

Estados Financieros Intermedios
correspondientes al período terminado
al 31 de marzo de 2010

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA
S.A.

REEMISIÓN
Miles de pesos

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Estados de Situación Financiera Intermedios

Al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009.

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31-03-10 M\$	31-12-09 M\$	01-01-09 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Activos Corrientes en Operación				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	5	11.864.715	13.372.799	6.104.400
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	6	19.546.282	19.973.848	19.851.414
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	7	1.796.356	1.773.560	1.425.360
Inventarios	8	3.396.044	3.213.692	2.459.980
Activos por Impuestos Corrientes	9	202.889	7.604	62.074
Otros Activos no Financieros, Corrientes		137.950	82.674	119.153
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		36.944.236	38.424.177	30.022.381
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		36.944.236	38.424.177	30.022.381
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Otros Activos no Financieros, No Corriente		-	6.135	9.432
Derechos por Cobrar no Corrientes	6	964.196	986.738	1.048.605
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	31	92.615	90.369	82.637
Activos Intangibles distinto de la Plusvalía, Neto	10	4.744.709	4.745.582	4.749.072
Plusvalía	11	23.990.169	23.990.169	23.990.169
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	12	116.150.512	116.265.200	114.885.477
Activos por Impuestos Diferidos	13	694.295	758.974	664.130
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		146.636.496	146.843.167	145.429.522
TOTAL ACTIVOS		183.580.732	185.267.344	175.451.903

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

Al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009.

(En miles de pesos)

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31-03-10 M\$	31-12-09 M\$	01-01-09 M\$
PASIVOS CORRIENTES				
Pasivos Corrientes en Operación				
Otros Pasivos Financieros, Corrientes	14	1.338.555	1.437.918	1.456.264
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	16	11.737.326	13.309.027	10.469.873
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	7	8.060.698	3.593.125	2.027.722
Otras Provisiones a corto plazo	17	328.630	548.947	302.897
Pasivos por Impuestos corrientes	9	707.219	624.133	1.019.639
Otros Pasivos no Financieros, Corrientes	18	5.990.328	4.298.662	3.562.611
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	17	646.818	1.351.638	1.177.821
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		28.809.574	25.163.450	20.016.827
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		28.809.574	25.163.450	20.016.827
PASIVOS NO CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros, No Corrientes	14	28.485.446	29.006.934	20.226.709
Pasivos por Impuestos Diferidos	13	8.297.472	8.160.770	7.351.323
Otros Pasivos no Financieros, No Corrientes		10.568	10.196	9.071
Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados	17	1.508.972	1.457.185	1.467.420
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		38.302.458	38.635.085	29.054.523
PATRIMONIO				
Capital Emitido	19	66.934.801	66.934.801	73.322.848
Otras Reservas		48.934.329	49.508.977	51.244.358
Ganancias (pérdidas) Acumuladas		599.570	5.025.031	1.813.347
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		116.468.700	121.468.809	126.380.553
Participaciones no controladoras				
TOTAL PATRIMONIO NETO		116.468.700	121.468.809	126.380.553
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		183.580.732	185.267.344	175.451.903

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Estados de Resultados Integrales Intermedios

Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2010 y 31 de marzo de 2009.

(En miles de pesos)

Estado de Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	NOTA	01-01-10 al 31-03-10 M\$	01-01-09 al 31-03-09 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	20	18.818.644	23.494.540
Otros ingresos, por naturaleza	20	839.058	1.078.650
Materias primas y consumibles utilizados	21	(13.530.307)	(17.154.487)
Gastos por Beneficios a los Empleados	22	(1.562.246)	(1.471.776)
Gastos por Depreciación y amortización	23	(1.404.556)	(1.004.066)
Otros Gastos por naturaleza	24	(2.943.283)	(2.113.797)
Otras Ganancias (Pérdidas)		24.638	(31.209)
Ingresos Financieros	25	91.747	225.774
Costos Financieros	25	(182.466)	(146.318)
Participación en ganancia (pérdidas) de asociadas contabilizadas por el método de la participación		2.060	3.625
Diferencias de cambio	25	12.262	(2.797)
Resultados por unidades de reajuste	25	(77.883)	391.749
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto		87.668	3.269.888
Gasto por Impuestos a las Ganancias	13	31.523	(574.570)
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Continuas		119.191	2.695.318
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas			
Ganancia (pérdida)		119.191	2.695.318
Ganancia (Pérdida), atribuible a			
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora		119.191	2.695.318
Ganancia (Pérdida) atribuible a Participaciones No Controladoras		-	-
Ganancia (Pérdida)		119.191	2.695.318
Ganancia pro acción básica			
Ganancia (Pérdida) por Acción Básica de Operaciones Continuas	\$/acción	0,000016119	0,000364479
Ganancia (Pérdida) por Acción Básica de Operaciones Discontinuas	\$/acción	-	-
Ganancia (Pérdida) por Acción Básica	\$/acción	0,000016119	0,000364479

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Estados de Resultados Integrales Intermedios

Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2010 y 31 de marzo de 2009.

(En miles de pesos)

Estado de Resultados Integral	01/01/2010 al 31-03-2010 M\$	01/01/2009 al 31-03-2009 M\$
Ganancia (Pérdida)	119.191	2.695.318
Componentes de Otro Resultado Integral, Antes de Impuestos		
Diferencias de Cambio por Conversión		
Ganancias (pérdidas) por Diferencia de Cambio de Conversión Antes de Impuestos	19	(228)
Otro Resultado Integral, Antes de Impuestos, Diferencias de Cambio por Conversión	185	(228)
Otro Resultado Integral	185	(228)
Resultado Integral Total	119.376	2.695.090
Resultado Integral Atribuible a		
Resultado Integral Atribuible a los Propietarios de la Controladora		119.376 2.695.090
Resultado Integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		
Resultado Integral Total	119.376	2.695.090

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto

Por los períodos terminados al 31 marzo 2010 y al 31 de marzo de 2009.

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Cambio en otras reservas					Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total	
				Superavit de Revaluación	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias						
Saldo Inicial al 01/01/2010	66.934.801	-	-	49.438.331	(1.041)	-	-	-	71.687	49.508.977	5.025.031	121.468.809	-	121.468.809
Ajustes de Períodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Períodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	66.934.801	-	-	49.438.331	(1.041)	-	-	-	71.687	49.508.977	5.025.031	121.468.809	-	121.468.809
Cambios en patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	119.191	119.191	-	119.191
Otro resultado integral	-	-	-	-	185	-	-	-	-	185	-	185	-	185
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	119.376	-	119.376
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.956.164)	(4.956.164)	-	(4.956.164)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	(574.833)	-	-	-	-	-	(574.833)	411.512	(163.321)	-	(163.321)
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	(574.833)	185	-	-	-	-	(574.648)	(4.425.461)	(5.000.109)	-	(5.000.109)
Saldo Final al 31/03/2010	66.934.801	-	-	48.863.498	(856)	-	-	-	71.687	48.934.329	599.570	116.468.700	-	116.468.700

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Cambio en otras reservas					Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total	
				Superavit de Revaluación	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias						
Saldo Inicial al 01/01/2009	73.322.848	-	-	51.172.671	-	-	-	-	71.687	51.244.358	1.813.347	126.380.553	-	126.380.553
Ajustes de Períodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Períodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	73.322.848	-	-	51.172.671	-	-	-	-	71.687	51.244.358	1.813.347	126.380.553	-	126.380.553
Cambios en patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.695.318	2.695.318	-	2.695.318
Otro resultado integral	-	-	-	-	(228)	-	-	-	-	(228)	-	(228)	-	(228)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.695.090	-	2.695.090
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	(433.755)	-	-	-	-	-	(433.755)	433.755	-	-	-
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	(433.755)	(228)	-	-	-	-	(433.983)	3.129.073	2.695.090	-	2.695.090
Saldo Final al 31/03/2009	73.322.848	-	-	50.738.916	(228)	-	-	-	71.687	50.810.375	4.942.420	129.075.643	-	129.075.643

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Estado de Flujo de Efectivo Directo Intermedio

Por los períodos terminados al 31 de marzo 2010 y al 31 de marzo de 2009.

(En miles de pesos)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01-01-2010 al 31-03-2010	01-01-2009 al 31-03-2009
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
		26.393.701	28.175.551
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		24.566.639	28.175.551
Otros cobros por actividades de operación		1.827.062	-
Clases de pagos			
		(25.205.634)	(25.741.680)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(23.198.930)	(23.360.834)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(1.835.802)	(1.449.398)
Otros pagos por actividades de operación		(170.902)	(931.448)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(176.452)	(144.690)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		1.011.615	2.289.181
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		9.000	(450.000)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		5.700	-
Compras de propiedades, planta y equipo		(1.744.648)	(689.761)
Intereses recibidos		91.311	220.815
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(1.638.637)	(918.946)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Préstamos de entidades relacionadas		-	130.000
Pagos de préstamos		(597.086)	(603.491)
Intereses pagados		(294.295)	(500.060)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(891.381)	(973.551)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(1.518.403)	396.684
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		10.319	(222.917)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		10.319	(222.917)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(1.508.084)	173.767
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período		13.372.799	6.104.400
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	5	11.864.715	6.278.167

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 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.....	15
2.11.3.	Programas informáticos.....	16
2.11.4.	Gastos de investigación y desarrollo.....	16
2.12.	Deterioro de los activos.....	16
2.13.	Arrendamientos.....	17
2.14.	Instrumentos financieros.....	17
2.14.1.	Activos financieros no derivados.....	17
2.14.2.	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.....	18
2.14.3.	Pasivos financieros no derivados.....	18
2.14.4.	Derivados y operaciones de cobertura.....	18
2.14.5.	Instrumentos de patrimonio.....	19
2.15.	Participación en asociadas contabilizadas por el método de la participación.....	19
2.16.	Inventarios.....	20
2.17.	Otros pasivos no financieros.....	20
2.17.1.	Ingresos diferidos.....	20
2.17.2.	Subvenciones estatales.....	20
2.17.3.	Obras en construcción para terceros.....	20
2.18.	Provisiones.....	20
2.19.	Beneficios del personal.....	20
2.20.	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	21
2.21.	Impuesto a las ganancias.....	21
2.22.	Reconocimiento de ingresos y gastos.....	22
2.23.	Ganancias por acción.....	22
2.24.	Dividendos.....	22
2.25.	Estado de flujos de efectivo.....	22
3.	Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico.....	23
3.1.	Distribución.....	23
3.2.	Marco regulatorio.....	24
3.2.1.	Aspectos generales.....	24
3.2.2.	Ley Corta I.....	25
3.2.3.	Ley Corta II.....	26
3.2.4.	Organismos reguladores.....	26
4.	Adopción de Normas Internacionales de Información Financiera.....	28
5.	Efectivo y Equivalentes al Efectivo.....	32
6.	Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes.....	33
7.	Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas.....	35
7.1.	Accionistas.....	35
7.2.	Saldo y transacciones con empresas relacionadas.....	35
7.3.	Directorio y personal clave de la gerencia.....	36
8.	Inventarios.....	38
9.	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes.....	39
10.	Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía.....	39
11.	Plusvalía Comprada.....	40

