



**Estados Financieros Intermedios
correspondientes a los períodos terminados
al 31 de marzo de 2013 y 2012**

**EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA
S.A.**

Miles de pesos

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Estados de Situación Financiera

Al 31 de marzo de 2013 y al 31 de diciembre 2012.
(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	4	4.386.432	3.713.941
Otros Activos no Financieros Corrientes		217.100	151.955
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	5	24.179.324	22.047.214
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	6	11.046	6.558
Inventarios Corrientes	7	3.548.025	3.812.094
Activos por Impuestos Corrientes, Corriente	8	1.327.769	1.223.041
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		33.669.696	30.954.803
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		33.669.696	30.954.803
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Cuentas Comerciales por Cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	5	2.633.477	2.924.619
Inversiones Contabilizadas utilizando el Método de la Participación	30	104.944	102.728
Activos Intangibles distinto de la Plusvalía	9	4.800.814	4.807.745
Plusvalía	10	57.029.460	57.029.460
Propiedades, Planta y Equipo	11	134.146.331	133.064.409
Activos por Impuestos Diferidos	12	757.488	1.030.527
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		199.472.514	198.959.488
TOTAL ACTIVOS		233.142.210	229.914.291

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Estados de Situación Financiera

Al 31 de marzo de 2013 y al 31 de diciembre 2012.

(En miles de pesos)

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros Pasivos Financieros Corrientes	13	18.816.773	18.694.098
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	15	10.738.718	10.992.672
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	6	8.163.978	6.052.518
Otras Provisiones Corrientes	16	221.835	420.259
Pasivos por Impuestos Corrientes, Corriente	8	1.187.480	721.944
Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	16	630.427	1.591.488
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	17	8.863.765	9.340.680
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		48.622.976	47.813.659
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		48.622.976	47.813.659
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros Pasivos Financieros No Corrientes	13	15.681.861	16.314.821
Pasivos por Impuestos Diferidos	12	2.410.801	2.156.281
Otros Pasivos no Financieros No Corrientes		11.489	13.622
Provisiones No Corrientes por Beneficios a los Empleados	16	1.931.107	1.928.865
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		20.035.258	20.413.589
PATRIMONIO			
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora			
Capital Emitido	18	133.737.399	133.737.399
Ganancias acumuladas	18	18.207.991	15.434.187
Otras Reservas	18	12.538.586	12.515.457
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		164.483.976	161.687.043
Participaciones no controladoras	18		
TOTAL PATRIMONIO		164.483.976	161.687.043
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		233.142.210	229.914.291

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Estados de Resultados Integrales

Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2013 y 2012.

(En miles de pesos)

Estado de Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	Nota	01-01-2013 al 31-03-2013 M\$	01-01-2012 al 31-03-2012 M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	19	23.892.999	22.011.333
Otros ingresos	19	2.126.602	1.444.208
Materias Primas y Consumibles Utilizados	20	(14.632.911)	(15.136.022)
Gastos por Beneficios a los Empleados	21	(1.985.173)	(1.786.277)
Gasto por Depreciación y Amortización	22	(1.117.362)	(1.048.129)
Otros Gastos, por Naturaleza	23	(3.324.640)	(3.050.759)
Otras Ganancias (Pérdidas)		44.459	29.499
Ingresos Financieros	24	48.384	38.075
Costos Financieros	24	(394.173)	(299.635)
Participación en las Ganancia (Pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	30	3.314	3.917
Diferencias de Cambio	24	15.369	(13.512)
Resultados por Unidades de Reajuste	24	(8.238)	(279.040)
Ganancia Antes de Impuesto		4.668.630	1.913.658
Gasto por Impuestos, operaciones continuadas	12	(706.053)	(263.897)
Ganancia Procedente de Operaciones Continuadas		3.962.577	1.649.761
Ganancia (Pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas			
Ganancia		3.962.577	1.649.761
Ganancia (pérdida), atribuible a			
Ganancia Atribuible a los Propietarios de la Controladora		3.962.577	1.649.761
Ganancia Atribuible a Participaciones No Controladoras	18	-	-
Ganancia		3.962.577	1.649.761
Ganancia (Pérdida) por Acción Básica en Operaciones Continuadas	\$/acción	0,0005313	0,000221
Ganancia (Pérdida) por Acción Básica en Operaciones Discontinuas	\$/acción		
Ganancia (Pérdida) por Acción Básica	\$/acción		

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Estados de Resultados Integrales

Por los periodos terminados al 31 de marzo de 2013 y 2012.
(En miles de pesos)

Estado del Resultado Integral	NOTA	01-01-2013 al 31-03-2013 M\$	01-01-2012 al 31-03-2012 M\$
Ganancia (Pérdida)		3.962.577	1.649.761
Otro resultado integral			
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos	18	11.248	(70.412)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que no se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos		(2)	(8)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		11.246	(70.420)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	18	(115)	(772)
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencias de cambio por conversión		(115)	(772)
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	18	17.793	(71.800)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		17.793	(71.800)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos	18	14	-
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos		14	-
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período			
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	18	(2.250)	13.026
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		(2.250)	13.026
Impuesto a las ganancias relativos a la participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que no se reclasificará al resultado del período		-	-
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	18	(3.559)	13.283
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período		(3.559)	13.283
Impuesto a las ganancias relativos a la participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que se reclasificará al resultado del período		-	-
Otro Resultado Integral		23.129	(116.683)
Resultado Integral Total		3.985.706	1.533.078
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral Atribuible a los propietarios de la Controladora		3.985.706	1.533.078
Resultado integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		-	-
Resultado Integral Total		3.985.706	1.533.078

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto

Por los períodos terminados al 31 de marzo 2013 y 2012.

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido MS	Primas de emisión MS	Cambio en otras reservas							Otras reservas MS	Otras reservas MS	Ganancias (pérdidas) acumuladas MS	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora MS	Participaciones no controladoras MS	Patrimonio total MS
			Otras participaciones en el patrimonio MS	Superavit de Revaluación MS	Reservas por diferencias de cambio por conversiones MS	Reservas de coberturas de flujo de efectivo MS	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos MS	Reservas de ganancias o pérdidas en nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta MS	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta MS						
Saldo Inicial al 01/01/2013	133.737.399	-	-	-	(1.297)	(24.668)	(47.048)	-	12.588.470	12.515.457	15.434.187	161.687.043	-	161.687.043	
Ajustes de Períodos Anteriores															
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ajustes de Períodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Saldo Inicial Reexpresado	133.737.399	-	-	-	(1.297)	(24.668)	(47.048)	-	12.588.470	12.515.457	15.434.187	161.687.043	-	161.687.043	
Cambios en patrimonio															
Resultado Integral															
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.962.577	3.962.577	-	3.962.577	
Otro resultado integral	-	-	-	-	(115)	14.248	8.896	-	-	23.129	-	23.129	-	23.129	
Resultado integral	-	-	-	-	(115)	14.248	8.896	-	-	23.129	-	3.985.706	-	3.985.706	
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.188.773)	(1.188.773)	-	(1.188.773)	
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	(115)	14.248	8.896	-	-	23.129	2.773.804	2.796.933	-	2.796.933	
Saldo Final al 31/03/2013	133.737.399	-	-	-	(1.412)	(10.420)	(38.052)	-	12.588.470	12.538.586	18.207.991	164.483.976	-	164.483.976	

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido MS	Primas de emisión MS	Cambio en otras reservas							Otras reservas MS	Otras reservas MS	Ganancias (pérdidas) acumuladas MS	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora MS	Participaciones no controladoras MS	Patrimonio total MS
			Otras participaciones en el patrimonio MS	Superavit de Revaluación MS	Reservas por diferencias de cambio por conversiones MS	Reservas de coberturas de flujo de caja MS	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos MS	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta MS	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta MS						
Saldo Inicial al 01/01/2012	133.753.099	-	-	-	(469)	52.067	-	-	12.588.454	12.640.052	12.208.215	158.601.366	-	158.601.366	
Ajustes de Períodos Anteriores															
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ajustes de Períodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Saldo Inicial Reexpresado	133.753.099	-	-	-	(469)	52.067	-	-	12.588.454	12.640.052	12.208.215	158.601.366	-	158.601.366	
Cambios en patrimonio															
Resultado Integral															
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.649.761	1.649.761	-	1.649.761	
Otro resultado integral	-	-	-	-	(772)	(58.517)	(57.394)	-	-	(116.683)	-	(116.683)	-	(116.683)	
Resultado integral	-	-	-	-	(772)	(58.517)	(57.394)	-	-	(116.683)	-	1.533.078	-	1.533.078	
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(477.715)	(477.715)	-	(477.715)	
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	(772)	(58.517)	(57.394)	-	-	(116.683)	1.172.046	1.055.363	-	1.055.363	
Saldo Final al 31/03/2012	133.753.099	-	-	-	(1.241)	(6.450)	(57.394)	-	12.588.454	12.523.369	13.380.261	159.656.729	-	159.656.729	

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Estados de Flujo de Efectivo Directo

Por los períodos terminados al 31 de marzo 2013 y 2012.

(En miles de pesos)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01-01-2013 al 31-03-2013	01-01-2012 al 31-03-2012
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación		29.013.823	31.083.265
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		29.006.370	31.029.071
Otros cobros por actividades de operación		7.453	54.194
Clases de pagos		(24.984.622)	(22.701.714)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(22.663.771)	(20.668.584)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(1.938.185)	(1.548.415)
Otros pagos por actividades de operación		(382.666)	(484.715)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(270.215)	(245.547)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		3.758.986	8.136.004
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		(186.500)	(40.000)
Compras de propiedades, planta y equipo		(3.074.621)	(3.513.417)
Cobros a entidades relacionadas		186.500	40.000
Intereses recibidos		48.235	38.075
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(3.026.386)	(3.475.342)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Préstamos de entidades relacionadas		2.100.000	2.339.000
Pagos de préstamos		(652.155)	(641.595)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(1.205.000)	(2.205.000)
Intereses pagados		(303.763)	(328.240)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(60.918)	(835.835)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		671.682	3.824.827
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		809	(3.370)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		809	(3.370)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		672.491	3.821.457
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período		3.713.941	4.169.881
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	4	4.386.432	7.991.338

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

ÍNDICE

1.	Información General y Descripción del Negocio.....	10
2.	Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas	11
2.1.	Principios contables.....	11
2.2.	Nuevos pronunciamientos contables.....	11
2.3.	Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas	12
2.4.	Período cubierto	13
2.5.	Bases de preparación.....	13
2.6.	Combinación de negocios	13
2.7.	Moneda funcional	13
2.8.	Bases de conversión	14
2.9.	Compensación de saldos y transacciones	14
2.10.	Propiedades, planta y equipo.....	14
2.11.	Activos intangibles	15
2.11.1.	Plusvalía comprada.....	15
2.11.2.	Servidumbres	16
2.11.3.	Programas informáticos	16
2.11.4.	Gastos de investigación y desarrollo	16
2.12.	Deterioro de los activos.....	16
2.13.	Instrumentos financieros	17
2.13.1.	Activos financieros no derivados	17
2.13.2.	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.....	17
2.13.3.	Pasivos financieros no derivados	18
2.13.4.	Derivados y operaciones de cobertura	18
2.13.5.	Instrumentos de patrimonio	19
2.14.	Participación en asociadas contabilizadas por el método de la participación	19
2.15.	Inventarios	19
2.16.	Otros pasivos no financieros.....	19
2.16.1.	Ingresos diferidos	19
2.16.2.	Subvenciones estatales	20
2.16.3.	Obras en construcción para terceros	20
2.17.	Provisiones	20
2.18.	Beneficios del personal	20
2.19.	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	20
2.20.	Impuesto a las ganancias	21
2.21.	Reconocimiento de ingresos y gastos.....	21
2.22.	Ganancias por acción	21
2.23.	Dividendos	21
2.24.	Estado de flujos de efectivo	22
3.	Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	23
3.1.	Generación eléctrica.....	23
3.2.	Transmisión y subtransmisión	24
3.3.	Distribución.....	24
3.4.	Marco regulatorio	26
3.4.1.	Aspectos generales	26
3.4.2.	Ley Corta I.....	26
3.4.3.	Ley Corta II.....	27
3.4.4.	Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	28
4.	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	29
5.	Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes.....	29
6.	Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas.....	33
6.1.	Accionistas	33
6.2.	Saldo y transacciones con empresas relacionadas.....	33
6.3.	Directorio y personal clave de la gerencia.....	34
7.	Inventarios.....	36
8.	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	37
9.	Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía.....	37
10.	Plusvalía Comprada	38

