento			Vencimiento				vencimiento			Vencimiento			
			Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	Total Corriente al 31/03/2011	Uno a Tres Años M$	Tres a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente al 31/03/2011	Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	Total Corriente al 31/12/2010	Uno a Tres Años M$	Tres a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente al 31/12/2010
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	-	2.668.791	2.668.791	13.828.939	25.153.071	38.532.065	77.514.075
Chile	UF	2,83%	-	549.598	549.598	8.030.673	13.862.953	-	21.893.626	-	546.474	546.474	7.985.004	13.784.118	-	21.769.122
		Totales	1.342.038	1.891.636	3.233.674	21.938.703	39.160.279	38.752.440	99.851.422	-	3.215.265	3.215.265	21.813.943	38.937.189	38.532.065	99.283.197

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							31/12/2010						
								Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			
								Menos de 90 Días	Mas de 90 Días	Total corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 Días	Mas de 90 Días	Total corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
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	13.908.030	25.297.326	38.752.440	77.957.796	-	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%	-	549.598	549.598	8.030.673	13.862.953	-	21.893.626	-	546.474	546.474	7.985.004	13.784.118	-	21.769.122
							Totales	1.342.038	1.891.636	3.233.674	21.938.703	39.160.279	38.752.440	99.851.422	-	3.215.265	3.215.265	21.813.943	38.937.189	38.532.065	99.283.197

34 Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/03/2011 M$	31/12/2010 M$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes Al efectivo	Dólar	Peso chileno	10.310	12.382
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			**10.310**	**12.382**

PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/03/2011 M$	31/12/2010 M$
PASIVOS CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros, Corriente	Dólar	Peso chileno	16.222.698	15.861.248
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			**16.222.698**	**15.861.248**

35 Fusión por Incorporación de Saesa en Los Lagos II

En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 30 de marzo de 2011 (la "Junta"), se ratificaron los acuerdos adoptados por la Junta Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada con fecha 26 de marzo de 2010 (la "Junta Anterior"), con las correspondientes modificaciones que los accionistas estimaron necesarias para adecuar la fusión propuesta a las circunstancias actuales.

De esta manera, los accionistas ratificaron y aprobaron la fusión por incorporación de la Sociedad en Inversiones Los Lagos II S.A. (la "Fusión") sujeta al cumplimiento de la siguiente condición: la inscripción de Inversiones Los Lagos II S.A. ("Los Lagos II") en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros y/o en aquel otro Registro que determine la Superintendencia de Valores y Seguros.

Como consecuencia de la Fusión, Los Lagos II como entidad sobreviviente, adquirirá todos los activos y pasivos de la Sociedad conforme al balance auditado y demás estados financieros al 31 de diciembre de 2010, sucediéndola en todos sus derechos y obligaciones. Con motivo de la fusión se incorporará a Los Lagos II el total del patrimonio y accionistas de la Sociedad, la que quedará disuelta sin necesidad de liquidación. La Fusión, de ser aprobada, tendrá efecto y vigencia contable y financiera a partir del 1 de enero de 2011.

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

Los accionistas disidentes de dicho acuerdo, conforme a lo dispuesto en la Ley 18.046 y su Reglamento, tendrán plazo para ejercer su derecho a retiro a partir de la fecha de celebración de la Junta y hasta el 29 de abril de 2011 inclusive.