
Gerencia Regional de Contabilidad
Subgerencia de Consolidación y Reporting
Area de Consolidación y Reporting

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

correspondientes al periodo terminado
al 31 de marzo de 2010

ENERSIS y FILIALES

Miles de Pesos

El presente documento consta de 2 secciones:

- Estados Financieros Consolidados
- Notas a los Estados Financieros Consolidados

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES
**Estados de Situación Financiera Consolidados
al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009**

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	1.022.162.840	1.134.900.821
Otros activos financieros corrientes	6	1.087.828	1.536.149
Otros activos no financieros corriente		33.777.956	38.501.822
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	7	1.151.320.695	1.138.646.562
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	8	21.329.165	19.014.232
Inventarios	9	57.764.000	56.319.268
Activos por impuestos corrientes	10	152.703.805	112.175.952
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		2.440.146.289	2.501.094.806
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	11	57.133.778	70.360.851
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		57.133.778	70.360.851
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		2.497.280.067	2.571.455.657
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	6	37.766.380	30.496.757
Otros activos no financieros no corrientes		96.076.406	94.255.253
Derechos por cobrar no corrientes	7	210.501.954	194.977.413
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	12	19.630.613	21.281.461
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13	1.457.821.234	1.446.122.245
Plusvalía	14	1.517.680.289	1.501.351.933
Propiedades, planta y equipo	15	7.160.474.755	6.864.071.242
Propiedad de inversión	16	30.907.878	31.231.839
Activos por impuestos diferidos	17	475.838.066	454.896.521
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES		11.006.697.575	10.638.684.664
TOTAL ACTIVOS		13.503.977.642	13.210.140.321

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009

(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	18	594.344.211	730.650.012
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	21	1.014.370.294	976.506.464
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corriente	8	161.087.393	111.955.779
Otras provisiones a corto plazo	22	94.814.317	100.024.455
Pasivos por Impuestos corrientes	10	242.105.430	185.285.671
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	23	6.151.895	4.915.167
Otros pasivos no financieros corrientes		37.143.865	35.399.624
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		2.150.017.405	2.144.737.172
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		40.179.213	50.650.366
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		2.190.196.618	2.195.387.538
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	18	3.641.414.649	3.530.837.444
Pasivos no corrientes	21	61.045.022	58.727.503
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corriente	8	3.666.619	3.556.672
Otras provisiones a largo plazo	22	257.291.564	250.286.912
Pasivo por impuestos diferidos	17	595.915.166	573.049.297
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	23	189.779.898	182.688.990
Otros pasivos no financieros no corrientes		39.291.026	38.602.321
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		4.788.403.944	4.637.749.139
TOTAL PASIVOS		6.978.600.562	6.833.136.677
PATRIMONIO			
Capital emitido	24	2.824.882.835	2.824.882.835
Ganancias (pérdidas) acumuladas	24	1.882.297.028	1.817.613.206
Primas de emisión	24	158.759.648	158.759.648
Otras participaciones en el patrimonio	24.6	(1.291.099.898)	(1.291.099.898)
Otras reservas	24.5	42.977.731	8.323.764
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		3.617.817.344	3.518.479.555
Participaciones no controladoras	24.7	2.907.559.736	2.858.524.089
TOTAL PATRIMONIO		6.525.377.080	6.377.003.644
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		13.503.977.642	13.210.140.321