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros

11.	Propiedades, Planta y Equipos	39
12.	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos.....	40
12.1.	Impuesto a la renta	40
12.2.	Impuesto diferido.....	41
13.	Otros Pasivos Financieros.....	42
14.	Política de Gestión de Riesgos	45
14.1.	Riesgo de negocio	45
14.1.1.	Riesgo Regulatorio.....	45
14.2.	Riesgo financiero	47
14.2.1	Tipo de cambio	48
14.2.2	Variación UF.....	48
14.2.3	Tasa de interés.....	48
14.2.4	Riesgo de liquidez	49
14.2.5	Riesgo de Crédito.....	49
14.2.6	Instrumentos financieros por categoría	50
14.2.7	Instrumentos derivados	51
14.2.8	Valor Justo de instrumentos financieros.....	52
15.	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	53
16.	Provisiones.....	53
16.1	Provisiones corrientes por beneficios a los empleados.....	53
16.2	Otras provisiones	54
16.3	Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados.....	55
16.4	Juicios y multas	56
16.4.1	Juicios	56
16.4.2	Multas.....	57
17.	Otros Pasivos no Financieros, Corrientes	57
18.	Patrimonio	58
18.1	Patrimonio neto de la Sociedad	58
18.1.1	Capital suscrito y pagado	58
18.1.2	Dividendos.....	58
18.1.3	Reservas por diferencias de conversión	58
18.1.4	Otras reservas.....	58
18.1.5	Ganancias (pérdidas) Acumuladas	59
18.2	Gestión de capital	60
18.3	Restricciones a la disposición de fondos	60
19.	Ingresos.....	61
20.	Consumo de Materias Primas y Consumibles Utilizados	61
21.	Gastos por Beneficios a los Empleados.....	62
22.	Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro.....	62
23.	Otros Gastos por Naturaleza.....	62
24.	Resultado Financiero	63
25.	Información por Segmento	63
26.	Hechos Posteriores	64
27.	Medio Ambiente	64
28.	Garantías Comprometidas con Terceros.....	64
29.	Cauciones Obtenidas de Terceros	65
30.	Sociedades Asociadas	65
31.	Información Adicional Sobre Deuda Financiera	65
32.	Detalle de Activos y Pasivos en Moneda Extranjera	67

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Estados Financieros

Al 31 de marzo de 2013 y 2012.

(En miles de pesos)

1. Información General y Descripción del Negocio

Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Ex- Inversiones Los Lagos III S.A), en adelante la "Sociedad" o "Frontel", se constituyó bajo el nombre Inversiones Los Lagos III Ltda. (Los Lagos III), producto de la división de Inversiones Los Lagos Limitada en cuatro sociedades, una de las cuales subsistió con el mismo nombre y tres nuevas sociedades, que se denominaron Inversiones Los Lagos II Limitada ("Los Lagos II"), Inversiones Los Lagos III Limitada ("Los Lagos III") e Inversiones Los Lagos IV Limitada ("Los Lagos IV"). A Los Lagos III se le asignaron las acciones que mantenía Inversiones Los Lagos Ltda. en Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (en adelante, "Antigua Frontel") .

El 15 de diciembre de 2009 los Socios modificaron "Los Lagos III" transformándola en sociedad anónima cerrada y con un giro más amplio de modo de poder realizar las mismas actividades que "Antigua Frontel", entre otras, Distribución de energía eléctrica.

Mediante escritura pública de fecha 31 de mayo de 2011 y de conformidad a lo acordado en la Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 30 de marzo de 2011 se produjo la fusión por absorción de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., RUT: 96.986.780-k (Antigua Frontel), en Los Lagos III, adquiriendo esta última, como continuadora todos los activos y pasivos de "Antigua Frontel", sucediéndola en todos sus derechos y obligaciones. Inversiones Los Lagos III S.A., pasó a denominarse, partir de la fecha de materialización de la fusión, Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. está inscrita en el Registro de Valores con el número 1073 y está sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros.

La Sociedad es una filial indirecta de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. Esta última es la sociedad a través de la cual el fondo canadiense Ontario Teachers' Pension Plan Board y el fondo de inversión canadiense Alberta Investment Management Corporation (AIMCo) controlan la empresas del Grupo Saesa, de las que la Sociedad forma parte.

Frontel es una empresa cuya principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país, en un área comprendida entre las provincias de Concepción, Región del Bío Bío, y Cautín, Región de la Araucanía.

2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

Los presentes estados financieros intermedios se presentan en miles de pesos y han sido preparados a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad.

Los estados financieros intermedios de la Sociedad, han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF ó IFRS por sus siglas en inglés), y aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 8 de mayo de 2013. Para estos fines, las IFRS comprenden las normas emitidas por el Consejo Internacional de Normas de Contabilidad (International Accounting Standard Board "IASB" en inglés) y las interpretaciones emitidas por el Comité Internacional de Interpretaciones sobre Informes Financieros ("IFRIC" en inglés).

2.2. Nuevos pronunciamientos contables

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

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

Enmiendas a NIIFs o Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
NIC 1, Presentación de Estados Financieros – Presentación de Componentes de Otros Resultados Integrales	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2012
NIC 19, Beneficios a los empleados (2011)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 7, Instrumentos Financieros: Revelaciones – Modificaciones a revelaciones acerca de neteo de activos y pasivos financieros.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12 – Estados Financieros Consolidados, Acuerdos Conjuntos y Revelaciones de Participaciones en Otras entidades – Guías para transición.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
CINIIF 20, Costos de desbroce en la fase de producción de una Mina de Superficie.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013

Las aplicaciones de estos pronunciamientos contables no han tenido impactos significativos para la Sociedad en los montos reportados en estos estados financieros, sin embargo, podrían afectar la contabilización de futuras transacciones o acuerdos.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva aún no vigente:

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

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 9, Instrumentos Financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2015

Enmiendas a NIIFs o Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
NIC 32, Instrumentos Financieros: Presentación – Aclaración de requerimientos para el neteo de activos y pasivos financieros.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
Entidades de Inversión – Modificaciones a NIIF 10, Estados Financieros Consolidados; NIIF 12 Revelaciones de Participaciones en Otras Entidades y NIC 27 Estados Financieros Separados	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014

La Administración estima que la futura adopción de las 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 es responsabilidad de la Administración de la Sociedad.

En la preparación de los estados financieros 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 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 a base de 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 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 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 en los que se establece el compromiso por parte de ella. La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de cambios en los supuestos actuariales, es reconocida dentro de otro resultado integral del período.

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

- **Ingresos y costos de explotación:** La Sociedad considera 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 ejercicio. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación. La Sociedad también considera 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 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 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 Intermedios comprenden lo siguiente:

- Estados de Situación Financiera Clasificados de Frontel (Ex Los Lagos III) por los períodos terminados al 31 de marzo de 2013 y al 31 de diciembre 2012, respectivamente.
- Los Estados de Resultados Integrales por los períodos terminados al 31 de marzo de 2013 y 2012.
- Estados de Cambios en el Patrimonio por los períodos terminados al 31 de marzo de 2013 y 2012.
- Estados de Flujos de Efectivo por los períodos terminados al 31 de marzo de 2013 y 2012.

2.5. Bases de preparación

Los presentes estados financieros han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, NIIF (IFRS por sus siglas en inglés), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), según los requerimientos y opciones informadas por la Superintendencia de Valores y Seguros y representan la adopción integral, explícita y sin reserva de las referidas normas internacionales.

2.6. Combinación de negocios

Para contabilizar las operaciones de la Sociedad, relacionadas con combinación de negocios, se ha utilizado el siguiente principio:

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

2.7. Moneda funcional

La moneda funcional de la Sociedad 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 incluyen en utilidades o pérdidas netas dentro de las otras partidas financieras.

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno.

2.8. Bases de conversión

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

	31.03.2013 \$	31.12.2012 \$	31.03.2012 \$
Dólar estadounidense	472,03	479,96	487,44
Unidad de Fomento	22.869,38	22.840,75	22.533,51

2.9. 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.

2.10. 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 o transmisión. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad. El monto activado por este concepto ascendió a M\$94.054 por el período terminado al 31 de marzo de 2013 y de M\$49.922 por el período terminado al 31 de marzo de 2012.
- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$180.862 por el período terminado al 31 de marzo de 2013 y de M\$157.907 por el período terminado al 31 de marzo de 2012.
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad deberá 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 revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

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

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

Los costos de ampliación o mejoramiento sustancial de estructuras, instalaciones o equipos existentes corresponde a la sustitución o el mejoramiento de partes, pero sin reemplazar la totalidad del bien, y que tiene como resultado la ampliación de la vida útil, el incremento de la capacidad, la disminución de los costos operacionales o el incremento del valor a través de los beneficios que el bien puede aportar, son incorporados como mayor costo del bien. También se incluyen en estos costos aquellas exigencias de la autoridad o compromisos tomados por la Sociedad, 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 período en que se incurrir.

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, 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	20-40
Subestaciones	20-60
Equipo de tecnología de la información :	
Computación	5
Instalaciones fijas y accesorios :	
Muebles y equipos de Oficina	10
Vehículos	7
Otros equipos y herramientas :	10

Para la explotación del sistema eléctrico de distribución, la Sociedad tiene 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.

2.11. Activos intangibles

2.11.1. 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.

2.11.2. 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.

2.11.3. 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.

2.11.4. Gastos de investigación y desarrollo

Durante los períodos presentados, la Sociedad no ha registrado gastos por este concepto, de haberlos se contabilizan con cargo a resultados en el período en que ocurren.

2.12. Deterioro de los activos

La Sociedad 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 los valores libros 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 habría determinado, si no se hubiera reconocido un deterioro anteriormente. Se reconoce un reverso como una disminución del cargo por depreciación de inmediato.

La plusvalía comprada es revisada anualmente o cuando existan indicios de deterioro. El deterioro es determinado, para la plusvalía comprada, 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 la plusvalía comprada, se reconoce una pérdida por deterioro.

Para el cálculo del valor de recuperación de los bienes de Propiedades, planta y equipo, la plusvalía y del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por la Sociedad en la mayoría de los casos.

Para estimar el valor en uso, la Sociedad prepara las proyecciones de flujos de caja futuros a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Administración de la Sociedad 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 tiene 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 tiene políticas para administrar el riesgo de deterioro, que exigen un riesgo mínimo a los instrumentos colocados y una jerarquía para aprobaciones. Hasta la fecha la Sociedad no ha detectado ni realizado deterioro por este tipo de activos.

2.13. 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.

2.13.1. Activos financieros no derivados

De acuerdo a lo definido por la Sociedad, 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. 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 por cobrar se incluyen en deudores comerciales y otras cuentas por cobrar en el balance. Los superiores a 12 meses se clasifican en derechos por cobrar no corrientes.

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

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

2.13.2. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación 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.

2.13.3. Pasivos financieros no derivados

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

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

2.13.4. 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.

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. 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 clasifica el instrumento de cobertura sólo en cualquiera de las siguientes categorías:

a.1) Coberturas de valor razonable

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

a.2) Coberturas de flujo de caja

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

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

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

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

2.13.5. 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 se registran al monto de la contraprestación recibida, netos los costos directos de emisión. Actualmente, la Sociedad sólo tiene emitidas acciones ordinarias serie A y serie B.

2.14. Participación en asociadas contabilizadas utilizando el método de la participación

La Sociedad contabiliza sus participaciones en asociadas por el método de la participación en aquellas sociedades en que tiene una influencia significativa.

La influencia significativa se ejerce principalmente por la forma en que se administran las empresas eléctricas del Grupo (Saesa, Frontel, STS, Edelayesen, Luz Osorno, SGA y Sagesa), cuyos miembros del Directorio son los mismos en cada una. Si bien Frontel no tiene más del 20% de participación en STS, Luz Osorno y SGA, los miembros de su Directorio participan en la toma de decisiones e intercambio de personal Directivo con estas asociadas. Al 31 de marzo de 2013 el valor de la participación en estas tres empresas es de M\$104.944 y al 31 de diciembre de 2012 de M\$ 102.728.