12.	Propiedades, Planta y Equipos	41
13.	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos	43
13.1.	Impuesto a la renta	43
13.2.	Impuesto diferido.....	43
14.	Otros Pasivos Financieros	44
15.	Política de Gestión de Riesgos.....	47
15.1	Riesgo de negocio	47
15.1.1	Riesgo regulatorio	47
15.2	Riesgo financiero	49
15.2.1	Tipo de cambio.....	49
15.2.2	Variación UF.....	49
15.2.3	Tasa de interés.....	49
15.2.4	Riesgo de liquidez.....	50
15.2.5	Riesgo de Crédito.....	50
16.	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	51
17.	Provisiones	51
17.1.	Provisiones corrientes por beneficios a los empleados.....	51
17.2.	Otras provisiones a corto plazo.....	52
17.3.	Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados.....	53
17.4.	Juicios y multas.....	54
17.4.1.	Juicios	54
17.4.2.	Multas.....	54
18.	Otros Pasivos no Financieros, Corrientes.....	55
19.	Patrimonio.....	55
19.1.	Patrimonio neto de la Sociedad	55
19.1.1.	Capital suscrito y pagado	55
19.1.2.	Dividendos.....	55
19.1.3.	Reservas por diferencias de conversión	55
19.1.4.	Otras reservas.....	56
19.2.	Gestión de capital	56
19.3.	Restricciones a la disposición de fondos	56
20.	Ingresos.....	57
21.	Consumo de Materias Primas y Consumibles Utilizados.....	57
22.	Gastos de Personal	57
23.	Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro	58
24.	Otros Gastos por Naturaleza	58
25.	Resultado Financiero	59
26.	Información por Segmento.....	59
27.	Hechos Posteriores	59
28.	Medio Ambiente.....	59
29.	Garantías Comprometidas con Terceros.....	60
30.	Cauciones Obtenidas de Terceros	60
31.	Sociedades Asociadas.....	60
32.	Información Adicional Sobre Deuda Financiera.....	61
33.	Detalle de Activos y Pasivos en Moneda Extranjera.....	62

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Estados Financieros Intermedios

Por el período terminado al 31 marzo 2010, 31 de diciembre 2009 y 01 de enero de 2009.

(En miles de pesos)

1. Información General y Descripción del Negocio

Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., en adelante la “Sociedad” o “Frontel”, fue constituida por escritura pública de fecha 24 de enero de 2002, como sociedad anónima cerrada, con el objeto principal de distribuir, comprar, producir, transportar y vender energía eléctrica. El domicilio legal de la Sociedad es Isidora Goyenechea 3621, piso 20 Santiago, y el domicilio comercial principal es Bulnes 441, Osorno.

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

La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores con el número 877 y está sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros.

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 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 con IFRS. Para estos fines, las IFRS comprenden las normas emitidas por el Consejo Internacional de Normas de Contabilidad ("IASB" en inglés) y las interpretaciones emitidas por el Comité Internacional de Interpretaciones sobre Informes Financieros ("IFRIC" en inglés). Los presentes estados financieros han sido reemitidos y por lo tanto reemplazan los estados presentados con anterioridad para el período descrito. La citada reemisión surge como consecuencia del Oficio Ordinario N° 17547 de Superintendencia de Valores y Seguros. Los presentes estados financieros fueron aprobados por el Directorio en sesión celebrada con fecha 10 de septiembre de 2010.

Los estados financieros intermedios de la Sociedad, correspondientes al 31 de diciembre de 2009, fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 12 de febrero de 2010. Esos estados financieros intermedios fueron confeccionados de acuerdo a Principios Contables Generalmente Aceptados en Chile (en adelante, "PCGA chilenos") y, por lo tanto, no coinciden con los saldos del período 2009 que han sido incluidos en los presentes estados financieros, los que han sido confeccionados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante IFRS o NIIF). En nota 4 se detalla la reconciliación del patrimonio neto y resultados del período.

2.2. Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2010:

Normas, Enmiendas e Interpretaciones	Aplicación obligatoria para:
NIIF 1 (revisada): Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera	Períodos anuales iniciados el 01 de julio de 2009
NIIF 3 revisada: Combinaciones de negocio	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009
Enmienda a la NIC 39: Elección de partidas cubiertas	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009
Enmienda a la NIC 27: Estados financieros consolidados y separados	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009
Mejoramientos de las NIIF (emitidas en 2009)	Mayoritariamente aplicable a períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2010
Enmienda a NIIF 2: Pagos basados en acciones	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2010
CINIIF 17: Distribuciones a los propietarios de activos no monetarios	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009

Las aplicaciones de estos pronunciamientos contables no han tenido efectos significativos para la Sociedad.

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

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 y la Administración decidió no aplicarlos retrospectivamente.

Normas, Enmiendas e Interpretaciones	Aplicación obligatoria para:
Enmienda a NIC 32: Clasificación de derechos de emisión	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de febrero de 2010
NIIF 9: Instrumentos financieros: Clasificación y medición	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013
NIIF 24 revisada: Revelaciones de partes relacionadas	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2011
CINIIF 19: Liquidación de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2010
Enmienda a CINIIF 14: Pagos anticipados de la obligación de mantener un nivel mínimo de financiación	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2011

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

2.3. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros intermedios es responsabilidad del Directorio de la Sociedad, que manifiesta expresamente que se ha dado cumplimiento a las NIIF o IFRS por sus siglas en inglés.

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 IFRS.

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

- **Vida útil económica de activos:** La vida útil de los bienes de Propiedades, planta y equipo que son utilizadas para propósitos del cálculo de la depreciación, es determinada 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 puede ser recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro. En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo efectivo independiente son agrupados en una unidad generadora de efectivo ("UGE") a la cual pertenece el activo. El monto recuperable de estos activos o UGE, es medido como el mayor valor entre su valor razonable y su valor libro.
- **Estimación de deudores incobrables y existencias obsoletas:** La Sociedad 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 de convenios colectivos suscritos con los trabajadores de la Sociedad en los que se establece el compromiso por parte de ella. La Administración utiliza supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de diferencias entre los resultados esperados o por cambios en los supuestos actuariales, son reconocidos dentro de los costos de la operación en el estado de resultados integrales.

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

- **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 período. 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 los estados de situación financiera de Frontel al 31 de marzo de 2010, al 31 de diciembre de 2009 y al 1 de enero de 2009, y los resultados de sus operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por el periodo terminado al 31 de marzo de 2010 y al 31 de marzo de 2009.

2.5. Bases de preparación

Los presentes estados financieros intermedios han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF o IFRS en inglés), las que han sido adoptadas en Chile bajo denominación: Normas de Información Financiera de Chile (NIFCH), y representan la adopción integral, explícita y sin reservas 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 distintas a las que se realizan en la moneda funcional de la entidad se convierten a la tasa de cambio vigente a la fecha de transacción. Los activos y pasivos expresados en monedas distintas a la funcional se vuelven a convertir a las tasas de cambio de cierre. Las ganancias y pérdidas por la reconversión se incluirán en las utilidades o pérdidas netas dentro de las otras partidas financieras.

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno.

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 período, las diferencias entre el tipo de cambio contabilizado y el que está vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados.

Asimismo, al cierre de cada período, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de 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 vigente a la fecha de cierre de los estados financieros, según el siguiente detalle:

	31.03.2010	31.12.2009	31.03.2009	01.01.2009
Dólar	524,46	507,10	583,26	636,45
Unidad de Fomento	20.958,52	20.942,88	20.959,77	21.452,57

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 presentación.

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\$ 24.744 por el período terminado al 31 de marzo de 2010 y de M\$ 23.054 por el período terminado al 31 de marzo de 2009.
- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$ 128.393 por el período terminado al 31 de marzo de 2010 y de M\$ 115.406 por el período terminado al 31 de marzo de 2009.
- 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 mantenencias que no cumplan con lo mencionado anteriormente se cargan en el resultado del ejercicio en que se incurren.

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

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

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

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

	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificio	40-80
Plantas y equipos :	
Lineas y redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	30-40
Subestaciones	20-60
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 ejercicio 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 que el valor libro no puede ser recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro.

En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo efectivo independiente son agrupados en una unidad generadora de efectivo (UGE) a la cual pertenece el activo. El monto recuperable de estos activos o UGE, es medido como el mayor valor entre su valor razonable y su valor libro.

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.

El menor valor de inversión o goodwill es revisado anualmente o cuando existan indicios de deterioro, para determinar si existe o no, deterioro, eventos o cambios en las circunstancias que indiquen que el valor libro se ha deteriorado. El deterioro es determinado, para el menor valor, evaluando el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo al cual está relacionado el menor valor.

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

Para el cálculo del valor de recuperación de los bienes de Propiedades, planta y equipo, del menor valor y del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por la Sociedad en prácticamente la totalidad 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. Arrendamientos

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

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

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

2.14. 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.

2.14.1. 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 a cobrar se incluyen en deudores comerciales y otras cuentas por cobrar en el balance. Los superiores a 12 meses se clasifican en derechos por cobrar no corrientes.

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

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

2.14.2. 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.

2.14.3. Pasivos financieros no derivados

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

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

2.14.4. 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 dirección superior 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 valorización y registro contable, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente.

2.14.5. 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.

2.15. Participación en asociadas contabilizadas por 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, Edelayen, 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 2010 el valor de la participación en estas tres empresas es de M\$ 92.615 y al 31 de diciembre de 2009 de M\$ 90.369.

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".

2.16. Inventarios

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

2.17. Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.17.1. Ingresos diferidos

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

2.17.2. Subvenciones estatales

Las subvenciones gubernamentales se reconocen por su valor justo cuando hay una seguridad razonable de que la subvención se cobrará y la Sociedad 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.

2.17.3. Obras en construcción para terceros

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

2.18. Provisiones

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

2.19. Beneficios del personal

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

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

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

La Sociedad 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 a la Sociedad. Estos supuestos incluyen una tasa de descuento de 5% anual real, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

La provisión asociada a este beneficio al cierre del período se presenta en el ítem “Provisiones no corrientes por Beneficio a los Empleados”.

2.20. 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.

2.21. 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 reduciendo, en su caso, el valor del menor valor que haya sido contabilizado en la combinación de negocios.

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

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías compradas o intangibles de carácter 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.

2.22. Reconocimiento de ingresos y gastos

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

2.23. Ganancias por acción

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

2.24. Dividendos

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

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

2.25. Estado de flujos de efectivo

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

- **Flujos de efectivo:** entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, 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.

Los actores del sector eléctrico funcionan integrados al sistema interconectado, a cargo del 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 4 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; y los Sistemas Medianos Edelayen y Edelmag, que atienden el consumo de las Regiones XI y XII, respectivamente. El SIC y el SING son los principales sistemas del país y en conjunto representan más del 99% de la generación eléctrica dentro de estos cuatros sistemas.

Dentro del negocio eléctrico, Frontel realiza principalmente la actividad de distribución de energía eléctrica.