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados

Por los periodos terminados al 31 de marzo de 2010 y 2009

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)		Nota	enero - marzo	
			2010 M\$	2009 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	25	1.408.888.030	1.548.928.723	
Otros ingresos, por naturaleza	25	63.012.020	73.347.786	
Total de Ingresos		1.471.900.050	1.622.276.509	
Materias primas y consumibles utilizados	26	(770.870.205)	(846.610.608)	
Margen de Contribución		701.029.845	775.665.901	
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		7.005.608	7.713.038	
Gastos por beneficios a los empleados	27	(84.636.207)	(88.846.138)	
Gasto por depreciación y amortización	28	(120.375.618)	(107.048.086)	
Otros gastos por naturaleza	29	(117.761.777)	(123.235.875)	
Resultado de Explotación		385.261.851	464.248.840	
Otras ganancias (pérdidas)	30	602.019	4.434	
Ingresos financieros	31	24.022.365	34.976.147	
Costos financieros	31	(96.882.005)	(106.729.739)	
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	12	702.654	1.141.506	
Diferencias de cambio	31	(9.032.664)	(33.445.161)	
Resultado por unidades de reajuste	31	(1.142.144)	20.411.442	
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		303.532.076	380.607.469	
Gasto por impuestos a las ganancias	32	(96.750.431)	(71.787.266)	
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		206.781.645	308.820.203	
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-	
GANANCIA (PÉRDIDA)		206.781.645	308.820.203	
Ganancia (pérdida) atribuible a				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		91.925.575	152.049.570	
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		114.856.070	156.770.633	
GANANCIA (PÉRDIDA)		206.781.645	308.820.203	
Ganancia por acción básica				
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	2,82	4,66	
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	2,82	4,66	
Ganancias por acción diluidas				
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	2,82	4,66	
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$ / acción	2,82	4,66	

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados

Por los periodos terminados al 31 de marzo de 2010 y 2009

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - marzo	
		2010 M\$	2009 M\$
Ganancia (Pérdida)		206.781.645	308.820.203
Componentes de otro resultado integral antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos		253.517.943	(591.483.220)
Total diferencias de cambio por conversión		253.517.943	(591.483.220)
Activos financieros disponibles para la venta			
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta antes de impuestos		2.412	-
Total activos financieros disponibles para la venta		2.412	-
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		(65.092.368)	45.802.100
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		543.896	(252.364)
Total coberturas del flujo de efectivo		(64.548.472)	45.549.736
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos		1.971.253	(3.632.141)
Total Otros componentes de otro resultado integral antes de impuestos		190.943.136	(549.565.625)
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral			
Impuesto a las ganancias relacionado con activos financieros disponibles para la venta		(410)	-
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		10.897.303	7.756.542
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		62.688	1.170.975
Total de impuestos a las ganancias		10.959.581	8.927.517
Total Otro Resultado Integral		201.902.717	(540.638.108)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		408.684.362	(231.817.905)
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		126.915.462	(34.243.768)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		281.768.900	(197.574.137)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		408.684.362	(231.817.905)

ENERSIS Y SOCIEDADES FILIALES

Estado de cambio en el Patrimonio Neto

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

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de Emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Cambios en Otras Reservas					Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
				Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas				
Saldo Inicial al 01/01/2010	2.824.882.835	158.759.648	(1.291.099.898)	196.973.210	(188.691.145)	-	41.699	8.323.764	1.817.613.206	3.518.479.555	2.858.524.089	6.377.003.644
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)									91.925.575	91.925.575	114.856.070	206.781.645
Otro resultado integral				74.335.863	(39.683.548)	335.920	1.652	34.989.887		34.989.887	166.912.830	201.902.717
Resultado integral										126.915.462	281.768.900	408.684.362
Dividendos									(27.577.673)	(27.577.673)		(27.577.673)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios						(335.920)		(335.920)	335.920	-	(232.733.253)	(232.733.253)
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	74.335.863	(39.683.548)	-	1.652	34.653.967	64.683.822	99.337.789	49.035.647	148.373.436
Saldo Final al 31/03/2010	2.824.882.835	158.759.648	(1.291.099.898)	271.309.073	(228.374.693)	-	43.351	42.977.731	1.882.297.028	3.617.817.344	2.907.559.736	6.525.377.080

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de Emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Otras Reservas					Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
				Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas				
Saldo Inicial al 01/01/2009	2.824.882.835	158.759.648	(1.291.099.898)	283.959.611	(276.767.607)	-	9.565	7.201.569	1.391.570.726	3.091.314.880	2.937.816.340	6.029.131.220
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)									152.049.570	152.049.570	156.770.633	308.820.203
Otro resultado integral				(202.365.374)	16.817.460	(745.424)		(186.293.338)		(186.293.338)	(354.344.770)	(540.638.108)
Resultado integral										(34.243.768)	(197.574.137)	(231.817.905)
Dividendos									(45.614.871)	(45.614.871)		(45.614.871)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios						745.424		745.424	(745.424)	-	(160.708.311)	(160.708.311)
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	(202.365.374)	16.817.460	-	-	(185.547.914)	105.689.275	(79.858.639)	(358.282.448)	(438.141.087)
Saldo Final al 31/03/2009	2.824.882.835	158.759.648	(1.291.099.898)	81.594.237	(259.950.147)	-	9.565	(178.346.345)	1.497.260.001	3.011.456.241	2.579.533.892	5.590.990.133