El método de la participación consiste en registrar la participación en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio neto, que representa la participación de la Sociedad en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con la Sociedad, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la Sociedad (plusvalía comprada). Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación a cero en el estado de situación financiera, a no ser que exista el compromiso por parte de la Sociedad de reponer la situación patrimonial de la sociedad asociada, en cuyo caso, se registra la provisión correspondiente.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la participación y los resultados obtenidos por las mismas, que corresponden a la Sociedad conforme a su participación, se registran en el rubro "Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de participación".

2.15. Inventarios

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

2.16. Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.16.1. 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.

2.16.2. Subvenciones estatales

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

Las subvenciones estatales relacionadas con activos, se deducen del valor libros, 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.

2.16.3. Obras en construcción para terceros

Las otras obras a terceros corresponden a obras eléctricas que construye la entidad y son 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.

2.17. 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 tendrá 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.

2.18. Beneficios del personal

Las condiciones de empleo estipulan el pago de una indemnización por años de servicio cuando un contrato de trabajo llega a su fin. Esto corresponde al pago de una proporción del sueldo base (0,9) multiplicada por cada año de servicio, siempre y cuando el trabajador tenga más de 10 años de antigüedad.

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, la que se actualiza en forma periódica. La obligación reconocida en el balance general representa el valor actual de la obligación de indemnización por años de servicio. Las pérdidas y ganancias producidas por cambios en los supuestos actuariales se registran en otro resultado integral del período.

La Sociedad utiliza 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 total de los pasivos actuariales devengados al cierre del ejercicio se presenta en el ítem Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados.

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

2.19. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

2.20. Impuesto a las ganancias

El resultado por impuesto a las ganancias del período, se determina como la suma del impuesto corriente 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 de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen.

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

Aquellas variaciones que provienen de combinaciones de negocio y que no se reconocen en la toma de control por no estar asegurada su recuperación, se imputan, dentro del período de medición reduciendo, en su caso, el valor de la plusvalía comprada que haya sido 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 indefinido y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en asociadas, 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.

2.21. Reconocimiento de ingresos y gastos

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

2.22. 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.

2.23. Dividendos

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

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

Para el cálculo de la utilidad líquida 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 formaran parte de este cálculo en la medida que no se realicen.

2.24. Estado de flujos de efectivo

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

- **Flujos de efectivo:** Entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por estos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- **Actividades de operación:** Son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de la Sociedad, 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 200MW, los actores del sector eléctrico operan coordinadamente, y dicha coordinación está a cargo de un Centro de Despacho Económico de Carga ("CDEC"), el cual tiene las siguientes funciones:

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

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

3.1. Generación eléctrica

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

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

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

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

El precio obtenido de las licitaciones de suministro al 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.

Independiente del mercado final al que abastezca un generador, las transferencias que se hacen entre generadores (excedentario a deficitario) participantes del sistema, se realizan al valor de costo marginal horario de éste. El organismo encargado de realizar estos cálculos es la dirección de Peajes del CDEC- SIC respectivo.

3.2. Transmisión y subtransmisión

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

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

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

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

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

3.3. Distribución

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

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

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

a) Clientes Regulados

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

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

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

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

b) Clientes Libres

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

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

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

Adicionalmente, las empresas distribuidoras reciben ingresos por los servicios asociados al suministro de electricidad o que se presten en mérito de la calidad del 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 para que se realicen las inversiones necesarias en los sistemas de generación y transmisión. Los principales cambios introducidos por esta ley fueron:

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

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

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

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

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

propietarios de dichas instalaciones.

- b) **Límite de potencia instalada para clientes libres:** A contar de marzo del año 2006, los clientes con potencia instalada entre 0,5 MW y 2 MW pueden elegir el régimen tarifario (libre o regulada) que les aplicará por períodos mínimos de cuatro años. Esta opción deberá comunicarse con un año de anticipación. El límite podrá ser rebajado por el Ministerio. En tanto aquellos con potencia instalada superior a 2 MW serán calificados como clientes libres.
- c) **Peajes de distribución:** 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. Este se utiliza para abastecer a clientes libres de la distribuidora o de un generador que usen instalaciones de distribución
- d) **Panel de Expertos:** Se crea un órgano permanente para la resolución de conflictos, que resolverá las discrepancias entre las empresas que forman parte del sistema eléctrico y entre éstas y la autoridad respecto de un conjunto acotado de materias y cuyos dictámenes tienen la característica de ser definitivos e inapelables.
- e) **Precio Nudo:** El precio nudo se aplicará en sistemas de más de 200 MW de capacidad instalada. El cálculo de dicho precio nudo incluirá un cargo único por el uso del Sistema de Transmisión Troncal. 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) **Peajes de subtransmisión:** Estos peajes serán indexados semestralmente en mayo y noviembre, de acuerdo con la publicación de los parámetros por parte de la CNE. Estos peajes dan cuenta del valor por el uso de las instalaciones de subtransmisión requeridas para el suministro de clientes
- g) **Servicios complementarios (SSCC):** Son todos aquellos servicios requeridos para coordinar la operación en forma confiable, segura y a mínimo costo de los sistemas eléctricos (regulación de tensión, frecuencia, aporte de reactivos, etc.). El CDEC respectivo deberá operar, administrar y valorizar la prestación de estos servicios complementarios. A fines de 2012 se publicó en el Diario Oficial el DS N°130 que aprueba el Reglamento que establece las disposiciones aplicadas a los SSCC, sin embargo, aún se está a la espera de que el CDEC prepare los procedimientos que permitan implementar dicho Reglamento.
- h) **Sistemas Medianos (SSMM):** 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") mediante un proceso tarifario realizado cada 4 años que es liderado por la CNE.

3.4.3. Ley Corta II

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

- a) **Obligación de suministro:** Las compañías de distribución eléctrica deberán disponer permanentemente del suministro de energía que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para, a lo menos, los próximos tres años.
- b) **Licitaciones para el suministro:** Las distribuidoras deberán realizar licitaciones públicas, abiertas y no discriminatorias de largo plazo para el suministro de energía de sus clientes regulados, de acuerdo a bases aprobadas por la CNE. Las licitaciones podrán hacerse en forma conjunta entre distintas compañías de distribución.
- c) **Traspaso de precios a clientes finales:** Las distribuidoras deberán traspasar a sus clientes regulados los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros, conforme a sus respectivos contratos. En caso de que el precio promedio de una concesionaria sobrepase en más de un 5% el precio promedio del

sistema, el sobreprecio será absorbido por todos los clientes regulados de aquellas empresas que se encuentren bajo el precio promedio del sistema en un 5%.

- d) **Estabilidad en precios:** Si el precio de nudo de largo plazo experimenta una variación de más de 10% entre las fijaciones, éste será ajustado y los precios promedio de cada distribuidora volverán a ser calculados. Esto se conoce como indexación extraordinaria.
- 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. El objetivo general del Ministerio de Energía es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.
- d) **Centros de Despacho Económico de Carga (“CDEC”):** Organismos integrados por la Dirección de Operación, Peajes y Administración que tiene por objeto coordinar la operación segura y económica de las instalaciones que conforman cada uno de los sistemas interconectados.

4. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

a) El detalle del rubro al 31 de marzo de 2013 y al 31 diciembre de 2012, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Efectivo en Caja	696.914	1.132.055
Saldo en Bancos	353.561	511.301
Otros instrumentos de renta fija	3.335.957	2.070.585
Totales	4.386.432	3.713.941

Los Otros Instrumentos de Renta Fija corresponden a una cartera de instrumentos tales como fondos mutuos y otros instrumentos de renta fija de plazo inferior a 3 meses, que son tomados por la Sociedad 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 saldo anterior es el siguiente:

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	4.386.268	3.713.774
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	164	167
Totales		4.386.432	3.713.941

5. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2013 y al 31 de diciembre 2012, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, bruto	31-03-2013		31-12-2012	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	18.975.869	-	16.975.780	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	7.207.433	2.633.477	7.743.681	2.924.619
Totales	26.183.302	2.633.477	24.719.461	2.924.619

Provisión de deterioro cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	31-03-2013		31-12-2012	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales	965.379	-	1.816.511	-
Otras cuentas por cobrar	1.038.599	-	855.736	-
Totales	2.003.978	-	2.672.247	-

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, neto	31-03-2013		31-12-2012	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	18.010.490	-	15.159.269	-
Otras cuentas por cobrar, neto	6.168.834	2.633.477	6.887.945	2.924.619
Totales	24.179.324	2.633.477	22.047.214	2.924.619

El detalle de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar facturados y no facturados o provisionados al 31 de marzo de 2013 y el 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Facturados	19.108.803	17.950.734
Energía y peajes	13.414.961	12.239.280
Anticipos para importaciones	156.828	40.347
Cuenta por cobrar proyectos en curso	1.338.526	674.622
Otros	4.198.488	4.996.485
No Facturados o provisionados	6.203.911	5.484.756
Peajes uso de líneas eléctricas	134.097	133.567
Energía en medidores (*)	5.947.402	5.143.137
Provisión ingresos por obras	34.897	120.537
Otros	87.515	87.515
Otros (Cuenta corriente empleados)	870.588	1.283.971
Totales, Bruto	26.183.302	24.719.461
Provisión deterioro	(2.003.978)	(2.672.247)
Totales, Neto	24.179.324	22.047.214

(*) Energía consumida y no facturada a los clientes

Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Convenios de pagos y créditos	979.515	865.510
Anticipos para importaciones y proveedores	244.342	127.861
Cuenta por cobrar proyectos en curso	1.373.424	795.159
Deudores materiales y servicios	1.180.187	2.099.463
Cuenta corriente al personal	870.588	1.283.971
Otros deudores	2.559.377	2.571.717
Totales	7.207.433	7.743.681
Provisión deterioro	(1.038.599)	(855.736)
Totales, Neto	6.168.834	6.887.945

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de marzo de 2013 es de M\$26.812.801, al 31 de diciembre de 2012 es de M\$ 24.971.833.

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

- b) La Sociedad de acuerdo con lo que establece el DFL4/2006, artículo 136 y 125, está obligada a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A marzo de 2013 la Sociedad distribuye energía eléctrica a más de 317 mil clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo Cliente	Cantidad	Participación ventas %
Residencial	294.267	49%
Comercial	12.595	15%
Industrial	2.440	20%
Otros	8.577	16%
Total	317.879	100%

Respecto de las ventas que realiza la Sociedad se distinguen dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otro relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad, entregar al cliente con una gama más amplia de productos tales como venta al detalle de productos y servicios 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 2013 y 31 de diciembre 2012 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	31-03-2013	31-12-2012
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	7.204.292	6.764.174
Con vencimiento entre tres y seis meses	180.526	195.119
Con vencimiento entre seis y doce meses	134.545	104.052
Con vencimiento mayor a doce meses	54.507	3.901
Totales	7.573.870	7.067.246

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

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	3%	33%
181 a 270	39%	66%
271 a 360	69%	66%
361 o más	100%	100%

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

- d) Al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012 la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad no tiene cartera securitizada):

Tramos de morosidad	Saldo al 31-03-13						Saldo al 31-12-12					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$
Al día	187.849	17.176.566	1.657	528.706	189.506	17.705.272	191.945	15.409.197	1.986	410.199	193.931	15.819.396
Entre 1 y 30 días	93.765	4.425.701	784	98.429	94.549	4.524.130	83.587	4.237.160	774	384.837	84.361	4.621.997
Entre 31 y 60 días	22.469	2.170.424	285	296.436	22.754	2.466.860	21.725	1.937.333	340	47.217	22.065	1.984.550
Entre 61 y 90 días	1.773	246.750	36	6.780	1.809	253.530	1.866	178.708	27	2.111	1.893	180.819
Entre 91 y 120 días	981	97.872	21	3.890	1.002	101.762	1.054	70.792	34	4.404	1.088	75.196
Entre 121 y 150 días	927	67.564	23	2.644	950	70.208	837	80.729	41	7.776	878	88.505
Entre 151 y 180 días	657	73.172	8	789	665	73.961	659	86.096	24	2.278	683	88.374
Entre 181 y 210 días	594	48.853	15	2.727	609	51.580	552	37.040	18	1.571	570	38.611
Entre 211 y 250 días	728	90.077	33	4.984	761	95.061	775	102.799	30	3.281	805	106.080
Más de 250 días	12.805	1.643.243	520	68.627	13.325	1.711.870	12.465	2.292.829	496	66.923	12.961	2.359.752
Totales	322.548	26.040.222	3.382	1.014.012	325.930	27.054.234	315.465	24.432.683	3.770	930.597	319.235	25.363.280