3.1. Distribución

De acuerdo a la legislación, se considera distribución a toda la oferta de electricidad con un voltaje máximo de 23kV, 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 escala, 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:** Este componente refleja el costo de compra de energía a las generadoras, el cual es traspasado a los clientes finales por medio de las empresas distribuidoras, independientemente de la existencia de contratos. Es fijado cada 6 meses por decreto del Ministerio de Economía y se calcula mediante un promedio ponderado de los costos marginales de los próximos 48 meses, sin poder diferir en cierta banda con respecto a los precios libres. A partir del año 2010, rige el precio definido en las Licitaciones de Suministros (Precio de Nudo de Largo Plazo).

- **Cargo por 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, 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 valorizados al Valor Nuevo de Reemplazo, o VNR, (costo de capital que debe rentar un 10% +/- 4%), costos operativos específicamente asignables a la distribución, el mantenimiento y la operación de los sistemas, los costos por facturación y atención de clientes y las pérdidas en las que se ha incurrido por concepto de distribución. Todo esto en base a un modelo de empresa eficiente.

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

Tanto el VAD, que define los cargos de potencia (kW) y energía (kWh), como los cargos fijos y nivel de pérdidas eficientes, además de sus respectivas fórmulas de indexación, se fijan cada 4 años.

b) Clientes libres

Pertencen actualmente a este grupo todos aquellos clientes con potencia instalada igual o superior a 2MW. Sin embargo, aquellos clientes que posean entre 0,5 MW y 2MW tienen la opción de pertenecer a él. La tarifa cobrada a este tipo de clientes por la energía es fijada entre la empresa distribuidora y el cliente, de acuerdo a condiciones de mercado.

Estos clientes, siendo o no de la distribuidora, deben pagar por el uso de las redes, a través 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 pueden recibir ingresos por los servicios asociados a la distribución eléctrica, 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. Las tarifas por este tipo de servicios son fijadas por ley cada 4 años. Durante el año 2009 se publicaron las nuevas tarifas de los servicios asociados, las que permanecerán vigentes hasta su próxima revisión, con ocasión del proceso tarifario de distribución del año 2012.

3.2. Marco regulatorio

3.2.1. 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, 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 (“precio de nudo”), calculado en base al costo marginal de suministro de largo, más/menos la diferencia entre el precio nudo y el costo marginal, más un cargo único por el uso del sistema de transmisión, más los peajes de subtransmisión y más el VAD.

3.2.2. Ley Corta I

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

a) **Nuevo régimen para los sistemas de transmisión:** Se reconocen tres sistemas 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 Economía, y considera la anualidad del valor de inversión (“AVI”), sobre una tasa de retorno del valor de inversión (“VI”) sobre la vida útil de los activos y la recuperación de los costos de 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 automáticamente al dueño del activo a ser ampliado, y los ingresos se ajustan automáticamente 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 que cada una de ellas haga del sistema. El 20% restante son de cargo de las empresas distribuidoras y/o de los clientes no regulados a prorrata del uso que cada uno de ellos haga del sistema. Los pagos por peaje que hagan las empresas de servicio público de distribución eléctrica se traspasarán íntegramente a sus clientes regulados.

- **Subtransmisión:** Los peajes por el uso del Sistema de Subtransmisión se determinan cada cuatro años sobre la base de costos medios de inversión, operación y mantenimiento de instalaciones adaptadas a la demanda. El costo anual de inversión será calculado considerando una rentabilidad de 10% sobre el valor de las instalaciones y vida útil de éstas. Los estudios de subtransmisión para determinar el valor de inversión, los costos de administración, operación, mantención y pérdidas, son desarrollados por las empresas con bases definidas por la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien luego preparará el debido informe técnico.
- **Transmisión Adicional:** Las tarifas por el uso de los Sistemas de Transmisión Adicionales serán determinadas por los contratos entre los usuarios y los respectivos propietarios.

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 entre tarifas libres o reguladas por períodos mínimos de cuatro años. Esta opción deberá comunicarse con un año de anticipación. El límite podrá ser rebajado por el Ministerio de Economía.

c) **Peajes de distribución:** Para abastecer a clientes libres que usen instalaciones de distribución, el peaje de distribución es igual al VAD de la distribuidora más un ajuste por precio de compra.

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 ciertas fijaciones tarifarias.

- e) **Precio Nudo:** El precio nudo se aplicará en sistemas de más de 200 MW de capacidad instalada. El cálculo de dicho precio nudo incluirá un cargo único por el uso del Sistema de Transmisión Troncal y los costos de la subtransmisión. La banda para la fijación del precio nudo en torno al precio de clientes libres se redujo de +/-10% a +/- 5% y se aplica sobre el precio de energía.
- f) **Servicios complementarios:** Los Centros de Despacho Económico de Carga deberán operar, administrar y valorizar la prestación de servicios complementarios para organizar la operación confiable y económica del sistema eléctrico.

3.2.3. Ley Corta II

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

- 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.
- 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.
- Traspaso de precios a clientes finales: Las distribuidoras deberán traspasar a sus clientes regulados los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros, conforme a sus respectivos contratos. En caso de que el precio promedio de una concesionaria sobrepase en más de un 5% el precio promedio del sistema, el sobreprecio será absorbido por todos los clientes regulados del sistema.
- Estabilidad en precios: Si el precio de nudo de largo plazo indexado experimenta una variación de más de 10% entre las fijaciones, éste será ajustado y los precios promedio de cada distribuidora volverán a ser calculados.
- 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.
- 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.

3.2.4. Organismos reguladores

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

- 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 Economía y Energía (“Ministerio de Economía”)**: Institución a cargo de fijar los precios nudo, peajes de transmisión y subtransmisión y tarifas de distribución. Además, otorga las concesiones definitivas, previo informe de la SEC.
- d) **Centros de Despacho Económico de Carga (“CDEC”)**: Organismos integrados por las principales empresas generadoras y transmisoras de cada sistema eléctrico, que regulan el funcionamiento coordinado de las centrales generadoras y líneas de transmisión, que funcionan interconectadas en el correspondiente sistema eléctrico.

4. Adopción de Normas Internacionales de Información Financiera

Hasta el ejercicio 2009 la Sociedad emitió sus estados financieros de acuerdo con los Principios Contables Generalmente Aceptados en Chile (en adelante, "PCGA chilenos"). A partir de 1 de enero de 2010 la Sociedad emite sus estados financieros de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante IFRS).

Las cifras incluidas en estos estados financieros referidas al período 2009 han sido reconciliadas para ser presentadas con los mismos principios y criterios aplicados en el año 2010.

Las reglas para la adopción por primera vez de las IFRS se exponen en la IFRS 1 "Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera".

IFRS 1 por lo general exige aplicación retrospectiva completa de las normas e interpretaciones vigentes a la fecha de la primera emisión de informes. Sin embargo, la IFRS 1 permite ciertas exenciones en la aplicación de normas, en particular a períodos anteriores para ayudar a las empresas con el proceso de transición.

La Sociedad aplicó las siguientes exenciones:

- a) **Combinaciones de Negocios:** No se remedirán las adquisiciones realizadas antes del 1° de enero de 2009.
- b) **Costo atribuido:** Se utiliza la retasación previa de todos los componentes de propiedad, planta y equipo, así como los intangibles, distintos de plusvalía comprada como costo atribuido.
- c) **Obligaciones con el público:** Basada en la valorización a una fecha particular derivada de la oferta de compra por la Sociedad, estos pasivos quedarán valorizados a su valor razonable, en consistencia con el valor reconocido por su matriz.
- d) **Beneficios a empleados:** Reconocer en resultados acumulados, todas las ganancias y pérdidas actuariales acumuladas a la fecha de transición a IFRS.

A continuación se presenta la conciliación del patrimonio neto, resultado, y efectivo y equivalentes al efectivo al 31 de diciembre de 2009 entre criterios contables chilenos e IFRS:

Patrimonio PCGA Chile al 31/12/08	79.151.288
Tasación Propiedad, Planta y Equipo (1)	55.931.142
Tasación de servidumbres (1)	4.715.291
Valor actuarial IAS (6)	(387.366)
Eliminación de cuentas complementarias de impuestos diferidos (8)	(912.310)
Valor Bonos según valor razonable (5)	(1.208.580)
Provisión de dividendo (7)	(1.702.204)
Impuestos diferidos	(9.236.111)
Otros	29.403
Total ajustes a NIIF	47.229.265
Patrimonio bajo criterio NIIF al 31/12/2008	126.380.553

Patrimonio PCGA Chile al 31/03/09	80.055.265
Tasación Propiedad, Planta y Equipo (1)	55.931.142
Tasación de servidumbres (1)	4.715.291
Valor actuarial IAS (6)	(387.366)
Eliminación de cuentas complementarias de impuestos diferidos (8)	(912.310)
Valor Bonos según valor razonable (5)	(1.208.580)
Provisión de dividendo (7)	(1.702.204)
Impuestos diferidos	(9.236.111)
Corrección monetaria del patrimonio (3)	1.820.480
Otros	29.403
Diferencia de cambio asociada	(228)
Ajuste resultados NIIF	(29.139)
Total ajustes a NIIF	49.020.378
Patrimonio bajo criterio NIIF al 31/03/2009	129.075.643

Resultado PCGA Chile al 31/03/09	2.724.457
Elimina corrección monetaria (3)	115.649
Variación depreciación (1)	(455.453)
Variación IAS (6)	46.539
Activación de intereses	23.054
Elimina amortización de intangibles (2) (4)	462.770
Ajuste amortización Bonos (5)	31.182
Diferencia en venta de Propiedad, Planta y Equipo	(93.935)
Impuestos diferidos	(158.890)
Otros	(55)
Total ajustes a NIIF	(29.139)
Ganancia de la sociedad bajo criterios NIIF al 31/03/09	2.695.318

Patrimonio PCGA Chile al 31/12/09	72.877.729
Tasación Propiedad, Planta y Equipo (1)	55.931.142
Tasación de servidumbres (1)	4.715.291
Valor actuarial IAS (6)	(387.366)
Eliminación de cuentas complementarias de impuestos diferidos (8)	(912.310)
Valor Bonos según valor razonable (5)	(1.208.580)
Provisión de dividendo (7)	(2.271.836)
Impuestos diferidos	(9.236.111)
Corrección monetaria del patrimonio (3)	1.784.285
Otros	29.403
Diferencia de cambio asociada	(1.041)
Ajuste resultados NIIF	148.203
Total ajustes a NIIF	48.591.080
Patrimonio bajo criterio NIIF al 31/12/2009	121.468.809

Resultado PCGA Chile al 31/12/09	7.572.785
Elimina corrección monetaria (3)	154.047
Variación depreciación (1)	(2.036.285)
Variación IAS (6)	46.607
Activación de intereses	59.502
Elimina amortización de intangibles (2) (4)	1.851.083
Ajuste amortización Bonos (5)	123.089
Diferencia en venta de Propiedad, Planta y Equipo	(227.220)
Impuestos diferidos	177.686
Otros	(306)
Total ajustes a NIIF	148.203
Ganancia de la sociedad bajo criterios NIIF al 31/12/09	7.720.988

Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 01-01-2009, PCGA chilenos	6.130.718
Reclasificación Otras Cuentas por Cobrar	(26.318)
Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 01-01-2009, NIIF	6.104.400

Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 31-03-2009, PCGA chilenos	6.306.629
C. Monetaria actividades de la operación	104.030
C. Monetaria actividades de financiamiento	2.414
C. Monetaria actividades de inversión	(124.984)
Eliminación C. Monetaria	18.540
Reclasificación Otras Cuentas por Cobrar	(28.462)
Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 31-03-2009, NIIF	6.278.167

Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 31-12-2009, PCGA chilenos	13.408.768
C. Monetaria actividades de la operación	545.283
C. Monetaria actividades de financiamiento	(38.104)
C. Monetaria actividades de inversión	(197.313)
Eliminación C. Monetaria	(309.866)
Reclasificación Otras Cuentas por Cobrar	(35.969)
Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 31-12-2009, NIIF	13.372.799

Principales ajuste aplicados:

- 1) Tasación como costo atribuido de Propiedades, Planta y equipo e intangibles distintos de plusvalía comprada:** El costo atribuido de los bienes de Propiedades, planta y equipo e intangibles distintos de plusvalía fueron registrados, según una retasación previa. La medición y registro posterior se realiza al costo menos la depreciación o amortización acumulada y deterioros acumulados, acogiéndose a la exención presentada en la NIIF 1.
- 2) Amortización de Intangibles identificables y de carácter indefinido (servidumbres):** Bajo PCGA chilenos este tipo de intangibles eran amortizados en un plazo máximo de 40 años. En IFRS no se requiere la amortización sistemática de estos intangibles, siendo necesario únicamente realizar en forma anual o en cualquier momento en el que exista un indicio de que el activo puede haber deteriorado su valor, una evaluación de su valor en libros.
- 3) Corrección monetaria:** Se elimina la corrección monetaria reconocida de acuerdo a PCGA chilenos, pues bajo IFRS ajustes por inflación sólo son aceptados en países hiperinflacionarios. Chile no califica como un país hiperinflacionario, de acuerdo a los requerimientos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad N° 29 "Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias".
- 4) Plusvalía comprada:** La plusvalía comprada o menor valor 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.

Bajo PCGA chilenos la plusvalía comprada se amortiza linealmente en un periodo de tiempo que considera, entre otros aspectos, la naturaleza de la inversión, y el plazo de retorno de la inversión, y que en ningún caso puede superar los 20 años.

En IFRS no se considera que exista una amortización sistemática de este rubro, sino que es revisado anualmente para determinar si existe o no, deterioro o, eventos o cambios en las circunstancias que indiquen que el valor libro se ha deteriorado.

El deterioro es determinado, para la plusvalía, por medio de evaluar el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo al cual está relacionado el menor valor.

- 5) Obligaciones con bancos y con el público:** Los créditos, préstamos y obligaciones con el público son inicialmente reconocidos al valor razonable. Lo anterior, como consecuencia del reconocimiento de esa partida en la Matriz a valor justo a su fecha de compra. Luego del reconocimiento inicial, los créditos que devengan intereses y préstamos son medidos al costo amortizado usando el método de la tasa efectiva de interés.

- 6) **Beneficios al personal:** Corresponde a ajuste originado por la metodología de cálculo establecida en NIC 19.
- 7) **Dividendos mínimos :** El artículo N° 79 de la Ley de Sociedades Anónimas de Chile establece que, salvo acuerdo diferente adoptado en la junta respectiva, por la unanimidad de las acciones emitidas, las sociedades anónimas deberán distribuir anualmente como dividendo en dinero a sus accionistas, a prorrata de sus acciones o en la proporción que establezcan los estatutos si hubiere acciones preferidas, a lo menos el 30% de las utilidades líquidas de cada ejercicio, excepto cuando corresponda absorber pérdidas acumuladas provenientes de ejercicios anteriores.
- 8) **Eliminación de cuentas complementarias de impuesto diferidos:** De acuerdo a NIIF cualquier diferencia entre el valor contable y tributario de un activo o pasivo representa la existencia de un impuesto diferido que debe registrarse en el estado de situación financiera. Bajo PCGA en Chile la determinación de los impuestos diferidos sigue un esquema similar, excepto porque los PCGA en Chile permitían contabilizar el efecto de la primera aplicación de los impuestos diferidos contra una cuenta complementaria del estado de situación financiera. Dichos activos (pasivos) complementarios eran amortizados contra resultado en los períodos estimados de reverso de la diferencia temporal que le dio origen, lo cual origina una diferencia con las NIIF que debió ser ajustada en el proceso de adopción.

5. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

- a) El detalle del rubro al 31 de marzo de 2010, al 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009 es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Efectivo en Caja	566.530	680.829	744.597
Saldo en Bancos	628.823	1.227.669	1.005.296
Depósitos a corto plazo	-	-	4.102.077
Fondos Mutuos	10.669.362	11.464.301	252.430
Totales	11.864.715	13.372.799	6.104.400

Los Fondos Mutuos, son instrumentos de renta fija, de plazo inferior a tres 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 los instrumentos anteriores, 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	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	1.179.908	13.241.282	6.088.377
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	US\$	132.294	131.517	16.023
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	UF	10.552.513	-	-
Totales		11.864.715	13.372.799	6.104.400

6. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009 es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes, bruto	31-03-2010		31-12-2009		01-01-2009	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	14.823.817	748.137	13.823.780	787.075	15.956.744	137.529
Otras cuentas por cobrar, bruto	6.676.946	216.059	7.592.810	199.663	4.964.624	911.076
Total	21.500.763	964.196	21.416.590	986.738	20.921.368	1.048.605

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes, neto	31-03-2010		31-12-2009		01-01-2009	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	13.580.765	748.137	13.081.796	787.075	15.186.415	137.529
Otras cuentas por cobrar, neto	5.965.517	216.059	6.892.052	199.663	4.664.999	911.076
Total	19.546.282	964.196	19.973.848	986.738	19.851.414	1.048.605

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de marzo de 2010 es de M\$ 22.464.959, al 31 de diciembre de 2009 es de M\$ 22.403.328 y al 01 de enero de 2009 es de M\$ 21.969.973.

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

- b) La Sociedad, de acuerdo con lo que establece la ley, está obligada a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A marzo de 2010 la Sociedad distribuye energía eléctrica a más de 294 mil clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo Cliente	Cantidad Miles	Participacion ventas %
Residencial	273	44%
Comercial	12	13%
Industrial	2	27%
Otros	7	15%
Total	294	100%

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

- c) El importe de los activos que estarían en mora si sus condiciones no hubieran sido renegociadas al 31 de marzo de 2010 es de M\$ 1.464.521, al 31 de diciembre de 2009 es de M\$ 1.623.832 y al 01 de enero de 2009 es de M\$ 1.474.192. Esta cartera no ha presentado indicios de deterioro (en términos de aumento de antigüedad), que no hayan sido incorporadas dentro de la provisión de deterioro, durante los períodos indicados.
- d) Al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 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	31-03-10	31-12-09	01-01-09
	Corriente M\$	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	4.098.817	4.464.957	5.943.870
Con vencimiento entre tres y seis meses	1.313.211	641.839	953.816
Con vencimiento entre seis y doce meses	939.457	229.095	366.337
Con vencimiento mayor a doce meses	153.970	160.413	175.769
Total	6.505.454	5.496.304	7.439.792

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

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

Para algunos clientes gubernamentales o importantes, la Sociedad evalúa el riesgo de incobrabilidad en base a su comportamiento histórico y estacionalidad de flujos o condiciones puntuales del mercado, resultando en una provisión menor a la indicada. Los montos involucrados en estas evaluaciones no son significativos.

e) 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 M\$
Saldo al 31 de diciembre de 2008	1.069.955
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	454.913
Montos castigados	(82.126)
Saldo al 31 de Diciembre de 2009	1.442.742
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	511.739
Montos castigados	-
Saldo al 31 de Marzo 2010	1.954.481

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

7. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

7.1. Accionistas

El detalle de los accionistas más importantes de la Sociedad al 31 de marzo de 2010, es el siguiente:

Accionistas	Número de Acciones		Total	Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Los Lagos III S.A.	145.433.448	7.320.756.496.649	7.320.901.930.097	99,0036%
Villiger Klein, Lidia Blanca	897.205	26.915.252.795	26.916.150.000	0,3640%
Inversiones Tierra Nueva S.A.	648.056	19.441.031.944	19.441.680.000	0,2629%
Municipalidad de Bulnes	260.332	7.809.699.668	7.809.960.000	0,1056%
Municipalidad de Nueva Imperial	116.696	3.500.763.304	3.500.880.000	0,0473%
Villagran Correa, Jorge	97.205	2.916.052.795	2.916.150.000	0,0394%
Municipalidad de Freire	93.062	2.791.766.938	2.791.860.000	0,0378%
Instituto de Normalizacion Previsional	69.978	2.099.270.022	2.099.340.000	0,0284%
Municipalidad de Perquenco	36.208	1.086.203.792	1.086.240.000	0,0147%
Banco del Estado de Chile	34.702	1.041.025.298	1.041.060.000	0,0141%
Otros minoritarios	98.799.204	5.978.830.699	6.077.629.903	0,0822%
Total	246.486.096	7.394.336.393.904	7.394.582.880.000	

7.2. 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.

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

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

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31-03-2010		31-12-2009		01-01-2009	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta Mercantil, Recuperación gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	-	-	1.425.041	-
77.683.400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Cuenta Mercantil, Recuperación gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.796.356	-	1.773.560	-	-	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	-	-	319	-
Total							1.796.356	-	1.773.560	-	1.425.360	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31-03-2010		31-12-2009		01-01-2009	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
96.701.470-2	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.520	-	57.410	-	47.600	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	297	-	638	-	-	-
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	7.618	-	83	-	68.328	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Recuperación de Gastos , dividiendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	164.903	-	164.527	-	164.155	-
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta Mercantil, Recuperación gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	677.663	-	1.096.843	-	0	-
77.683.400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Cuenta Mercantil, Recuperación gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	-	-	55.030	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	45.480	-	10.762	-	7.460	-
76.073.164-1	Inversiones Los Lagos II S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	7.155.979	-	2.249.197	-	-	-
76.024.762-6	MSP Condor Holding SpA.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	96	-	-	-	-	-
Extranjero	Lawrence S. Coben	Estados Unidos	Remuneraciones Director Sociedad	Menos de 90 días	Director	UF	2.362	-	5.497	-	-	-
7.051.188-6	Pedro Pablo Errázuriz	Chile	Remuneraciones Director Sociedad	Menos de 90 días	Director	UF	1.890	-	5.655	-	-	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director Sociedad	Menos de 90 días	Director	UF	1.890	-	2.513	-	-	-
76.042.977-5	Inversiones Los Lagos Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	-	-	0	-	1.685.149	-
Total							8.060.698	-	3.593.125	-	2.027.722	-

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
77.683.400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Compra/Venta de energía	(28.197)	(106.638)	(53.008)
77.683.400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Cuenta Mercantil	13.462	24.825	122.888
77.683.400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Arriendo de equipos	(70.045)	(410.854)	(326.177)
77.683.400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes	-	-	10.679
96.701.470-2	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Mantenimiento Sistema	(12.474)	(53.806)	(35.411)
96.701.470-2	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes	(41.126)	(101.513)	(157.054)
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Matriz Común	Compra/Venta energía	(23.612)	(667.177)	(567.776)
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes	(68.440)	(74.524)	38.201
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz Común	Servicio Costo Personal	(202.910)	(725.230)	(543.151)
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz Común	Cuenta Mercantil	-	70.872	103.957
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del sur S.A.	Chile	Matriz Común	Cuenta Mercantil	(1.243)	(1.204)	(4.174)

7.3. Directorio y personal clave de la gerencia

La Sociedad es administrada por un Directorio compuesto por ocho miembros, los que permanecen por un periodo de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. En 2010 no corresponde elección de Directorio, por lo que se mantienen los mismos ejecutivos en sus cargos.