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Flujos de Efectivos Consolidados

Por los periodos terminados al 31 de marzo de 2010 y 2009

(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Indirecto	Nota	enero - marzo	
		2010 M\$	2009 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Ganancia (Pérdida)		206.781.645	308.820.203
Ajustes por conciliación de ganancias (pérdidas)			
Ajustes por gasto por impuestos a las ganancias	32	96.750.431	71.787.266
Ajustes por disminuciones (incrementos) en los inventarios		24.428.807	(2.098.119)
Ajustes por disminuciones (incrementos) en cuentas por cobrar de origen comercial		13.742.832	(40.410.081)
Ajustes por disminuciones (incrementos) en otras cuentas por cobrar derivadas de las actividades de operación		(24.022.365)	(34.976.147)
Ajustes por incrementos (disminuciones) en cuentas por pagar de origen comercial		(89.432.837)	(31.890.402)
Ajustes por incrementos (disminuciones) en otras cuentas por pagar derivadas de las actividades de operación		96.919.667	85.124.934
Ajustes por gastos de depreciación y amortización	28	120.375.618	107.048.086
Ajustes por provisiones		7.981.078	11.810.438
Ajustes por pérdidas (ganancias) de moneda extranjera no realizadas	31	9.032.664	33.445.161
Ajustes por ganancias no distribuidas de asociadas	12	(702.654)	(1.141.506)
Otros ajustes por partidas distintas al efectivo		(50.954.387)	(82.094.863)
Total de ajustes por conciliación de ganancias (pérdidas)		204.118.854	116.604.767
Intereses pagados		(6.683.596)	(19.350)
Intereses recibidos		68.971	83.584
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(33.038.302)	(52.351.144)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(79.231)	(353.696)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		371.168.341	372.784.364
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios		-	(19.912.162)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		471.106	4.600.727
Compras de propiedades, planta y equipo		(79.947.410)	(141.437.290)
Importes procedentes de ventas de activos intangibles		982.782	756.107
Compras de activos intangibles		(38.193.926)	(41.814.889)
Cobros procedentes del reembolso de anticipos y préstamos concedidos a terceros		(734.706)	(1.704.384)
Dividendos recibidos		-	1.113
Intereses recibidos		23.564	1.602.633
Otras entradas (salidas) de efectivo		653.730	17.926.157
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(116.744.860)	(179.981.988)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
<i>Importes procedentes de préstamos de largo plazo</i>		86.499.668	221.945.860
Total importes procedentes de préstamos		86.499.668	221.945.860
Pagos de préstamos		(258.857.246)	(184.869.547)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(1.675.194)	(430.198)
Dividendos pagados		(117.250.686)	(4.301.625)
Intereses pagados		(69.804.823)	(33.248.522)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(63.436.872)	(92.027.720)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(424.525.153)	(92.931.752)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(170.101.672)	99.870.624
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		57.363.691	(137.564.160)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(112.737.981)	(37.693.536)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo		1.134.900.821	1.318.061.825
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	5	1.022.162.840	1.280.368.289