- e) Al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012, la cartera en cobranza judicial y protestada es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al		Saldo al	
	31-03-2013		31-12-2012	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	67	29.006	53	29.530
Documentos por cobrar en cobranza judicial	107	403.761	120	1.149.470
Totales	174	432.768	173	1.179.000

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

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 01 de enero 2012	3.010.059
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	(78.674)
Montos castigados	(259.138)
Saldo al 31 de diciembre 2012	2.672.247
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	9.329
Montos castigados	(677.598)
Saldo al 31 de marzo de 2013	2.003.978

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

g) El detalle de las provisiones y castigos durante los períodos 2013 y 2012, es el siguiente:

Provisiones y castigos	Saldo al			
	31-03-2013	M\$	31-03-2012	M\$
Provisión cartera no repactada	(15.006)		51.668	
Provisión cartera repactada	24.335		-	
Castigos del período	(677.598)		-	
Recuperos del período	-		-	
Totales	(668.269)		51.668	

6. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

6.1. Accionistas

El detalle de los accionistas más importantes de la Sociedad al 31 de marzo de 2013, es el siguiente:

Accionistas	Número de acciones		Total	Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Los Ríos Limitada	305.287.486	7.405.389.148.824	7.405.694.436.310	99,3125%
Villiger Klein, Lidia Blanca	904.922	27.146.711.522	27.147.616.444	0,3641%
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	307.869	5.544.231.314	5.544.539.183	0,0744%
Municipalidad de Nueva Imperial	117.700	3.530.868.250	3.530.985.950	0,0474%
Villagran Correa, Jorge	98.041	2.941.129.501	2.941.227.542	0,0394%
Municipalidad de Freire	93.862	2.815.774.843	2.815.868.705	0,0378%
Instituto de Normalización Previsional	70.580	2.117.322.773	2.117.393.353	0,0284%
Municipalidad de Perquenco	36.519	1.095.544.641	1.095.581.160	0,0147%
Brunner Noerr, Alejandro José	22.564	676.909.100	676.931.664	0,0091%
Guevara Pérez, Carolina	22.508	675.214.710	675.237.218	0,0091%
Pérez Vicens, Claudio Ricardo	22.498	674.912.141	674.934.639	0,0091%
Fundación Gustavo Mondion Mary	19.071	572.098.931	572.118.002	0,0077%
Otros minoritarios	204.877.584	3.267.602.289	3.472.479.873	0,0466%
Totales	511.881.204	7.456.447.468.839	7.456.959.350.043	100%

6.2. Saldo y transacciones con empresas relacionadas

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.

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 préstamos entre compañías, se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos préstamos se regulan dentro de un marco de administración consolidada de caja que recae principalmente en la relacionada Saesa, la Sociedad y la matriz Eléctricas, encargadas de definir los flujos óptimos entre relacionadas. Los créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación. Estos créditos tienen límites de monto entre compañías, según lo indicado en los contratos de bonos, que son monitoreados periódicamente y que a la fecha de cierre de los Estados Financieros se han cumplido cabalmente (ver nota 13).

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus sociedades relacionadas son las siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31-03-2013		31-12-2012	
						Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	3.082	-	2.383	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	149	-	-	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	606	-	427	-
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	6.198	-	1.027	-
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Venta de Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	1.812	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.011	-	909	-
Totales						11.046	-	6.558	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31-03-2013		31-12-2012	
						Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Mantenimiento Sistema	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	4.506	-	4.551	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Compra de Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	7.961	-	8.420	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.784	-	1.634	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	3.971	-	2.967	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	4.446	-	4.446	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	5.106.092	-	4.181.076	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	21	-	11	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Servicio Costo Personal	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	313.447	-	237.882	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Compra de Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	15.975	-	68.039	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	30.211	-	27.011	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Compra de Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	155	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Arriendo grupos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	133.821	-	156.118	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.855	-	2.837	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	1.900	-	1.016	-
76.067.075-8	Inversiones Los Rios Ltda.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.536.918	-	1.356.317	-
76.024.762-6	Condor Holding SpA.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	70	-	38	-
Totales						8.163.978	-	6.052.518	-

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

RUT	Sociedad	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31-03-2013 M\$	31-03-2012 M\$
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Matriz Común	Compra/Venta de energía	(80.440)	(262.965)
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	1.153	23
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Matriz Común	Compra/Venta de energía	5.658	2.417
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Matriz Común	Mantenimiento Sistema	(11.361)	-
96.701.470-2	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Matriz Común	Mantenimiento Sistema	-	(11.769)
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Matriz Común	Compra/Venta energía	-	(77.360)
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Matriz Común	Peajes	(27)	(9.661)
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Matriz Común	Servicio Costo Personal	(313.447)	(222.628)
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Matriz Común	Compra/Venta de energía	-	13.584
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	-	(177)
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	(71.611)	(76.684)

6.3. Directorio y personal clave de la gerencia

La Sociedad es administrada por un Directorio compuesto por ocho miembros, los que permanecen por un período de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. El año 2012 correspondió la renovación del Directorio, eligiéndose con fecha 26 de abril en Junta Ordinaria de Accionistas a los señores: Iván Díaz- Molina, Robert Mah, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Jorge Lesser Garcia-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Olivia Penelope Steedman y Juzar Pirbhai.

Al 31 de marzo de 2013 el Directorio está compuesto por los señores Iván Díaz- Molina, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Olivia Penelope Steedman, Juzar Pirbhai y Waldo Fortín.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones al Directorio

Al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012 no hay saldos pendientes por pagar entre la Sociedad y los Directores.

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

b) Remuneración del Directorio

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

El beneficio corresponde al pago de UF 83 a cada Director de la Sociedad, para el período abril 2012 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2013.

Los Directores señores, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Olivia Penelope Steedman, Juzar Pirbhai y Waldo Fortín renunciaron a la remuneración que les correspondería por el período 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 2013 y al 31 de diciembre 2012 son las siguientes:

Director	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Jorge Lesser García-Huidobro	5.684	22.499
Iván Díaz- Molina	5.684	22.499
Totales	11.368	44.812

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

La Sociedad cuenta actualmente con un ejecutivo como empleado directo. La remuneración de este ejecutivo con cargo a resultados asciende a M\$14.090 al 31 de marzo de 2013 y M\$13.883 al 31 de marzo de 2012.

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. Se paga un anticipo de 25% de una remuneración bruta durante el tercer trimestre de cada año y el saldo es cancelado en el primer trimestre del año siguiente.

7. Inventarios

El detalle de este rubro es el siguiente:

Al 31 de marzo de 2013:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	3.098.871	3.019.080	79.791
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	539.875	528.945	10.930
Totales	3.638.746	3.548.025	90.721

Al 31 de diciembre de 2012:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	3.195.436	3.134.264	61.172
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	685.985	677.830	8.155
Totales	3.881.421	3.812.094	69.327

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

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un cargo de M\$22.365 para el período 2013 y un cargo de M\$17.429 para el período 2012

Movimiento Provisión	31-03-2013 M\$	31-03-2012 M\$
Provisión Ejercicio	22.365	17.429
Aplicaciones a provisión	(971)	-
Totales	21.394	17.429

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

El detalle de los inventarios utilizados y reconocidos como gasto es el siguiente:

Movimiento Provisión	31-03-2013 M\$	31-03-2012 M\$
Materias primas y consumibles utilizados	626.445	697.034
Otros gastos por naturaleza (*)	129.230	149.517
Totales	755.675	846.551

(*) Materiales utilizados para el mantenimiento del Sistema eléctrico

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de marzo de 2013 ascienden a M\$1.250.651 (M\$877.127 en 2012) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de marzo de 2013 ascienden a M\$138.090 (M\$174.796 en 2012).

8. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre 2012, es el siguiente:

	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Impuesto renta por recuperar	1.327.769	1.223.041
Totales	1.327.769	1.223.041

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre 2012, es el siguiente:

	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Iva Débito fiscal	1.098.317	704.988
Otros	89.163	16.956
Totales	1.187.480	721.944

9. Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de marzo 2013 y al 31 diciembre de 2012 es el siguiente:

Activos Intangibles Neto	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Activos Intangibles Identificables Neto	4.800.814	4.807.745
Servidumbres	4.738.235	4.738.235
Software	62.579	69.510

Activos Intangibles Bruto	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Activos Intangibles Identificables Bruto	4.866.747	4.866.747
Servidumbres	4.738.235	4.738.235
Software	128.512	128.512

Amortización Activos Intangibles	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Activos Intangibles Identificables	(65.933)	(59.002)
Servidumbres	-	-
Software	(65.933)	(59.002)

El detalle y movimientos del activo intangible al 31 de marzo de 2013 y al 31 diciembre 2012 son los siguientes:

Movimiento año 2013		Servidumbre	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Activos Intangibles, Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013		4.738.235	69.510	4.807.745
Movimientos	Adiciones	-	-	-
	Retiros	-	-	-
	Gastos por amortización	-	(6.931)	(6.931)
	Total movimientos	-	(6.931)	(6.931)
Saldo final al 31 de Marzo de 2013		4.738.235	62.579	4.800.814

Movimiento año 2012		Servidumbre	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Activos Intangibles, Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2012		4.738.235	99.160	4.837.395
Movimientos	Adiciones	-	-	-
	Retiros	-	-	-
	Gastos por amortización	-	(29.650)	(29.650)
	Total movimientos	-	(29.650)	(29.650)
Saldo final al 31 de Diciembre de 2012		4.738.235	69.510	4.807.745

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

Los softwares o programas informáticos y licencias se amortizan en forma lineal entre 4 y 6 años. La amortización de estos bienes se presenta en el rubro "Gastos por Depreciación y Amortización" del Estado de Resultado integral.

10. Plusvalía Comprada

El detalle de la plusvalía comprada al 31 de marzo de 2013 y al 31 de diciembre 2012 es el siguiente:

Rut	Empresa	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$
91.715.000-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	23.990.168	23.990.168
96.986.780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	33.039.292	33.039.292
Totales		57.029.460	57.029.460

La plusvalía comprada relacionada con Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Rut 91.715.000-1, corresponde al exceso pagado originado en la compra de las acciones de esa sociedad, 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.

La plusvalía comprada reconocida por la sociedad Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Antigua Frontel, RUT 96.986.780-k, corresponde al valor pagado en exceso respecto del valor justo de los activos adquiridos a través de Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., en julio de 2008. A través de una reestructuración societaria se generó un efecto cascada de la plusvalía comprada mencionada en el párrafo anterior, la que quedó finalmente incorporada en la Sociedad.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Administración de la Sociedad, 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.