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

No existen saldos por cobrar a los Directores.

Los saldos pendientes por pagar entre la Sociedad y los Directores para el período 2010 y 2009, por concepto de remuneración, son los siguientes:

Director	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$
Pedro Pablo Errázuriz	1.890	2.358
Lawrence S. Coben	2.362	-
Jorge Lesser García-Huidobro	1.890	-
Total	6.142	2.358

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 General Ordinaria de Accionistas de la Sociedad.

El beneficio acordado corresponde a UF 5 a cada Director de la Sociedad.

Los Directores señores John Watt, Kevin David Kerr, Stacey Purcell, Adil Rahmathulla y Thomas Gray, en atención a ser estos trabajadores dependientes de las sociedades matrices extranjeras de la Sociedad, renuncian desde ya a la remuneración que les correspondería por el ejercicio del cargo de Director de Frontel. Sólo los Directores Pedro Pablo Errázuriz Domínguez, Jorge Lesser García-Huidobro y Larry Coben recibirán su remuneración.

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 31 de marzo de 2010 y de 2009 son las siguientes:

Director	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$
Pedro Pablo Errázuriz	5.660	-
Lawrence S. Coben	5.480	-
Jorge Lesser García-Huidobro	2.522	-
Total	13.662	-

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

La Sociedad cuenta con dos ejecutivos como empleados directos. Las remuneraciones de estos ejecutivos con cargo a resultados asciende a M\$ 7.873 al 31 de marzo de 2010 (no hay remuneraciones pagadas en 2010).

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

8. Inventarios

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009 es el siguiente:

Clases de inventario	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Materiales de operación y mantenimiento	2.991.783	2.906.254	2.754.913
Materiales en tránsito	220.737	109.147	109.147
Existencias retail	391.575	398.525	35.183
Provisión por obsolescencia	(208.051)	(200.234)	(439.263)
TOTAL	3.396.044	3.213.692	2.459.980

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

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

Inventarios utilizados durante el período según gasto	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$
Materias primas y consumibles utilizados	341.518	320.348
Otros gastos por naturaleza (*)	64.745	120.236
Total	406.263	440.584

(*) Materiales utilizados para el mantenimiento del Sistema eléctrico

Los materiales utilizados en obras propias al 31 de marzo de 2010 ascienden a M\$638.279 (M\$119.243 en 2009) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de marzo de 2010 ascienden a M\$101.590 (M\$69.264 en 2009).

El efecto en resultados de la provisión por obsolescencia alcanzó a M\$ 7.817 para el período enero marzo de 2010, M\$ 6.224 para el período enero marzo de 2009.

Al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 no se ha reconocido deterioro de los inventarios.

9. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 1 de enero de 2009 es el siguiente:

	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Impuesto renta por recuperar (PPM)	197.927	-	-
Otros	4.962	7.604	62.074
Total	202.889	7.604	62.074

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 1 de enero de 2009 es el siguiente:

	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Impuesto a la renta por pagar	-	252.651	170.759
IVA Débito fiscal	652.923	362.188	841.515
Otros	54.296	9.294	7.365
Total	707.219	624.133	1.019.639

10. Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009 es el siguiente:

Activos intangibles neto	31/03/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Activos intangibles identificables, neto	4.744.709	4.745.582	4.749.072
Servidumbres	4.738.235	4.738.235	4.738.235
Software	6.474	7.347	10.837

Activos intangibles bruto	31/03/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Activos intangibles identificables, bruto	4.752.318	4.752.318	4.764.320
Servidumbres	4.738.235	4.738.235	4.750.237
Software	14.083	14.083	14.083

El detalle y movimientos del activo intangible al 31 de marzo de 2010 y al 31 de diciembre de 2010 son los siguientes:

Movimiento año 2010		Servidumbres Neto M\$	Software Neto M\$	Activos Intangibles Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2010		4.738.235	7.347	4.745.582
Movimientos	Adiciones	-	-	-
	Retiros	-	-	-
	Gastos por amor	-	(873)	(873)
	Total movimiento	-	(873)	(873)
Saldo final al 31 de marzo de 2010		4.738.235	6.474	4.744.709

Movimiento año 2009		Servidumbres Neto M\$	Software Neto M\$	Activos Intangibles Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2009		4.738.235	10.837	4.749.072
Movimientos	Adiciones	-	-	-
	Retiros	-	-	-
	Gastos por amor	-	(3.490)	(3.490)
	Total movimiento	-	(3.490)	(3.490)
Saldo final al 31 de diciembre de 2009		4.738.235	7.347	4.745.582

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 derechos de servidumbre y software, a la fecha de transición a IFRS, fueron revaluados por tasadores independientes y los adquiridos a partir de esa fecha se presentan al costo.

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

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

11. Plusvalía Comprada

El detalle de la plusvalía comprada al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009 es el siguiente:

Rut	Compañía	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
91.715.000-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	23.990.169	23.990.169	23.990.169

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de 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 al 31 de marzo de 2010 y al 31 diciembre de 2009.

12. Propiedades, Planta y Equipos

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009:

Clases de Propiedades,Planta y Equipo,Neto	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Propiedades, Planta y Equipo	116.150.512	116.265.200	114.885.477
Construcciones en Curso	10.657.620	9.254.445	4.275.953
Terrenos	1.530.662	1.530.662	1.588.390
Edificios	1.338.051	1.345.176	1.568.144
Planta y Equipo	100.779.984	102.206.674	105.176.431
Equipamiento de Tecnologías de la Información	112.221	74.915	118.567
Instalaciones Fijas y Accesorios	108.660	114.638	136.439
Vehículos de Motor	989.680	1.034.047	1.042.128
Otras Propiedades, Planta y Equipo	633.634	704.643	979.425

Clases de Propiedades,Planta y Equipo,Bruto	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	137.986.442	137.304.060	132.093.414
Construcción en Curso	10.657.620	9.254.445	4.275.953
Terrenos	1.530.662	1.530.662	1.588.390
Edificios	2.011.413	2.011.413	2.334.519
Planta y Equipo	119.583.348	120.351.930	119.749.410
Equipamiento de Tecnologías de la Información	450.817	402.926	407.055
Instalaciones Fijas y Accesorios	269.687	269.791	267.918
Vehículos de Motor	1.259.524	1.259.524	1.277.957
Otras Propiedades, Planta y Equipo	2.223.371	2.223.369	2.192.212

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Planta y Equipo	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades,Planta yEquipo	(21.835.930)	(21.038.860)	(17.207.937)
Edificios	(673.362)	(666.237)	(766.375)
Planta y Equipo	(18.803.364)	(18.145.256)	(14.572.979)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(338.596)	(328.011)	(288.488)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(161.027)	(155.153)	(131.479)
Vehículos de Motor	(269.844)	(225.477)	(235.829)
Otros	(1.589.737)	(1.518.726)	(1.212.787)

El movimiento del rubro propiedades, plantas y equipos durante los períodos 2010 y 2009, es el siguiente:

Movimiento año 2010	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios,Neto	Equipamiento de Tecnologías	Instalaciones Fijas y Accesorios,Neto	Vehiculos de Motor,Neto	Otras Propiedades,	Propiedades,Planta y Equipo,Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2010	9.254.445	1.530.662	1.345.176	74.915	114.638	1.034.047	704.643	102.206.674
Movimientos								
Adiciones	1.403.175	-	-	49.459	-	-	-	33.239
Retiros	-	-	-	(81)	(27)	-	-	(617.779)
Gastos por depreciación	-	-	(7.125)	(12.072)	(5.951)	(44.367)	(71.009)	(842.150)
Total movimientos	1.403.175	-	(7.125)	37.306	(5.978)	(44.367)	(71.009)	(1.426.690)
Saldo final al 31 de marzo de 2010	10.657.620	1.530.662	1.338.051	112.221	108.660	989.680	633.634	100.779.984

Movimiento año 2009	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Equipamiento de Tecnologías	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Otras Propiedades,	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2009	4.275.953	1.588.390	1.568.144	118.567	136.439	1.042.128	979.425	105.176.431
Movimientos								
Adiciones	4.978.492	-	-	-	1.873	330.612	40.850	612.613
Retiros	-	(57.728)	(194.470)	(714)	-	(215.712)	(5.596)	(9.301)
Gastos por depreciación	-	-	(28.498)	(42.938)	(23.674)	(122.981)	(310.036)	(3.573.069)
Total movimientos	4.978.492	(57.728)	(222.968)	(43.652)	(21.801)	(8.081)	(274.782)	(2.969.757)
Saldo final al 31 de diciembre de 2009	9.254.445	1.530.662	1.345.176	74.915	114.638	1.034.047	704.643	102.206.674

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

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo

- Los terrenos, construcciones y edificios, redes de distribución y subtransmisión fueron revalorizadas al 31 de diciembre de 2008, valores que se utilizaron como costo adquirido a la fecha de transición a IFRS.
- Con fecha 27 de febrero de 2010, se produjo un terremoto que afectó a gran parte del territorio nacional y específicamente, a parte de la zona de influencia de la Sociedad. A partir del 3 de marzo de 2010, el Sistema Eléctrico de la Sociedad estaba en condiciones de otorgar suministro al 60% de sus clientes, porcentaje que aumentó a más del 90% a partir del 10 de marzo. Al 31 de marzo, ese porcentaje era de un 99,87%, lo que implicaba 395 clientes sin acceso a suministro.

En virtud de la información que a la fecha tiene disponible la Sociedad, se realizó una provisión por deterioro equivalente al 0,2% del valor total de la red de Frontel de M\$617.779. El cargo a resultados por este concepto fue de M\$ 421.008. El saldo por un valor de M\$196.771, fue cargado a la cuenta patrimonial "Superávit de revaluación". El valor indicado corresponde al mayor valor de la tasación utilizada como costo adquirido, respecto de PCGA anteriores, de los bienes identificados como deteriorados.

- 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 (centrales, subestaciones, construcciones, contenido y existencias) con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses y deberán ser renovados durante el período julio a noviembre de 2010.
- Los activos en construcción según se explica en nota 2.10 incluyen activación de costos financieros por M\$ 24.744 al período terminado al 31 de marzo de 2010 y de M\$ 23.054 por el período terminado al 31 de marzo de 2009 y los costos de personal relacionados directamente con obras en curso por M\$ 128.393 al período terminado al 31 de marzo de 2010 y de M\$ 115.406 por el período terminado al 31 de marzo de 2009.
- El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 no es significativo. La Sociedad no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.

13. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

13.1. Impuesto a la renta

- a) El gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados correspondiente al período marzo 2010 y marzo 2009 es el siguiente:

Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$
Gasto por impuestos corrientes	(266.530)	269.132
Otro gasto por impuesto corriente	176	-
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	(266.354)	269.132
Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	234.832	305.438
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	234.832	305.438
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	(31.523)	574.570

- 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, y al período marzo 2010 y marzo 2009 es la siguiente:

Conciliación del gasto utilizando la tasa efectiva	31/03/2010	31/03/2009
Utilidad (Pérdida) Antes de Impuestos	87.668	3.269.888
(Gasto) Ingreso por Impuestos a las ganancias Utilizando la Tasa Legal (17%)	(14.904)	(555.881)
Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles	400	616
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	(5.189)	(2.486)
Efecto Impositivo de la Utilización de Pérdidas Fiscales No Reconocidas Anteriormente	-	-
Efecto Impositivo de Beneficio Fiscal No Reconocido Anteriormente en el EE.RR.	-	-
Efecto Impositivo de Impuesto provisto en Exceso en Períodos Anteriores	-	(16.819)
Corrección monetaria tributaria de las Inversiones	(98)	-
Corrección monetaria tributaria del Patrimonio	51.489	-
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	(175)	-
Diferencia de conversión de moneda extranjera	-	-
Ajuste de tasas por recuperación de Pérdida Tributarias	-	-
Total ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal	46.427	(18.689)
(Gasto) Ingreso por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	31.523	(574.570)
Tasa impositiva efectiva	-35,96%	17,57%

13.2. Impuesto diferido

- a) El detalle de saldos de los impuestos diferidos registrados al 31 de marzo de 2010, al 31 de diciembre de 2009 y al 01 enero de 2009 es el siguiente:

Diferencia temporal	Activos por Impuestos			Pasivos por Impuestos		
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$	31-03-2010	31-12-2009	01-01-2009 M\$
Impuestos diferidos relativos a Activo Fijo	-	-	-	8.294.388	8.155.898	7.343.302
Impuestos diferidos relativos a Indemnización años de servicio	10.177	26.233	46.879	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión cuentas incobrables	332.262	245.267	181.891	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión de vacaciones	61.296	69.746	62.405	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión obsolescencia	35.369	34.040	74.675	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Ingresos anticipados	38.368	60.485	12.075	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Gastos Anticipados	129.850	133.200	152.159	-	4.714	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión Beneficios Personal	29.990	95.578	81.502	-	-	-
Impuestos diferidos Otras Provisiones	56.984	94.425	52.544	3.084	158	8.021
Total Impuestos Diferidos	694.295	758.974	664.130	8.297.472	8.160.770	7.351.323

- b) El movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación en el período 2010 y 2009 es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2009	664.130	7.351.323
Incremento (decremento)	94.844	809.447
Saldo al 31 de diciembre de 2009	758.974	8.160.770
Incremento (decremento)	(64.679)	136.702
Saldo al 31 de marzo de 2010	694.295	8.297.472

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.

14. Otros Pasivos Financieros

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

Préstamos que Devengan interés

- a) El detalle corriente y no corriente de este rubro de corto y largo plazo al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 1 de enero de 2009 es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	31-03-2010		31-12-2009		01-01-2009	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Préstamos bancarios	77.404	10.486.715	29.106	10.457.526	-	-
Bonos	1.261.151	17.998.731	1.408.812	18.549.408	1.456.264	20.226.709
Total	1.338.555	28.485.446	1.437.918	29.006.934	1.456.264	20.226.709

- b) El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente (no existían saldos por este concepto al 1 de enero de 2009):

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No corriente			
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento		Total no corriente
					Indeterminado M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 31-03-2010 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 31-03-2010 M\$
Chile	Ch\$	anual	1,84%	SIN	-	-	-	77.404	77.404	10.486.715	-	10.486.715
Total					-	-	-	77.404	77.404	10.486.715	-	10.486.715

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No corriente			
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento		Total no corriente
					Indeterminado M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 31-12-2009 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 31-12-2009 M\$
Chile	Ch\$	anual	1,84%	SIN	-	-	-	29.106	29.106	10.457.526	-	10.457.526
Total					-	-	-	29.106	29.106	10.457.526	-	10.457.526

c) El desglose por banco de los Préstamos Bancarios al 31 de marzo de 2010 y al 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de marzo 2010					
						Corriente			No Corriente		
						Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
FRONTEL	BANCO ESTADO	97.030.000-7	UF	1,84%	SEMESTRAL	-	77.404	77.404	10.486.715	-	10.486.715
Total						-	77.404	77.404	10.486.715	-	10.486.715

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de diciembre 2009					
						Corriente			No Corriente		
						Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
FRONTEL	BANCO ESTADO	97.030.000-7	UF	1,84%	SEMESTRAL	-	29.106	29.106	10.457.526	-	10.457.526
Total						-	29.106	29.106	10.457.526	-	10.457.526

d) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009 es el siguiente:

Segmento Pais	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente		
					Vencimiento				Total Corriente	Vencimiento		Total no Corriente
					Indeterminada	Hasta 1 mes	1a 3 meses	3 a 12 meses	al 31/03/2010	1 a 5 años	5 años a más	al 31/03/2010
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	Ch\$	semestral	1,49%	SIN	-	-	-	1.261.151	1.261.151	5.999.577	11.999.154	17.998.731
Total					-	-	-	1.261.151	1.261.151	5.999.577	11.999.154	17.998.731

Segmento Pais	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente		
					Vencimiento				Total Corriente	Vencimiento		Total no Corriente
					Indeterminada	Hasta 1 mes	1a 3 meses	3 a 12 meses	al 31/12/2009	1 a 5 años	5 años a más	al 31/12/2009
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	Ch\$	semestral	1,49%	SIN	-	-	-	1.408.812	1.408.812	5.983.680	12.565.728	18.549.408
Total					-	-	-	1.408.812	1.408.812	5.983.680	12.565.728	18.549.408

Segmento Pais	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente		
					Vencimiento				Total Corriente	Vencimiento		Total no Corriente
					Indeterminada	Hasta 1 mes	1a 3 meses	3 a 12 meses	al 01/01/2009	1 a 5 años	5 años a más	al 01/01/2009
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	Ch\$	semestral	1,49%	SIN	-	-	-	1.456.264	1.456.264	6.129.305	14.097.404	20.226.709
Total					-	-	-	1.456.264	1.456.264	6.129.305	14.097.404	20.226.709

e) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009 es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de marzo 2010					
					Corriente			No Corriente		
					Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
FRONTEL	BONO SERIE A/ N°416	UF	1,49%	SIN	-	1.261.151	1.261.151	5.999.577	11.999.154	17.998.731
TOTAL					-	1.261.151	1.261.151	5.999.577	11.999.154	17.998.731

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2009					
					Corriente			No Corriente		
					Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
FRONTEL	BONO SERIE A/ N°416	UF	1,49%	SIN	-	1.408.812	1.408.812	5.983.680	12.565.728	18.549.408
TOTAL					-	1.408.812	1.408.812	5.983.680	12.565.728	18.549.408

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	01 de enero 2009					
					Corriente			No Corriente		
					Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
FRONTEL	BONO SERIE A/ N°416	UF	1,49%	SIN	-	1.456.264	1.456.264	6.129.305	14.097.404	20.226.709
TOTAL					-	1.456.264	1.456.264	6.129.305	14.097.404	20.226.709

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros

f) Colocación de bonos

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

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

g) Otros aspectos

Las deudas de la Sociedad incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También hay obligaciones relacionadas con el mantenimiento de sus activos esenciales (líneas e instalaciones de distribución de la Sociedad, y las respectivas concesiones de distribución asociadas a dichos activos). Los contratos restringen los flujos entre compañías relacionadas por conceptos de créditos, con excepción de aquellos con transacciones que se están directamente relacionados con el giro del negocio. Los contratos también regulan la entrega de fianzas, codeudas solidarias, avales o cualquier garantía personal a terceros distintos de las empresas del grupo.

Ratios financieros

En la Sociedad:

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

- Deuda Financiera Neta/EBITDA: Mantener al final de cada trimestre un ratio menor a 3,5 cinco veces medido sobre estados financieros.

Al 31 de marzo de 2010, la Sociedad ha dado cumplimiento a estas restricciones. En el caso de los bonos locales, emitidos en unidades de fomento, cuyos covenants financieros están vinculados a los estados financieros bajo CL GAAP en formato FECU, la certificaciones de estos covenants durante el año 2010 se hacen utilizando la mejor asociación de las cuentas FECU con una nueva presentación bajo IFRS, manteniendo el fondo contractual y el sentido de los covenants definidos bajo el anterior formato FECU.

15. Política de Gestión de Riesgos

Los sectores en los que participa la Sociedad son distribución, transmisión y transformación de energía eléctrica, en donde la gran mayoría de sus ingresos son regulados.

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 compañía, y se realiza tanto a nivel general como para cada uno de sus negocios, considerando las particularidades de cada uno.

Frontel distribuyen energía eléctrica en la zona sur del país, en el área comprendida entre las provincias de Concepción (Región del Bío Bío) y Nueva Imperial (Región de la Araucanía).

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

Los principales riesgos a los cuales está expuesto Frontel son los siguientes:

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

15.1.1 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 compañías 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 CDECs.

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.

Con fecha 13 de marzo de 2004 se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 19.940 que modificó la Ley General Sobre Servicios Eléctricos y su Reglamento y que convencionalmente se ha denominado como la "Ley Corta".

En mayo de 2005 se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 20.018 que modificó nuevamente la Ley General Sobre Servicios Eléctricos y su Reglamento y que convencionalmente se ha denominado como la "Ley Corta II".

Cambios en dicho marco regulatorio pueden constituir un riesgo para la Compañía y la industria eléctrica dado que pueden afectar aspectos operacionales, sus márgenes y rentabilidad entre otros factores claves.

Actualmente, continúa en el Congreso la tramitación del proyecto de modificación a la Ley Eléctrica en materias relacionadas con la distribución, presentada por el Poder Ejecutivo a fines del año 2007, sin mostrar avances en su tramitación durante el transcurso del 2009.

b) Fijación de tarifas de distribución

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

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El último Decreto de nuevas fórmulas tarifarias, que regirán 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 naturales eficiencias que se producen en cada compañía producto del aumento de ventas), y por una fórmula de indexación que considera la inflación local, variaciones del tipo de cambio y precio del cobre.

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

c) Fijación de tarifas de servicios asociados a la distribución

Las tarifas de los servicios asociados a la distribución de energía eléctrica son fijadas de acuerdo a la ley cada cuatro años, en conjunto con las tarifas de distribución. Los cambios en estas tarifas pueden afectar los resultados de la Sociedad.

d) Fijación de tarifas de subtransmisión

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

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

e) Contratos de suministro

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

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

f) Abastecimiento de Energía

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

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

- Las Leyes Cortas mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.
- Las acciones que actualmente se encuentra desarrollando el regulador, tendientes a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento de gas argentino.

En la actualidad hay centrales eléctricas en proyecto por una capacidad estimada en unos 2.700 MW, los que podrían entrar en funcionamiento en los próximos 3 años (2009 – 2011).

15.2 Riesgo financiero

La exposición a variaciones de variables de mercado, como tasas de interés y tipo de cambio, se encuentra acotada. Por una parte, el 100% de la deuda financiera está estructurada a largo plazo mediante bonos y créditos bancarios, y se encuentra denominada en UF, consistente con el perfil de flujos de la Sociedad.