11. Propiedades, Planta y Equipos

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de marzo de 2013 y al 31 diciembre 2012:

Clases de Propiedades,Planta y Equipo,Neto	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Propiedades, Planta y Equipo	134.146.331	133.064.409
Construcción en Curso	21.495.983	20.414.787
Terrenos	1.530.662	1.530.662
Edificios	1.413.911	1.422.602
Planta y Equipo	107.504.452	107.459.316
Equipamiento de Tecnologías de la Información	190.529	206.581
Instalaciones Fijas y Accesorios	81.338	85.080
Vehículos de Motor	679.462	721.154
Otras Propiedades, Planta y Equipo	1.249.994	1.224.227

Clases de Propiedades,Planta y Equipo,Bruto	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	166.840.407	164.959.099
Construcción en Curso	21.495.983	20.414.787
Terrenos	1.530.662	1.530.662
Edificios	2.190.151	2.190.151
Planta y Equipo	137.894.748	136.835.819
Equipamiento de Tecnologías de la Información	399.132	406.560
Instalaciones Fijas y Accesorios	285.101	285.101
Vehículos de Motor	1.271.133	1.274.953
Otras Propiedades, Planta y Equipo	1.773.497	2.021.066

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor,Propiedades, Planta y Equipo	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades,Planta yEquipo	(32.694.076)	(31.894.690)
Edificios	(776.240)	(767.549)
Planta y Equipo	(30.390.296)	(29.376.503)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(208.603)	(199.979)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(203.763)	(200.021)
Vehículos de Motor	(591.671)	(553.799)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(523.503)	(796.839)

El movimiento del rubro propiedades, plantas y equipos durante los períodos 2013 y 2012, es el siguiente:

Movimiento año 2013	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios,Neto	Propiedades,Planta y Equipo,Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información,Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios,Neto	Vehículos de Motor,Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo,Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	20.414.787	1.530.662	1.422.602	107.459.316	206.581	85.080	721.154	1.224.227
Adiciones	1.081.196	-	-	1.370.991	-	-	-	54.521
Retiros	-	-	-	(310.479)	(57)	-	(3.592)	(227)
Gastos por depreciación	-	-	(8.691)	(1.015.376)	(15.995)	(3.742)	(38.100)	(28.527)
Total movimientos	1.081.196	-	(8.691)	45.136	(16.052)	(3.742)	(41.692)	25.767
Saldo final al 31 de marzo de 2013	21.495.983	1.530.662	1.413.911	107.504.452	190.529	81.338	679.462	1.249.994

Movimiento año 2012	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2012	10.934.895	1.530.662	1.506.490	108.240.811	282.280	111.873	750.415	1.169.347
Adiciones	9.479.892	-	-	3.420.034	5.373	-	180.351	231.861
Retiros	-	-	(48.465)	(118.767)	(6.494)	(836)	(57.302)	-
Gastos por depreciación	-	-	(35.423)	(4.041.392)	(74.578)	(25.957)	(152.310)	(176.981)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	-	(41.370)	-	-	-	-
Total movimientos	9.479.892	-	(83.888)	(781.495)	(75.699)	(26.793)	(29.261)	54.880
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	20.414.787	1.530.662	1.422.602	107.459.316	206.581	85.080	721.154	1.224.227

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

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo

- La depreciación de los Bienes de propiedades, planta y equipo se presenta en la cuenta "Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación".
- La Sociedad cuenta con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (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.
- Los activos en construcción, según se explica en nota 2.10, incluyen activación de costos financieros por M\$94.054 por el período terminado al 31 de marzo 2013 y de M\$49.922 por el período terminado al 31 de marzo de 2012 y los costos de personal relacionados directamente con obras en curso por M\$180.862 al período terminado al 31 de marzo de 2013 y de M\$157.907 al período terminado al 31 de marzo de 2012.
- El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012 no es significativo. La Sociedad no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.

12. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

12.1. Impuesto a la renta

- El gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados correspondiente a los períodos 31 de marzo 2013 y el 31 marzo 2012, es el siguiente:

(Ingreso) Gasto por Impuesto a las Ganancias	31-03-2013 M\$	31-03-2012 M\$
Gasto por impuesto a las ganancias	183.985	225.417
Otro gasto por impuesto corriente	317	339
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	184.302	225.756
Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	521.751	38.141
Otro gasto por impuesto diferido	-	-
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	521.751	38.141
(Ingreso) Gasto por impuesto a las ganancias	706.053	263.897

- b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a la Ganancia (pérdida) antes de impuestos al 31 de marzo de 2013 y al 31 de marzo 2012 es la siguiente:

CONCILIACION DEL GASTO UTILIZANDO LA TASA EFECTIVA	31-03-2013 M\$	31-03-2012 M\$
Ganancia Antes de Impuestos	4.668.630	1.913.658
(Gasto) Ingreso por Impuestos a las ganancias Utilizando la Tasa Legal (20%)	(933.726)	(354.027)
Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles	26.861	41.242
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	144.879	(8.706)
Efecto Impositivo de la Utilización de Pérdidas Fiscales No Reconocidas Anteriormente	(3.558)	(13.026)
Efecto Impositivo de Beneficio Fiscal No Reconocido Anteriormente en el EE. RR.	-	-
Efecto Impositivo de Impuesto provisto en Exceso en Periodos Anteriores	-	-
Corrección monetaria tributaria de las Inversiones	(83)	(427)
Corrección monetaria tributaria del Patrimonio	59.891	192.846
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	(317)	(121.799)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	-	-
Ajuste Empresas Fusionadas	-	-
Ajuste de tasas por recuperación de Pérdida Tributarias	-	-
Total ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal	227.673	90.130
(Gasto) Ingreso por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	(706.053)	(263.897)
Tasa Impositiva Efectiva	15,12%	13,79%

Con fecha 27 de septiembre de 2012, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 20.630 que aprueba la "Reforma Tributaria", cuyo objetivo principal es recaudar fondos para financiar la reforma a la educación. Entre otros aspectos, aumentó la tasa de impuesto de primera categoría de un 17% a un 20% definitivamente, lo que rige a contar del año comercial 2012.

12.2. Impuesto diferido

- a) El detalle de saldos de los impuestos diferidos registrados al 31 de marzo de 2013 y al 31 de diciembre 2012 es el siguiente:

Diferencia temporal	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Impuestos diferidos relativos a Activo Fijo	-	-	2.410.702	2.156.175
Impuestos diferidos relativos a Indemnización años de servicio	37.614	42.365	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión cuentas incobrables	400.796	534.449	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión de vacaciones	51.588	82.826	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión obsolescencia	18.144	13.865	-	-
Impuestos diferidos relativos a Ingresos anticipados	89.634	92.826	-	-
Impuestos diferidos relativos a Gastos Anticipados	113.196	117.120	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión Beneficios Personal	42.104	139.120	-	-
Impuestos diferidos Otras Provisiones	1.505	1.490	99	106
Impuestos diferidos relativos a Derivados	2.907	6.466	-	-
Total Impuestos Diferidos	757.488	1.030.527	2.410.801	2.156.281

- b) El movimiento de los rubros de Impuestos Diferidos de los estados de situación financiera en los periodos al 31 marzo 2013 y 31 de diciembre 2012, es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2013	1.030.527	2.156.281
Incremento (decremento)	(273.039)	254.520
Saldo al 31 de marzo de 2013	757.488	2.410.801

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2012	971.337	1.478.352
Incremento (decremento)	59.190	677.929
Saldo al 31 de diciembre de 2012	1.030.527	2.156.281

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 considera que las proyecciones de utilidades futuras cubren lo necesario para recuperar esos activos.

13. Otros Pasivos Financieros

a) El detalle corriente y no corriente de este rubro de corto y largo plazo al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre 2012, es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	31-03-2013		31-12-2012	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Préstamos bancarios	16.909.355	-	16.999.237	-
Derivado (*)	546.410	-	200.435	-
Bonos	1.361.008	15.681.861	1.494.426	16.314.821
Totales	18.816.773	15.681.861	18.694.098	16.314.821

(*) Ver nota 14.2.7

b) El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre 2012, es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No corriente			
					Vencimiento				Total corriente al 31-03-2013 M\$	Vencimiento			Total no corriente al 31-03-2013 M\$
					Indeterminado M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$		1 a 3 años M\$	3 a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	
Chile	USD	Cuatrimstral	0,96%	SIN	-	-	5.966.618	-	5.966.618	-	-	-	-
Chile	USD	Cuatrimstral	0,94%	SIN	-	-	5.871.112	-	5.871.112	-	-	-	-
Chile	Pesos	Cuatrimstral	6,5%	SIN	-	-	5.071.625	-	5.071.625	-	-	-	-
Totales					-	-	16.909.355	-	16.909.355	-	-	-	-

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No corriente			
					Vencimiento				Total corriente al 31-12-2012 M\$	Vencimiento			Total no corriente al 31-12-2012 M\$
					Indeterminado M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$		1 a 3 años M\$	3 a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	
Chile	USD	Cuatrimstral	0,96%	SIN	-	-	6.052.288	-	6.052.288	-	-	-	-
Chile	USD	Cuatrimstral	0,94%	SIN	-	-	5.955.811	-	5.955.811	-	-	-	-
Chile	Pesos	Cuatrimstral	6,5%	SIN	-	-	4.991.138	-	4.991.138	-	-	-	-
Totales					-	-	16.999.237	-	16.999.237	-	-	-	-

c) El desglose por banco de los Préstamos Bancarios al 31 de marzo de 2013 y al 31 diciembre 2012, es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de marzo 2013						
						Corriente			No Corriente			
						Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.	BANCO ESTADO	97.030.000-7	USD	0,96%	CUATRIMESTRAL	5.966.618	-	5.966.618	-	-	-	-
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.	BANCO ESTADO	97.030.000-7	USD	0,94%	CUATRIMESTRAL	5.871.112	-	5.871.112	-	-	-	-
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.	SCOTIABANK	97.018.000-1	PESOS	6,5%	CUATRIMESTRAL	5.071.625	-	5.071.625	-	-	-	-
Totales						16.909.355	-	16.909.355	-	-	-	-

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de diciembre 2012						
						Corriente			No Corriente			
						Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.	BANCO ESTADO	97.030.000-7	USD	0,96%	CUATRIMESTRAL	6.052.288	-	6.052.288	-	-	-	-
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.	BANCO ESTADO	97.030.000-7	USD	0,94%	CUATRIMESTRAL	5.955.811	-	5.955.811	-	-	-	-
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.	SCOTIABANK	97.018.000-1	PESOS	6,5%	CUATRIMESTRAL	4.991.138	-	4.991.138	-	-	-	-
Totales						16.999.237	-	16.999.237	-	-	-	-

d) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de marzo de 2013 y al 31 de diciembre 2012, es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente			
					Vencimiento				Total Corriente	Vencimiento			Total no Corriente
					Indeterminada	Hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	al 31-03-2013	1 a 3 años	3 a 5 años	Mas de 5 años	al 31-03-2013
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
Chile	UF	Semestral	3,0%	SIN	-	-	-	1.361.008	1.361.008	3.920.465	2.613.643	9.147.753	15.681.861
Totales					-	-	-	1.361.008	1.361.008	3.920.465	2.613.643	9.147.753	15.681.861

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente			
					Vencimiento				Total Corriente	Vencimiento			Total no Corriente
					Indeterminada	Hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	al 31-12-2012	1 a 3 años	3 a 5 años	Mas de 5 años	al 31-12-2012
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
Chile	UF	Semestral	3,0%	SIN	-	-	-	1.494.426	1.494.426	3.915.557	2.610.371	9.788.893	16.314.821
Totales					-	-	-	1.494.426	1.494.426	3.915.557	2.610.371	9.788.893	16.314.821

e) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de marzo de 2013 y al 31 de diciembre 2012, es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de marzo 2013						
					Corriente			No Corriente			
					Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	más de 5 años	Total No Corriente
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.	BONO SERIE A/ N°416	UF	3,0%	SIN	-	1.361.008	1.361.008	3.920.465	2.613.643	9.147.753	15.681.861
Totales					-	1.361.008	1.361.008	3.920.465	2.613.643	9.147.753	15.681.861

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2012						
					Corriente			No Corriente			
					Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	más de 5 años	Total No Corriente
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.	BONO SERIE A/ N°416	UF	3,0%	SIN	-	1.494.426	1.494.426	3.915.557	2.610.371	9.788.893	16.314.821
Totales					-	1.494.426	1.494.426	3.915.557	2.610.371	9.788.893	16.314.821

f) Colocación de Bonos y covenants

A continuación se describen las principales restricciones a que se ha obligado la Sociedad con motivo de la emisión de Bonos o la contratación de créditos:

Bono Serie A

Consta del contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. y Banco BICE, como Representante de los Tenedores de Bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 20 de abril de 2005, modificada por Escrituras Públicas otorgadas en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 27 de mayo de 2005, 10 de junio de 2005, 13 de junio de 2005, 22 de junio de 2005, 5 de julio de 2005, 9 de octubre de 2008, y 27 de octubre de 2010. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie A fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 416.

Con fecha 15 de julio de 2005, la Sociedad colocó un total de 2.000 bonos de la serie A, por un monto total de UF 1.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Razón de endeudamiento máximo: 1,25. Se entenderá como "Endeudamiento" la razón entre Pasivo Exigible sobre Patrimonio. Asimismo, se entenderá por "Pasivo Exigible" la suma de la partidas Total Pasivos Corrientes más Total Pasivos No Corrientes más boletas de garantía exceptuando las boletas del Fondo Nacional de Desarrollo Regional que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor menos los "Activos de Cobertura", que corresponde a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Activos Financieros que se encuentran en la Notas de los Estados

Financieros del Emisor. Para estos efectos Patrimonio será equivalente a la cuenta Total Patrimonio de los Estados Financieros del Emisor.