Por otro lado, cerca del 65% de la deuda financiera de largo plazo está a tasa fija, por lo que la exposición a variaciones en las tasas de interés no es considerada alta por la Administración.

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.

15.2.1 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.

15.2.2 Variación UF

El 100% de la deuda financiera está estructurada en UF o pesos chilenos, consistente con los flujos de la Sociedad.

De los ingresos de la Sociedad más de un 90% corresponden a UF o pesos chilenos y están relacionados con las variaciones de indicadores internos de la economía. Las tarifas de ventas incluyen en sus indicadores factores asociados a la economía (IPC e IPMN).

15.2.3 Tasa de interés

En la actualidad el 65% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija. La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de las tasas variables con respecto a la TAB (Tasa Activa Bancaria), suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes, esta metodología consiste en medir la variación positiva de un punto de la TAB a la fecha de presentación de estos estados financieros, con respecto a la tasa de la última fijación de los préstamos que posee la Sociedad. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se generaría un mayor gasto financiero por concepto de intereses de MM\$ 26 durante el periodo enero - marzo de 2010. La Sociedad no ha cambiado la metodología aplicada para determinar el análisis de sensibilización de tasas.

La composición de las tasas de la deuda financiera es la siguiente:

	31/03/2010	31/12/2009
Tasa Variable	35%	35%
Tasa Fija	65%	65%

15.2.4 Riesgo de liquidez

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

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

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

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 compañías, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

15.2.5 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 fidelizar al cliente con una gama más amplia de productos tales como retail y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

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

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

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

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

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

En algunos casos especiales (clientes importante o gubernamentales), la Sociedad evalúa el riesgo de incobrabilidad en base a su comportamiento histórico (estacionalidad de flujos) o condiciones puntuales del mercado. Los montos involucrados en estas evaluaciones no son significativos.

Activos de carácter financiero:

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

16. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 1 de enero de 2009 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Proveedores por compra de energía y peajes	10.149.691	11.152.303	8.876.613
Cuentas por pagar bienes y servicios	1.235.718	1.870.417	1.337.291
Dividendos por pagar a terceros	86.436	37.478	27.310
Cuentas por pagar instituciones fiscales	103.854	92.664	70.939
Otras cuentas por pagar	161.627	156.165	157.720
Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	11.737.326	13.309.027	10.469.873

17. Provisiones

17.1. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados

a) El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009 es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corriente		
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	360.563	410.273	367.087
Provisión por beneficios anuales del personal	286.255	941.365	810.734
Totales	646.818	1.351.638	1.177.821

- b) El movimiento de las provisiones al 31 de marzo de 2010 y a 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Provisiones	Por beneficios a los empleados
Saldo inicial al 1 de enero de 2010	1.351.638
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	211.454
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	-
Provisión utilizada	(916.274)
Reversos de provisión no utilizada.	-
Incremento por ajuste del valor del dinero en el tiempo.	-
Diferencia de conversión cambio de moneda extranjera	-
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	(704.820)
Saldo final al 31 de marzo de 2010	646.818

Provisiones	Por beneficios a los empleados
Saldo inicial al 1 de enero de 2009	1.177.821
Movimientos en provisiones	-
Provisiones adicionales	96.624
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	810.188
Provisión utilizada	(732.995)
Reversos de provisión no utilizada.	-
Incremento por ajuste del valor del dinero en el tiempo.	-
Diferencia de conversión cambio de moneda extranjera	-
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	173.817
Saldo final al 31 de diciembre de 2009	1.351.638

17.2. Otras provisiones a corto plazo

- a) El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009 es el siguiente:

Otras Provisiones a corto plazo	Corriente		
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Otras provisiones (Multas)	328.630	548.947	302.897
Totales	328.630	548.947	302.897

- b) El movimiento de las provisiones al 31 de marzo de 2010 y a 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Provisiones	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 1 de enero de 2010	548.947
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	-
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(220.317)
Provisión utilizada	-
Reversos de provisión no utilizada.	-
Incremento por ajuste del valor del dinero en el tiempo.	-
Diferencia de conversión cambio de moneda extranjera	-
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	(220.317)
Saldo final al 31 de marzo de 2010	328.630

Provisiones	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 1 de enero de 2009	302.897
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	204.732
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	48.555
Provisión utilizada	(7.237)
Reversos de provisión no utilizada.	-
Incremento por ajuste del valor del dinero en el tiempo.	-
Diferencia de conversión cambio de moneda extranjera	-
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	246.050
Saldo final al 31 de diciembre de 2009	548.947

17.3. Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados

- a) El desglose de las provisiones no corrientes al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009 es el siguiente:

Provisiones no corrientes, Indemnización por años de servicio	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Obligaciones post empleo no corriente	1.508.972	1.457.185	1.467.420
Total	1.508.972	1.457.185	1.467.420

- b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante el período 2010 y 2009 es el siguiente:

Provisiones no corriente, Indemnización por años de servicio	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2009	1.467.420
Provisión del período	55.796
Pagos en el período	(66.031)
Saldo al 31 de diciembre de 2009	1.457.185
Provisión del período	52.559
Pagos en el período	(772)
Saldo al 31 de marzo de 2010	1.508.972

- c) Hipótesis actuariales utilizadas

Tasa de descuento (real)	5.0%
Tasa esperada de incrementos salariales (real)	1.5%
Tablas de mortalidad	M-95 H / M-95 M

17.4. Juicios y multas

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

17.4.1. Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad son los siguientes:

Empresa	Tribunal	Nº Rol	Origen	Etapa procesal	Instancia	Montos M\$
FRONTEL	1 Juzgado Civil de Santiago	8.156-2003	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio. (Carrasco con FRONTEL)	Fallo de segundo grado confirmó rechazo de la demanda. Recurso de casación pendiente	2º	20.999
FRONTEL	8º Juzgado de letras de Santiago	10.500-2006	Demanda de indemnización de perjuicios Inversiones Tierra Nueva	Fallo de segundo grado confirmó rechazo de la demanda. Recurso de casación pendiente	1º	Indeterminado
FRONTEL	Juzgado de Letras de Pitrufquen	1.017	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 2 instancia. Sentencia de primer grado confirmo la multa	2º	2.675
FRONTEL	16º Juzgado de letras de Santiago	10.562	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Quilaquir con FRONTEL)	Abandono de procedimiento	1º	36.400
FRONTEL	2º Juzgado de letras de Temuco	1521-05	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Cariqueo con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1º instancia	1º	10.000
FRONTEL	3º Juzgado civil de Temuco	9547-B	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Matus con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1º instancia	1º	15.000
FRONTEL	2º Juzgado Civil de Temuco	4459-2007	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Moreno con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1º instancia	1º	300.000
FRONTEL	3º Juzgado civil de Temuco	4395-2008	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Contreras con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1º instancia	1º	5.000
FRONTEL	3º Juzgado civil de Temuco	1997-2008	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Marín con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1º instancia	1º	2.000
FRONTEL	1º Juzgado Civil de Temuco	6831-2008	Demanda de indemnización de perjuicios por no ejecución de proyecto particular. (Suizandina con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1º instancia	1º	477.000
FRONTEL	Juzgado de letras de Santa Juana	3808-08	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio forestal. (Vergara con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1º instancia	1º	20.999
FRONTEL	Corte de apelaciones de Valdivia	40.168-2009	Reclamo de ilegalidad por multa DRV	Proceso pendiente en 1º instancia	1º	-
FRONTEL	1 Juzgado de Letras de Osorno	335-10	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio. (Sánchez con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1º instancia	1º	113.296

Al 31 de marzo de 2010, 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 estados financieros, que rodea 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.

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.

17.4.2. Multas

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

Empresa	Resolución	Fecha	Autoridad	Concepto	Estado	Montos M\$
FRONTEL	Ex. 2254	25-11-2009	SEC	Índices	Recurso de reposición pendiente.	24.353
FRONTEL	Ex. 035	17-04-2009	SEC	Atención cliente	Recurso de reposición pendiente.	132.836
FRONTEL	Ex. 036	17-04-2009	SEC	Atención cliente	Recurso de reposición pendiente.	22.139
FRONTEL	Ex 313	17-02-2009	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Recurso de reposición pendiente.	22.139
Multas pendiente de liquidación de años anteriores						
FRONTEL	Ex. 101	12-11-2008	SEC	Mantenimiento	Pendiente recurso de reposición	11.070
FRONTEL	Ex. 1730	07-11-2008	SEC	Calidad de suministro	Pendiente recurso de reposición	26.567
FRONTEL	Ex. 1288	11-09-2007	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Pendiente Recurso de reposición	6.642

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.

18. Otros Pasivos no Financieros, Corrientes

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009 es el siguiente:

Otros pasivos No Financieros, Corrientes	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Subvenciones gubernamentales	4.940.193	3.305.192	3.309.391
Otras obras de terceros	1.050.136	993.470	253.220
Total otros pasivos no financieros, corrientes	5.990.328	4.298.662	3.562.611

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

19. Patrimonio

19.1. Patrimonio neto de la Sociedad

19.1.1. Capital suscrito y pagado

Al 31 de marzo de 2010 y el 31 de diciembre de 2009, el capital social de Frontel asciende a M\$ 66.934.801. El capital está representado por 246.486.096 acciones serie A y 7.394.336.393.904 acciones serie B, totalmente suscritas y pagadas.

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

19.1.2. Dividendos

Con fecha 26 de marzo de 2010 en Junta Ordinaria de Accionistas se aprobó el pago de un dividendo definitivo de \$ 0,00098 por acción, el que se pagó en dinero en efectivo e imputó a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009, lo que significará un pago total de \$ 7.228.000.000 por este concepto. El dividendo señalado, se pagó a partir del día 26 de abril de 2010, a los accionistas que figuran inscritos en el Registro de Accionistas al quinto día hábil anterior a la fecha de pago.

19.1.3. Reservas por diferencias de conversión

El detalle de la Sociedad que presenta diferencias de conversión, netas de impuestos, al 31 de marzo de 2010 y 2009, es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31-03-10 M\$	31-03-09 M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	(856)	(228)

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

19.1.4. Otras reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Otras reservas al 01 de enero de 2009, 31 de marzo de 2009, 31 de diciembre de 2009 y 31 de marzo de 2010 es la siguiente:

	Cambio en otras reservas			Saldo al 31 de marzo de 2009
	Saldo al 1 de enero de 2009 M\$	Trasposos a Ganancias (pérdidas) acumuladas, netas de impuestos diferidos M\$	Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos M\$	
Revaluación inicial Activo fijo	46.422.848	(433.755)		45.989.093
Revaluación inicial Intangibles	4.715.292			4.715.292
Efecto revaluación asociadas	34.531			34.531
Diferencias de cambio por conversión	-		(228)	(228)
Otras reservas varias	71.687			71.687
Totales	51.244.358	(433.755)	(228)	50.810.375

	Cambio en otras reservas			Saldo al 31 de diciembre de 2009
	Saldo al 1 de enero de 2009 M\$	Trasposos a Ganancias (pérdidas) acumuladas, netas de impuestos diferidos M\$	Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos M\$	
Revaluación inicial Activo fijo	46.422.848	(1.734.340)		44.688.508
Revaluación inicial Intangibles	4.715.292			4.715.292
Efecto revaluación asociadas	34.531			34.531
Diferencias de cambio por conversión	-		(1.041)	(1.041)
Otras reservas varias	71.687			71.687
Totales	51.244.358	(1.734.340)	(1.041)	49.508.977

	Cambio en otras reservas			Saldo al 31 de marzo de 2010
	Saldo al 1 de enero de 2010 M\$	Trasposos a Ganancias (pérdidas) acumuladas, netas de impuestos diferidos M\$	Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos M\$	
Revaluación inicial Activo fijo	44.688.508	(574.833)		44.113.675
Revaluación inicial Intangibles	4.715.292			4.715.292
Efecto revaluación asociadas	34.531			34.531
Diferencias de cambio por conversión	(1.041)		185	(856)
Otras reservas varias	71.687			71.687
Totales	49.508.977	(574.833)	185	48.934.329

Al 01-01-2009 no existe valor por otras reservas.