- Los préstamos en dinero están restringidos a personas relacionadas y de acuerdo con montos máximos determinados. Además, sin restricción se pueden otorgar a clientes o entidades públicas (municipalidades u otras) en el giro ordinario de sus negocios.
- Mantener una relación de Deuda Financiera Neta a EBITDA menor a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros del Emisor.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Instrumentos Derivados incluidos en la partida Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros del Emisor, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros del Emisor. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo.

Al 31 de marzo de 2013 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

Con fecha 17 de diciembre de 2009, la Sociedad en conjunto con la relacionada Saesa celebró un contrato de línea de capital de trabajo con los bancos Corpbanca y BCI. Del contrato vigente se impusieron las siguientes condiciones:

- Razón de endeudamiento máximo: 1,25. Se entenderá como “Endeudamiento” la razón entre Pasivo Exigible sobre Patrimonio. Asimismo, se entenderá por “Pasivo Exigible” la suma de la partidas Total Pasivos Corrientes más Total Pasivos No Corrientes más boletas de garantía exceptuando las boletas del Fondo Nacional de Desarrollo Regional que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Activos Financieros que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor. Para estos efectos Patrimonio será equivalente a la cuenta Total Patrimonio de los Estados Financieros de la Sociedad.
- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad y sus filiales disminuya de 1000 GWh por año. En la actualidad la Sociedad cumple con la presente restricción.

Al 31 de marzo de 2013, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

14. 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 expuesta Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. son los siguientes:

14.1. 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. 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 existe riesgo financiero, relacionado con el financiamiento de las inversiones, los plazos de recuperación de éstas, así como el costo de fondos.

14.1.1. 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 "Ley Corta I" y "Ley Corta II", respectivamente.

En marzo de 2012, se publica la Ley N°20.571 conocida como la "Ley Net Metering" que fomenta la generación distribuida residencial, lo cual no tiene mayores implicancias en el negocio de la distribución.

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, en el Congreso se tramitan proyectos de ley conocidos como “Ley de Concesiones” el cual modifica una serie de procesos administrativos de forma de hacer más expedito la obtención de éstas y la “Ley de Carretera Eléctrica”, que establece zonas de interés nacional para el desarrollo de líneas de transmisión para la evacuación de centrales eléctricas entre otros y la “Ley 20-20”, que propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes de ERNC, y la obligación de generar mediante estas fuentes en un porcentaje que se encuentre dentro del rango de 15% a 20% al año 2025.

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

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. El 2 de abril de 2013 se publicó el nuevo Decreto de fórmulas de tarifas que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016. La Sociedad no tendrá cambios que impliquen una disminución de sus tarifas por estos decretos. Más aún se produce un aumento sobre los ingresos de actividades ordinarias anuales de 5,0% (\$ 4.400 millones al año).

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

En cuanto a los Servicios Asociados (SSAA), viene al caso mencionar que a fines del 2011 y producto de una investigación realizada por la Fiscalía Nacional Económica, ante una presentación no contenciosa del 2008, ha solicitado a la H. Comisión Resolutiva calificar un nuevo conjunto de servicios como parte de los SSAA, precisiones y mayores exigencias para la prestación de servicios asociados no tarifados y proponer al Ejecutivo modificaciones legales en el caso de prestarse SSAA que utilicen infraestructura concebida para el servicio de suministro de electricidad. La Sociedad está monitoreando lo anteriormente comentado, de modo de anticipar cambios en los actuales procesos o en las formas de tarificación en la industria.

Respecto de la fijación de tarifa de la Servicios Asociados (SSAA), que se realiza cada cuatro años, este proceso aún está en curso y para mediados de año se esperan los dictámenes del Panel de Expertos, luego de que en marzo 2013 se presentaran las discrepancias de las distribuidoras al informe Técnico de la CNE. Estas resoluciones serán posteriormente incluidas por la CNE para la determinación de los precios que posteriormente deban publicarse en el diario oficial mediante un nuevo decreto de SSAA que rija por los próximos cuatro años. Se espera que para fines de 2013 se publique el mencionado decreto.

c) 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 quedó respaldado con contratos, 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.

Sin embargo, en virtud del complejo escenario financiero de la empresa Campanario S.A. y su eventual incumplimiento del contrato de suministro que representaba aproximadamente el 20% de los consumos de los clientes regulados de la Sociedad, la SEC emitió su Resolución Exenta N° 2228, de fecha 26 de agosto de 2011, en la que se dispuso que el suministro para clientes regulados no entregado por Campanario, debía ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por la Dirección de

Peajes del CDEC – SIC a prorrata de su energía firme, a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos por Campanario.

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

Paralelamente, a fines del 2011 se inició el proceso de elaboración de unas nuevas bases de licitación para los montos comprometidos por Campanario y cuyo suministro se realizará mediante la aplicación de la RE2288. A fines de 2011 dichas bases fueron enviadas a la CNE para su respectiva revisión y aprobación, de manera previa a su ejecución. Posteriormente, durante el primer trimestre de 2012, la Sociedad y la relacionada Saesa conjuntamente con su filial Luz Osorno, llamaron a licitación pública para satisfacer los consumos de energía y potencia que abastecía originalmente la Generadora Campanario S.A., en quiebra. Las sociedades indicadas, adjudicaron a Endesa el bloque de suministro licitado, para el período mayo 2012 – diciembre 2014.

Por otro lado, a la luz de los futuros requerimientos de nuevos suministros regulados, la misma quiebra de Campanario, los crecimientos reales versus los proyectados, el término de los primeros contratos de suministro licitados, la CNE ha impulsado un par de procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC, con el objeto de atender los requerimientos del período 2013-2019 y 2019-2032, denominadas “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/01” y “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/02”, respectivamente.

Se espera que el primer proceso se inicie durante el primer semestre del 2013 y se adjudique dentro del mismo año, mientras que para el segundo proceso se espera se inicie durante el segundo semestre del 2013 y se adjudique durante el 2014.

d) 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.

Durante el año 2012 se pusieron en operación comercial las centrales Bocamina II y Santa María que en conjunto aportan al sistema alrededor de 750 MW, en tanto que a principios del 2013 inició su operación la central Campiche de 270 MW.

14.2. Riesgo financiero

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

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

14.2.1 Tipo de cambio

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

Al 31 de marzo de 2013, la Sociedad tiene la siguiente deuda en USD a tasa fija Libo:

<i>Fecha suscripción</i>	<i>Monto USD MUSD</i>	<i>Monto CLP M\$</i>
29-10-2012	12.589	5.942.262
15-11-2012	12.394	5.850.403

Con el objeto de dar cumplimiento a la política establecida, la Sociedad contrató un Cross Currency Swap (ver nota 14.2.7) para proteger su exposición de moneda (USD a \$).

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 es menor.

14.2.2 Variación UF

De los ingresos de la Sociedad, más de un 80% 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 IPP (Índice de Precios al Productor). Es decir, la mayor parte del flujo de Efectivo neto que la Sociedad genera corresponde a pesos indexados.

Es por esto que la Sociedad mantiene deudas en UF, y no administra el riesgo de esa variación en su balance.

El 49% de la deuda financiera está estructurada a largo plazo mediante bonos, y se encuentra denominada en UF.

La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corriente y no corrientes) suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir, para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes) la variación positiva de medio punto porcentual en base anual de la UF por el período de cierre de estos estados financieros, con respecto de la variación real de la UF. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se produce un aumento en los pasivos de la sociedad de M\$9.644 al período enero-marzo 2013.

14.2.3 Tasa de interés

En la actualidad el 100% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija, por lo que no es necesario realizar análisis de sensibilidad de la tasa variable.

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

	31/03/2013	31/03/2012
Tasa Interés Protegida	0%	39%
Tasa Interés Fija	100%	61%

14.2.4 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.

Actualmente, el 51% de la deuda financiera se encuentra estructurada a corto plazo, mediante créditos bancarios.

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

Frontel en la actualidad cuentan con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.750.000 junto a la relacionada Saesa, 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.

14.2.5 Riesgo de Crédito

La Sociedad tiene 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 entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como venta al detalle de productos y servicios y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

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

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

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

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	3%	33%
181 a 270	39%	66%
271 a 360	69%	66%
361 o más	100%	100%

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

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

Activos de carácter financiero:

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

14.2.6 Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

Al 31 de marzo de 2013	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	-	26.812.801	-	-	26.812.801
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	-	11.046	-	-	11.046
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	-	1.050.475	3.335.957	-	4.386.432
Totales	-	27.874.322	3.335.957	-	31.210.279

Al 31 de diciembre de 2012	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	-	24.971.833	-	-	24.971.833
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	-	6.558	-	-	6.558
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	-	1.643.356	2.070.585	-	3.713.941
Totales	-	26.621.747	2.070.585	-	28.692.332

b) Pasivos Financieros

Al 31 de marzo de 2013	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados de cobertura	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Otros Pasivos Financieros Corrientes (préstamos que devengan intereses)	-	33.952.224	-	-	33.952.224
Otros Pasivos Financieros Corrientes (derivado)	-	-	546.410	-	546.410
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	10.738.718	-	-	10.738.718
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	-	8.163.978	-	-	8.163.978
Totales	-	52.854.920	546.410	-	53.401.330

Al 31 de diciembre de 2012	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados de cobertura	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Otros Pasivos Financieros Corrientes (préstamos que devengan intereses)	-	34.808.484	-	-	34.808.484
Otros Pasivos Financieros Corrientes (derivado)	-	-	200.435	-	200.435
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	10.992.672	-	-	10.992.672
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	-	6.052.518	-	-	6.052.518
Totales	-	51.853.674	200.435	-	52.054.109

14.2.7 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, producto de obligaciones existentes en monedas distintas al peso. Los derivados de tasas de interés son utilizados para fijar o limitar la tasa de interés variable de obligaciones financieras. Estos instrumentos corresponden a Cross Currency Swaps.

La Sociedad ha tomado créditos en USD mencionados en la nota 14.2.1, con una cobertura de Cross Currency Swap a pesos a tasa fija.

Las condiciones principales (monto y plazo) de los instrumentos de cobertura y de la transacción cubierta son las mismas, y al momento del cierre de la cobertura quedan compensadas.

EL detalle de los instrumentos al 31 de marzo de 2013 es el siguiente:

Instrumento	Fecha inicio	Fecha vencimiento	USD		CLP	
			Compañía recibe		Compañía paga	
			Nocional MUSD	Tasa interés	Nocional M\$	Tasa interés
Cross Currency Swap	29-10-2012	26-06-2013	12.589	USD + 0,9644%	6.058.960	CLP + 6,43%
Cross Currency Swap	15-11-2012	03-06-2013	12.394	USD + 0,937%	6.000.000	CLP + 6,40%

Al 31 de marzo de 2013, la Sociedad clasifica sus coberturas como "Cobertura de Flujos de Caja".

El detalle de la cartera es el siguiente:

Instrumento de cobertura	31.03.2013	31.12.2012	Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de Cobertura
	M\$	M\$			
Cross Currency Swaps (*)	(546.410)	(200.435)	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja

(*) Presentado en la cuenta Otros Pasivos Financieros Corrientes

14.2.8 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 31.03.2013	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	696.914	696.914
Saldo en Bancos	353.561	353.561
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	24.179.324	24.179.324

Pasivos Financieros - al 31.03.2013	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Deuda Bancaria	16.909.355	16.935.151
Bonos	17.042.869	16.175.069
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	10.738.718	10.738.718

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:

- 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.
- 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.
- El Valor Justo de la Deuda Bancaria 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.

15. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2013 y al 31 de diciembre 2012, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes	
	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Proveedores por compra de energía	7.275.796	6.097.242
Cuentas por pagar bienes y servicios	2.045.907	3.211.128
Dividendos por pagar	23.337	16.091
Cuentas por pagar instituciones fiscales	123.120	100.145
Otras cuentas por pagar	1.270.558	1.568.066
Totales acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	10.738.718	10.992.672

16. Provisiones

16.1 Provisiones corrientes por beneficios a los empleados

a) El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2013 y al 31 de diciembre 2012, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corriente		No corriente	
	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	257.939	414.131	-	-
Provisión por beneficios anuales	372.488	1.177.357	-	-
Totales	630.427	1.591.488	-	-

b) El movimiento de las provisiones al 31 de marzo de 2013 y al 31 de diciembre 2012, es el siguiente:

Provisiones	Por beneficios a los empleados
Saldo inicial al 01 de enero de 2013	1.591.488
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	-
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	356.401
Provisión utilizada	(1.317.462)
Total movimientos en provisiones	(961.061)
Saldo final al 31 de marzo de 2013	630.427

Provisiones	Por beneficios a los empleados
Saldo inicial al 01 de enero de 2012	1.325.533
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	-
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	1.303.613
Provisión utilizada	(1.037.658)
Total movimientos en provisiones	265.955
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	1.591.488

16.2 Otras provisiones

a) El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2013 y al 31 de diciembre 2012, es el siguiente:

Otras Provisiones a corto plazo	Corriente		No corriente	
	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Otras provisiones (Multas)	221.835	420.259	-	-
Totales	221.835	420.259	-	-

b) El movimiento de las provisiones al 31 de marzo 2013 y 31 diciembre de 2012, es el siguiente:

Provisiones	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2013	420.259
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	1.743
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(78.706)
Provisión utilizada	(121.455)
Reversos de provisión no utilizada.	(6)
Total movimientos en provisiones	(198.424)
Saldo final al 31 de marzo de 2013	221.835

Provisiones	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2012	238.654
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	183.602
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	913
Provisión utilizada	-
Reversos de provisión no utilizada.	(2.910)
Total movimientos en provisiones	181.605
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	420.259

16.3 Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados

a) Beneficios de prestación definida:

Indemnización por años de servicios: El trabajador percibe una proporción de su sueldo base (0,9) por cada año de permanencia en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante a lo menos 10 años.

El desglose de las provisiones no corrientes al 31 de marzo de 2013 y al 31 de diciembre 2012, es el siguiente:

Provisiones no corrientes, Indemnización por años de servicio	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Indemnización por años de servicio	1.931.107	1.928.865
Totales	1.931.107	1.928.865

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante el período al 31 de marzo 2013 y al 31 de diciembre 2012, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2013	1.928.865
Costo por intereses	21.682
Costo del servicio del período	33.563
Pagos en el período	(41.755)
Variación actuarial	(11.248)
Saldo al 31 de marzo de 2013	1.931.107

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo al 01 de enero de 2012	1.800.513
Costo por intereses	118.863
Costo del servicio del período	91.831
Pagos en el período	(141.151)
Variación actuarial	58.809
Saldo al 31 de diciembre de 2012	1.928.865

c) Los montos registrados en los resultados integrales son los siguientes:

Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	31-03-2013 M\$	31-03-2012 M\$
Costo por intereses	21.682	37.494
Costo del servicio del período	33.563	25.676
Total Gasto reconocido en el estado de resultados	55.245	63.170
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	(11.248)	70.412
Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	43.997	133.581

d) Hipótesis actuariales utilizadas al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012.

Tasa de descuento (nominal)	7,1%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	4,5%
Tablas de mortalidad	RV 2009 H / RV 2009 M
Tasa de rotación	2,5%
Edad de retiro	65 H / 60 M

e) Sensibilizaciones

Al 31 de marzo de 2013, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de un 1 punto porcentual en la tasa de descuento supone una disminución de M\$137.935 en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$160.578 en caso de una baja en la tasa.

Al 31 de marzo de 2013, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de 1 punto porcentual en la tasa esperada de incremento salarial supone un aumento de M\$164.730 en caso de un aumento en la tasa y una disminución de M\$143.232 en caso de una baja en la tasa.

f) Antes de la aplicación de la modificación a la NIC 19, la Sociedad registraba todos los efectos de cambio de su pasivo actuarial en el Estado de Resultados Integrales Ganancia (pérdida). Con la entrada en vigencia de la mencionada enmienda, y según el criterio contable descrito en la nota 2.18, la Sociedad reclasificó desde Ganancia (pérdida) de Resultado Integral a Otro Resultado Integral, las Ganancias y pérdidas actuariales registradas en 2012. Al 31 de diciembre de 2012 el valor reclasificado implicó un cargo a Otro resultado integral de M\$ 58.809. Al 31 de marzo de 2012 el valor reclasificado implicó un cargo a Otro Resultado Integral de M\$ 70.412.

16.4 Juicios y multas

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

16.4.1 Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad son los siguientes:

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapas Procesal	Monto M\$
FRONTEL	3° Juzgado civil de Temuco	9547-B	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Matus con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	15.000
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Temuco	6831-2008	Demanda de indemnización de perjuicios por no ejecución de proyecto particular. (Suizandina con FRONTEL)	Demanda rechazada en primera instancia. Proceso pendiente en 2° instancia	477.000
FRONTEL	3° Juzgado civil de Temuco	1703-2010	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio. (Benavides y otros con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	22.869
FRONTEL	4° Juzgado Civil de Santiago	37020-2010	Demanda de indemnización de perjuicios (CELCO con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	2.903.336
FRONTEL	Juzgado de Letras de Traiguén	100-2011	Demanda de término de servidumbre (Tramolao con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Osorno	2366-2011	Demanda de indemnización de perjuicios (Conejeros con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	22.013
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Temuco	4890-2011	Demanda de indemnización de perjuicios (Leal con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	18.000
FRONTEL	Juzgado de Letras de Nacimiento	94-2012	Demanda de término de servidumbre (Godoy con FRONTEL)	Pendiente en 1° instancia	22.869
FRONTEL	2° Juzgado Civil de Osorno	171-2013	Demanda de indemnización extracontractual de perjuicios (Martínez con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	22.841

Al 31 de marzo de 2013, la Sociedad ha realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación para ella. 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 cuenta 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 obtendrán resultados favorables o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones.

16.4.2 Multas

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

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
Multas pendientes de resolución de años anteriores					
FRONTTEL	Res. Ex. 1288 de fecha 11.09.2007	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Pendiente Recurso Reposición	7.215
FRONTTEL	Res. Ex. 2254 de fecha 25.11.2009	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	9.620

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

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

17. Otros Pasivos no Financieros, Corrientes

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2013 y al 31 de diciembre 2012, es el siguiente:

Otros pasivos No Financieros, Corrientes	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	7.562.336	7.977.954
Otras obras de terceros	1.301.429	1.362.726
Totales	8.863.765	9.340.680

Las subvenciones gubernamentales corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación rural, netos de los costos realizados por la Sociedad y se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.16.2.

18. Patrimonio

18.1 Patrimonio neto de la Sociedad

18.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de marzo de 2013 y al 31 de diciembre de 2012 el capital asciende social de Frontel asciende a M\$133.737.399. El capital está representado por 511.881.204 acciones serie A y 7.456.447.468.839 acciones serie B, totalmente suscritas y pagadas.

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

18.1.2 Dividendos

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

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

18.1.3 Reservas por diferencias de conversión

El detalle de la Sociedad que presenta diferencias de conversión, netas de impuestos, al 31 de marzo de 2013 y al 31 de marzo 2012, es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31-03-2013 M\$	31-03-2012 M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	(1.412)	(1.241)

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

18.1.4 Otras reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Otras reservas al 31 de marzo de 2013 y al 31 de marzo de 2012 es la siguiente:

Saldos al 31 de marzo de 2013:

	Saldo al 01 de enero de 2013 M\$	Cambio en otras reservas		Reservas de cobertura M\$	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales M\$	Saldo al 31 de marzo de 2013 M\$
		Trasposos enero a marzo de 2013 M\$	Reservas por diferencias de conversión enero a marzo de 2013 M\$			
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(1.297)	-	(115)	-	-	(1.412)
Reservas de cobertura netas de impuestos diferidos	(24.668)	-	-	14.248	-	(10.420)
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales netas de impuestos diferidos	(47.048)	-	-	-	8.996	(38.052)
Efecto por fusión 31.05.2011	4.577.322	-	-	-	-	4.577.322
Otras reservas varias	8.011.148	-	-	-	-	8.011.148
Totales	12.515.457	-	(115)	14.248	8.996	12.538.586

Otras reservas varias por M\$4.577.306, está compuesta por M\$419.738, que corresponde a revalorización del capital pagado por el período 05 de agosto de 2009 a diciembre 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de

Valores y Seguros y M\$ 4.157.568 corresponde al valor de Otras reservas resultante de la división de Los Lagos Ltda., en cuatro empresas, la continuadora legal Los Lagos, y Lagos II, Los Lagos III y Los Lagos IV. A Los Lagos III se le asignaron las acciones que Los Lagos tenía en Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. Una vez determinado el patrimonio de cada compañía, se distribuyeron proporcionalmente los montos a las cuentas de Capital Pagado y Otras reservas según PCGA anteriores, lo que fue aprobado por los socios en la escritura de división respectiva.

El efecto por fusión de M\$ 8.011.148 se origina en la fusión por absorción de la Sociedad con su filial (Antigua Frontel). Producto de lo anterior y de acuerdo a normas tributarias vigentes, se originaron beneficios tributarios que implicaron mayores activos por impuestos diferidos de M\$ 7.502.284. El saldo restante está formado por un monto de M\$ 508.864, que corresponde a la incorporación de la participación no controladora de Antigua Frontel en la Sociedad, como consecuencia de la fusión materializada el 31 de mayo de 2011.

La transacción descrita es una combinación de negocios bajo control común. En ese sentido y ante la ausencia de normas específicas en IFRS, la Sociedad ha aplicado los mismos criterios que en transacciones similares anteriores que en la esencia no involucraban una adquisición.

La forma de contabilización es que los activos y pasivos se contabilizan a su valor contable y cualquier eventual efecto en resultados o mayor/menor valor teórico que se produzca como resultado de la transacción, se registrará con abono o cargo a otras reservas.

Saldos al 31 de marzo de 2012:

	Saldo al 01 de enero de 2012 M\$	Cambio en otras reservas		Reservas de cobertura M\$	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales M\$	Saldo al 31 de marzo de 2012 M\$
		Trasposos enero a marzo de 2012 M\$	Reservas por diferencias de conversión enero a marzo de 2012 M\$			
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(469)	-	(772)	-	-	(1.241)
Reservas de cobertura netas de impuestos diferidos	52.067	-	-	(58.517)	-	(6.450)
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales netas de impuestos diferidos	-	-	-	-	(57.394)	(57.394)
Otras reservas varias	4.577.306	-	-	-	-	4.577.306
Efecto por fusión 31.05.2011	8.011.148	-	-	-	-	8.011.148
Totales	12.640.052	-	(772)	(58.517)	(57.394)	12.523.369

18.1.5 Ganancias (pérdidas) Acumuladas

Los saldos de Ganancias (pérdidas) Acumuladas al 31 de marzo de 2013 y al 31 de marzo de 2012 es la siguiente:

Saldos al 31 de marzo de 2013:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Traspaso de ganancias o pérdidas actuariales	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida) acumulada M\$
Saldo Inicial al 1/01/13	15.155.366	47.048	231.773	15.434.187
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	3.962.577	-	-	3.962.577
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	-	-	-	-
Provisión dividendo mínimo del año	(1.188.773)	-	-	(1.188.773)
Saldo final al 31/03/13	17.929.170	47.048	231.773	18.207.991

La utilidad distributable del período enero-marzo 2013, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2013, esto es M\$3.962.577.

Saldos al 31 de marzo de 2012:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida acumulada) M\$
Saldo Inicial al 1/01/12	11.976.442	231.773	12.208.215
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	1.649.761	-	1.649.761
Provisión dividendo mínimo del período	(477.715)	-	(477.715)
Saldo final al 31/03/12	13.148.488	231.773	13.380.261

La utilidad distributable del período enero-marzo 2012, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2012, esto es M\$1.649.761.

18.2 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.

18.3 Restricciones a la disposición de fondos

En virtud de los contratos de deuda que posee la Sociedad, el envío de flujo a sus accionistas está condicionado, al cumplimiento de las restricciones financieras mencionadas en la nota 13 f).