19.2. 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.

19.3. 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 número 14 g).

20. Ingresos

El detalle de este rubro en las Cuentas de Resultados al 31 de marzo de 2010 y al 31 de diciembre de 2009, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$
Venta de Energía	18.305.034	22.579.554
Ventas de energía	18.305.034	22.579.554
Otras Prestaciones y Servicios	513.611	914.986
Apoyos	64.393	188.693
Arriendo de medidores	78.689	170.334
Cortes y reposición	124.204	105.188
Pagos fuera de plazo	179.224	367.715
Otros	67.101	83.056
Total	18.818.644	23.494.540

Otros Ingresos, por naturaleza	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$
Otros Ingresos		
Construcción de obras y trabajos a terceros	196.566	607.343
Venta de materiales y equipos	266.624	205.038
Arrendamientos	70.107	75.157
Intereses Créditos y Préstamos	35.106	75.102
Ingresos Retail	251.684	108.609
Otros Ingresos	18.971	7.401
Total Otros ingresos, por naturaleza	839.058	1.078.650

21. Consumo de Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2010 y al 31 de marzo de 2009 es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$
Compras de energía y peajes	13.188.789	16.834.139
Compras de materiales	341.518	320.348
Total	13.530.307	17.154.487

22. Gastos de Personal

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2010 y al 31 de marzo de 2009 es el siguiente:

Gastos de Personal	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$
Remuneraciones y bonos	1.573.355	1.396.909
Provisión costo de vacaciones	(47.886)	(37.455)
Otros costos de personal	104.126	92.749
Indemnización por años de servicios	61.043	134.979
Activación costo de personal	(128.393)	(115.406)
Total	1.562.246	1.471.776

23. Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de marzo de 2010 y al 31 de marzo de 2009, es el siguiente:

Depreciación y Amortización	31-03-2010	31-03-2009
	M\$	M\$
Depreciaciones	982.674	1.003.358
Amortizaciones de Intangibles	873	708
Deterioro Activo fijo	421.009	-
Total	1.404.556	1.004.066

De acuerdo con lo indicado en la Nota 12 de Propiedades Planta y Equipo, el deterioro indicado corresponde a una estimación de la Sociedad del valor de los activos retirados de la red como consecuencia del terremoto ocurrido el 27 de febrero de 2010.

24. Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de marzo de 2010 y al 31 de marzo de 2009 es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	31-03-2010	31-03-2009
	M\$	M\$
Operación y Mantenimiento Sistema Eléctrico	1.143.251	482.078
Mantenimiento Medidores, Ciclo Comercial	783.694	696.389
Operación vehículos, Viajes y Viáticos	59.832	105.474
Arriendo Maquinarias, Equipos e Instalaciones	251	255
Provisiones y Castigos	512.436	112.504
Gastos de Administración	307.864	237.169
Otros Gastos por Naturaleza	135.955	479.928
Total Otros Gastos Fijos de Explotación	2.943.283	2.113.797

Como consecuencia de terremoto producido con fecha 27 de febrero de 2010, que afectó a gran parte del territorio nacional y específicamente a una parte de la zona de influencia de la Sociedad y su sistema eléctrico, se dispuso en forma inmediata de la máxima cantidad de recursos para regularizar sus instalaciones y otorgar suministro eléctrico a sus clientes. La reparación del sistema eléctrico en las áreas afectadas sumado al aislamiento en que quedaron varias de esas implicó un mayor costo de mantenimiento del sistema, respecto de 2009. Los costos asociados al terremoto alcanzaron en la Sociedad los M\$ 784.561 y están registrados en la cuenta Operación y Mantenimiento del Sistema Eléctrico.

25. Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 31 de marzo de 2010 y al 31 de marzo de 2009 es el siguiente:

Ingresos Financieros	31-03-2010	31-03-2009
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	78.284	159.672
Otros ingresos financieros	13.463	66.102
Total Ingresos Financieros	91.747	225.774

Costos Financieros	31-03-2010	31-03-2009
	M\$	M\$
Gastos por préstamos bancarios	58.619	-
Gastos por bonos	142.866	166.401
Otros Gastos Financieros	5.725	2.971
Activación Gastos financieros	(24.744)	(23.054)
Total Gastos Financieros	182.466	146.318

Resultado por unidades de reajuste	(77.883)	391.749
Diferencias de cambio	12.262	(2.797)
Positivas	12.262	-
Negativas	-	(2.797)
Total Gasto Financiero	(248.087)	242.634

Total Resultado Financiero	(156.340)	468.408
-----------------------------------	------------------	----------------

26. 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.). Este informe también incluye un detalle según empresa.

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

27. Hechos Posteriores

En el período comprendido entre el 1 de abril de 2010 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros, no han ocurrido hechos significativos que afecten a los mismos

28. Medio Ambiente

Al 31 de marzo de 2010 y al 31 de marzo de 2009 la Sociedad no ha realizado gastos relevantes por este concepto.

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

29. 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 2010 son las siguientes según beneficiario relevante:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía			Tipo de garantía		Fecha Liberación de Garantía		
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Valor garantía (M\$)	2010 (M\$)	2011 (M\$)	2012 (M\$)
Vialidad Región de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	198,967	198,967	-	-
Vialidad VIII Región	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	5,175	5,175	-	-
Gobierno Regional de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción FNDR	Boleta de garantía	Pesos	8,456,984	4,988,240	3,468,744	-
Gobierno Regional del Bío Bío	Frontel	Garantiza obra en construcción FNDR	Boleta de garantía	Pesos	1,905,709	-	1,905,709	-
Ilustre Municipalidad de Valdivia	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	80,932	80,932	-	-
Hidroeléctrica Trueno S.A	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	160,000	160,000	-	-
Total					10,807,766	5,433,313	5,374,453	-

30. Caucciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de marzo la Sociedad ha recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar principalmente cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, respectivamente por un total de M\$ 1.126.047.

31. 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	Saldo al	Resultado	Dividendos	Reserva patrimonio	Subtotal	Utilidad	Total
		31.03.2010	01.01.2010	del ejercicio				31.03.2010	
		%	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	10.000	0,10000%	71.495	1.513	-	-	73.008	-	73.008
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	8	0,10460%	13.956	301	-	-	14.257	-	14.257
Sociedad Generadora Austral S.A.	142.740	0,10000%	4.918	246	-	186	5.350	-	5.350
Total			90.369	2.060	-	186	92.615	-	92.615

Nombre	Número de acciones	Porcentaje participación	Saldo al	Resultado	Dividendos	Reserva patrimonio	Subtotal	Utilidad	Total
		31.12.2009	01.01.2009	del ejercicio				31.12.2009	
		%	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	10.000	0,10000%	66.817	6.811	(2.133)	-	71.495	-	71.495
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	8	0,10460%	13.443	1.311	(414)	(384)	13.956	-	13.956
Sociedad Generadora Austral S.A.	142.740	0,10000%	2.377	3.582	-	(1.041)	4.918	-	4.918
Total			82.637	11.704	(2.547)	-1.425	90.369	-	90.369

32. Información Adicional Sobre Deuda Financiera

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

a) Préstamos bancarios

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			
			Vencimiento		Total Corriente al 31/03/2010	Vencimiento			Total No Corriente al 31/03/2010	Vencimiento		Total Corriente a 31/12/2009	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2009
			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\$		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	1,84%	97.664	195.874	293.538	8.389.077	2.649.236	-	11.038.313	-	195.355	195.355	8.366.848	2.642.217	-	11.009.065
Total			97.664	195.874	293.538	8.389.077	2.649.236	-	11.038.313	-	195.355	195.355	8.366.848	2.642.217	-	11.009.065

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Corriente			No corriente			Corriente			No corriente				
						Vencimiento		Total corriente	Vencimiento			Total no corriente	Vencimiento		Total corriente	Vencimiento			Total no corriente
						Uno a tres meses M\$	Tres a doce Meses M\$		31-03-2010 M\$	Uno a tres años M\$	Tres a cinco años M\$		Más de cinco años M\$	31-03-2010 M\$		Uno a tres meses M\$	Tres a doce Meses M\$	31-12-2009 M\$	
96.986.780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	BANCO ESTADO	UF	1,86%	1,84%	97.664	195.874	293.538	8.389.077	2.649.236	-	11.038.313	-	195.355	195.355	8.366.848	2.642.217	-	11.009.065
Total						97.664	195.874	293.538	8.389.077	2.649.236	-	11.038.313	-	195.355	195.355	8.366.848	2.642.217	-	11.009.065

b) Bonos

Resumen de bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			
			vencimiento		Total Corriente al 31/03/2010	Vencimiento			Total No Corriente al 31/03/2010	vencimiento		Total Corriente al 31/03/2009	Vencimiento			Total No Corriente al 31/03/2009
			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\$		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	1,49%	-	885.802	885.802	5.127.251	7.830.789	10.083.384	23.041.424	892.376	883.454	1.775.830	5.113.665	7.810.040	10.056.666	22.980.371
Total			-	885.802	885.802	5.127.251	7.830.789	10.083.384	23.041.424	892.376	883.454	1.775.830	5.113.665	7.810.040	10.056.666	22.980.371

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	31-03-2010				31-12-2009									
								Corriente			Total No Corriente	Corriente			Total 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	Menos de 90 Días	Más de 90 Días	Total corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años
96.986.780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile			UF	1,49%	1,49%	-	885.802	885.802	5.127.251	7.830.789	10.083.384	23.041.424	892.376	883.454	1.775.830	5.113.665	7.810.040	10.056.666	22.980.371
Total								-	885.802	885.802	5.127.251	7.830.789	10.083.384	23.041.424	892.376	883.454	1.775.830	5.113.665	7.810.040	10.056.666	22.980.371

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	01-01-2009						
								Corriente			No Corriente			
								Menos de 90 Días	Más de 90 Días	Total corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
96.986.780	Empresa Eléctrica de la Fro	Chile			UF	1,49%	1,49%	932.299	923.182	1.855.481	3.601.470	8.364.882	13.391.529	25.357.881
Total								932.299	923.182	1.855.481	3.601.470	8.364.882	13.391.529	25.357.881

33. Detalle de Activos y Pasivos en Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Efectivo y Equivalentes del efectivo	Dólares	Peso chileno	132.294	131.517	16.023
Totales			132.294	131.517	16.023