19. Ingresos

El detalle de este rubro en las Cuentas de Resultados al 31 de marzo de 2013 y al 31 de marzo 2012, es el siguiente:

Ingresos Ordinarios	31-03-2013	31-03-2012
	M\$	M\$
Venta de Energía	23.243.532	21.335.092
Ventas de energía	23.243.532	21.335.092
Otras Prestaciones y Servicios	649.467	676.241
Apoyos	80.411	79.325
Arriendo de medidores	83.473	88.100
Cortes y reposición	169.514	196.945
Pagos fuera de plazo	250.832	240.593
Otros	65.237	71.278
Totales Ingresos Ordinarios	23.892.999	22.011.333

Otros Ingresos, por naturaleza	31-03-2013	31-03-2012
	M\$	M\$
Otros Ingresos		
Construcción de obras y trabajos a terceros	1.107.543	546.963
Venta de materiales y equipos	298.372	317.658
Arrendamientos	85.687	81.030
Intereses créditos y préstamos	35.559	32.597
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	452.612	372.065
Otros ingresos	146.829	93.895
Totales Otros ingresos, por naturaleza	2.126.602	1.444.208

20. Consumo de Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2013 y al 31 de marzo 2012, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31-03-2013	31-03-2012
	M\$	M\$
Compras de energía y peajes	14.006.466	14.438.988
Compra de materiales	626.445	697.034
Totales	14.632.911	15.136.022

21. Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2013 y al 31 de marzo 2012, es el siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	31-03-2013	31-03-2012
	M\$	M\$
Remuneraciones y bonos	2.058.543	1.853.039
Provisión costo de vacaciones	(133.480)	(120.373)
Otros costos de personal	117.395	130.356
Indemnización por años de servicios	123.577	81.162
Activación costo de personal	(180.862)	(157.907)
Totales	1.985.173	1.786.277

22. Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2013 y al 31 de marzo 2012, es el siguiente:

Depreciación y Amortización	31-03-2013	31-03-2012
	M\$	M\$
Depreciaciones	1.110.431	1.040.717
Amortizaciones de intangibles	6.931	7.412
Totales	1.117.362	1.048.129

23. Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2013 y al 31 de marzo 2012, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	31-03-2013	31-03-2012
	M\$	M\$
Operación y mantenimiento sistema eléctrico	1.053.893	1.273.397
Mantenimiento medidores, ciclo comercial	750.146	758.646
Operación vehículos, viajes y viáticos	98.899	107.748
Provisiones y castigos	24.186	61.623
Gastos de administración	312.865	442.205
Otros gastos por naturaleza	1.084.651	407.140
Total Otros Gastos por Naturaleza	3.324.640	3.050.759

24. Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 31 de marzo de 2013 y al 31 de marzo 2012, es el siguiente:

Ingresos Financieros	31-03-2013	31-03-2012
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	47.231	38.052
Otros ingresos financieros	1.153	23
Total Ingresos Financieros	48.384	38.075

Costos Financieros	31-03-2013	31-03-2012
	M\$	M\$
Gastos por préstamos bancarios	(273.885)	(128.929)
Gastos por bonos	(127.191)	(135.705)
Otros gastos financieros	(87.151)	(84.923)
Activación gastos financieros	94.054	49.922
Total Costos Financieros	(394.173)	(299.635)

Resultado por unidades de reajuste	(8.238)	(279.040)
Diferencias de cambio	15.369	(13.512)
Positivas	15.369	-
Negativas	-	(13.512)
Total Costo Financiero	(387.042)	(592.187)

Total Resultado Financiero	(338.658)	(554.112)
-----------------------------------	------------------	------------------

25. Información por Segmento

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

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

El negocio de la Sociedad es analizado, desde una perspectiva de asignación de recursos y costos, en términos agregados consolidados a nivel de la Matriz (Inversiones Eléctricas del Sur S.A.).

En virtud de lo anterior, la Sociedad no presenta separación por segmentos de negocio.

26. Hechos Posteriores

En sesión celebrada con fecha 10 de abril de 2013, el Directorio de la Sociedad ha acordado citar a Junta Ordinaria de Accionista para el día 30 de abril de 2013 y proponer en esta junta el pago de un dividendo final de \$0,00061048 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 diciembre de 2012 y el pago de un dividendo adicional de \$0,00099875 por acción, con cargo a las reservas de las utilidades de los ejercicios anteriores.

La Junta de Accionistas aprobó los dividendos señalados. Éstos se pagarán a partir del día 29 de mayo de 2013 en dinero efectivo y el número de acciones con derecho a recibirlo asciende a 7.456.959.350.043, lo que significa un pago total de \$12.000.000.000 por este concepto.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 30 de abril de 2013, se efectuó la renovación total de Directorio de la Sociedad, eligiendo como Directores por un período de dos años, a los señores Iván Díaz-Molina, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Waldo Fortín Cabezas, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Stacey Purcell y Juzar Pirbhai.

En sesión celebrada con fecha 8 de mayo, se 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 el período comprendido entre el 01 de abril de 2013 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros, no han ocurrido otros hechos significativos que afecten a los mismos.

27. Medio Ambiente

El detalle de los costos ambientales al 31 de marzo de 2013 y al 31 de marzo de 2012, es el siguiente:

Concepto del desembolso	Concepto del costo	31-03-2013 M\$	31-03-2012 M\$
Otros gastos medioambientales	Costo	-	34
Proyectos de inversión	Inversión	8.032	15.866
Totales		8.032	15.900

No existen compromisos futuros que impliquen costos medioambientales significativos para la Sociedad.

28. 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 2013 son las siguientes, según beneficiario relevante:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Tipo de garantía			Fecha de Liberación de Garantía					
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Valor contable	Valor Garantía (M\$)	Segundo Semestre 2012	2013	2014	2015	2016
Gobierno Regional de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	-	5.262.807	1.366.808	1.296.983	2.086.594	512.422	-
Gobierno Regional del Bío Bío	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	-	4.194.471	1.911.538	554.468	1.728.465	-	-
I. Municipalidad de Victoria	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	-	5.000	-	5.000	-	-	-
Director Regional de Vialidad, Región del Bío Bío	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	-	45.028	31.162	13.866	-	-	-
Director Regional Vialidad R. de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	-	66.756	20.194	29.822	16.740	-	-
I. Municipalidad de Lota	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	-	169.797	-	169.797	-	-	-
I. Municipalidad de Valdivia	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	-	42.852	-	-	42.852	-	-
			Totales		-	9.786.711	3.329.702	2.069.936	3.874.651	512.422	-

29. Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de marzo de 2013, la Sociedad ha recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar principalmente el cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, respectivamente por un total de M\$139.129.

30. Sociedades Asociadas

A continuación se presenta un detalle de las sociedades asociadas en Frontel contabilizadas por el método de participación:

Nombre	Número de acciones	Porcentaje participación 31.03.2013 %	Saldo al 01.01.2013 M\$	Resultado del ejercicio M\$	Dividendos M\$	Reserva patrimonio M\$	Subtotal 31.03.2013 M\$	Utilidad no realizada 31.03.2013 M\$	Total 31.03.2013 M\$
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	241.941.817	0,09956%	80.356	2.328	(698)	11	81.997	-	81.997
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	8	0,10460%	15.282	596	(179)	-	15.699	-	15.699
Sociedad Generadora Austral S.A.	142.740	0,10000%	7.090	390	(118)	(114)	7.248	-	7.248
Totales			102.728	3.314	(995)	(103)	104.944	-	104.944

Nombre	Número de acciones	Porcentaje participación 31.12.2012 %	Saldo al 01.01.2012 M\$	Resultado del ejercicio M\$	Dividendos M\$	Reserva patrimonio M\$	Subtotal 31.12.2012 M\$	Utilidad no realizada 31.12.2012 M\$	Total 31.12.2012 M\$
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	241.941.817	0,09956%	80.403	7.944	(7.981)	(10)	80.356	-	80.356
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	8	0,10460%	14.383	1.423	(524)	-	15.282	-	15.282
Sociedad Generadora Austral S.A.	142.740	0,10000%	12.828	2.929	(8.084)	(583)	7.090	-	7.090
Totales			107.614	12.296	(16.589)	(593)	102.728	-	102.728

31. Información Adicional Sobre Deuda Financiera

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

a) Préstamos bancarios

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			
			Vencimiento		Total Corriente al 31/03/2013	Vencimiento			Total No Corriente al 31/03/2013
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	USD	0,96%	5.980.467	-	5.980.467	-	-	-	-
Chile	USD	0,94%	5.880.858	-	5.880.858	-	-	-	-
Chile	PESOS	0,54%	5.110.080	-	5.110.080	-	-	-	-
Totales			16.971.405	-	16.971.405	-	-	-	-

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2012	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2012
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	USD	0,96%	-	6.080.938	6.080.938	-	-	-	-
Chile	USD	0,94%	-	5.979.655	5.979.655	-	-	-	-
Chile	PESOS	6,50%	-	5.110.080	5.110.080	-	-	-	-
Totales			-	17.170.673	17.170.673	-	-	-	-

-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			
						Vencimiento		Total corriente	Vencimiento			Total no corriente
						Uno a tres meses M\$	Tres a doce Meses M\$		31-03-2013 M\$	Uno a tres años M\$	Tres a cinco años M\$	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	BANCO ESTADO	USD	0,96%	0,96%	5.980.467	-	5.980.467	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	BANCO ESTADO	USD	0,94%	0,94%	5.880.858	-	5.880.858	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	BANCO SCOTIABANK	PESOS	6,50%	6,50%	5.110.080	-	5.110.080	-	-	-	-
Totales						16.971.405	-	16.971.405	-	-	-	-

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Corriente			No corriente			
						Vencimiento		Total corriente	Vencimiento			Total no corriente
						Uno a tres meses M\$	Tres a doce Meses M\$		31-12-2012 M\$	Uno a tres años M\$	Tres a cinco años M\$	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	BANCO ESTADO	USD	0,96%	0,96%	-	6.080.938	6.080.938	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	BANCO ESTADO	USD	0,94%	0,94%	-	5.979.655	5.979.655	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	BANCO SCOTIABANK	PESOS	6,50%	6,50%	-	5.110.080	5.110.080	-	-	-	-
Totales						-	17.170.673	17.170.673	-	-	-	-

b) Bonos

-Resumen de Bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			
			vencimiento		Total Corriente al 31/03/2013	Vencimiento			Total No Corriente al 31/03/2013
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	UF	3,00%	-	1.802.976	1.802.976	5.292.203	3.333.555	11.790.835	20.416.593
Totales			-	1.802.976	1.802.976	5.292.203	3.333.555	11.790.835	20.416.593

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			
			vencimiento		Total Corriente al 31/12/2012	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2012
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	UF	3,00%	914.932	905.225	1.820.157	5.227.288	3.290.530	10.968.014	19.485.832
Totales			914.932	905.225	1.820.157	5.227.288	3.290.530	10.968.014	19.485.832

-Individualización de Bonos

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	31-03-2013						
								Corriente			No Corriente			
								Menos de 90 Días	Más de 90 Días	Total corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	Chile	Bono Serie AN'416	Chile	UF	3,00%	3,00%	-	1.802.976	1.802.976	5.292.203	3.333.555	11.790.835	20.416.593
Totales								-	1.802.976	1.802.976	5.292.203	3.333.555	11.790.835	20.416.593

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de interés nominal	31-12-2012						
								Corriente			No Corriente			
								Menos de 90 Días	Más de 90 Días	Total corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	Chile	Bono Serie AN'416	Chile	UF	3,00%	3,00%	914.932	905.225	1.820.157	5.227.288	3.290.530	10.968.014	19.485.832
Totales								914.932	905.225	1.820.157	5.227.288	3.290.530	10.968.014	19.485.832

32. Detalle de Activos y Pasivos en Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Dólar	Peso chileno	164	167
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	U.F.	Peso chileno	542.219	560.026
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Dólar	Peso chileno	1.011	909
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			543.394	561.102
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	Peso chileno	1.121.821	1.162.067
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			1.121.821	1.162.067
TOTAL ACTIVOS			1.665.215	1.723.169
PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$
PASIVOS CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros Corrientes (partida con cobertura USD a CLP, ver nota 14.2.7)	Dólar	Peso chileno	11.837.729	12.008.099
Otros Pasivos Financieros Corrientes	U.F.	Peso chileno	1.361.008	1.494.426
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			13.198.737	13.502.525
PASIVOS NO CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros no Corrientes	U.F.	Peso chileno	15.681.861	16.314.821
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES			15.681.861	16.314.821
TOTAL PASIVOS			28.880.598	29.817.346