ENERSIS Y SOCIEDADES FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

<u>Índice</u>	<u>Página</u>
1. Actividad y Estados Financieros del grupo.....	11
2. Bases de presentación de los Estados Financieros Consolidados Intermedios.....	12
2.1 Principios contables.....	12
2.2 Nuevos pronunciamientos contables.....	12
2.3 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas.....	13
2.4 Entidades filiales y de control conjunto.....	14
2.4.1. Variaciones del perímetro de consolidación.....	14
2.4.2. Sociedades consolidadas por integración global con participación inferior al 50%.....	14
2.4.3. Sociedades no consolidadas por integración global con participación superior al 50%.....	14
2.5 Principios de consolidación y combinaciones de negocio.....	15
3. Criterios contables aplicados.....	16
a) Propiedades, plantas y equipos.....	16
b) Propiedades de inversión.....	17
c) Plusvalía.....	18
d) Activos intangibles distintos de la plusvalía.....	18
d.1) Concesiones.....	18
d.2) Gastos de investigación y desarrollo.....	19
d.3) Otros activos intangibles.....	19
e) Deterioro del valor de los activos.....	19
f) Arrendamientos.....	20
g) Instrumentos financieros.....	21
g.1) Activos financieros no derivados.....	21
g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.....	22
g.3) Pasivos financieros excepto derivados.....	22
g.4) Derivados y operaciones de cobertura.....	22
g.5) Valor razonable y clasificación de los instrumentos financieros.....	23
g.6) Baja de activos financieros.....	23
h) Inversiones en asociadas contabilizadas por el método de participación.....	24
i) Inventarios.....	24
j) Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas.....	24
k) Acciones propias en cartera.....	24
l) Provisiones.....	25
l.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.....	25
m) Conversión de saldos en moneda extranjera.....	25
n) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	26
o) Impuesto a las ganancias.....	26
p) Reconocimiento de ingresos y gastos.....	26
q) Ganancia (pérdida) por acción.....	27
r) Dividendos.....	27
s) Estado de flujos de efectivo.....	27
4. Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico.....	28
4.1 Generación.....	28
4.2 Distribución.....	30
5. Efectivo y equivalentes al efectivo.....	35
6. Otros activos financieros.....	36
7. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.....	36
8. Saldos y transacciones con partes relacionadas.....	37
8.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	37
8.2 Directorio y personal clave de la gerencia.....	38
8.3 Retribución del personal clave de la gerencia.....	40
8.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.....	41

<u>Índice</u>	<u>Página</u>
9. Inventarios.....	41
10. Activos y pasivos por impuestos	41
11. Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.....	42
12. Inversiones en asociadas contabilizadas por el método de la participación y sociedades de control conjunto.....	44
12.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación.....	44
12.2 Sociedades con control conjunto.....	45
13. Activos intangibles distintos de la plusvalía.....	46
14. Plusvalía.....	48
15. Propiedades, planta y equipo.....	49
16. Propiedad de inversión.....	52
17. Impuestos diferidos.....	52
18. Otros pasivos financieros.....	54
19. Política de gestión de riesgos.....	63
19.1 Riesgo de tasa de interés	63
19.2 Riesgo de tipo de cambio.....	64
19.3 Riesgo de commodities.....	64
19.4 Riesgo de liquidez.....	64
19.5 Riesgo de crédito.....	65
19.6 Medición del riesgo.....	65
20. Instrumentos financieros.....	66
20.1 Clasificación de instrumentos financieros de activos por naturaleza y categoría.....	66
20.2 Instrumentos derivados.....	67
20.3 Jerarquías del valor razonable.....	69
21. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.....	70
22. Provisiones.....	70
22.1 Provisiones.....	70
22.2 Litigios y arbitrajes.....	72
23. Obligaciones por beneficios post empleo.....	77
23.1 Aspectos Generales.....	77
23.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros.....	77
23.3 Otras revelaciones.....	80
24. Patrimonio	81
24.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.....	81
24.2 Reservas por diferencias de conversión.....	82
24.3 Gestión del capital.....	82
24.4 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.....	82
24.5 Otras reservas.....	82
24.6 Otras participaciones en el patrimonio.....	83
24.7 Participaciones no controladoras.....	83
25. Ingresos.....	84
26. Materias primas y consumibles utilizados.....	84
27. Gastos de personal.....	85

28. Depreciación, amortización y pérdida por deterioro.....	85
29. Otros gastos por naturaleza.....	85
30. Otras ganancias (pérdidas).....	86
31. Resultado financiero.....	86
32. Impuesto a las ganancias.....	87
33. Información por segmento.....	87
33.1 Criterios de segmentación.....	87
33.2 Generación, distribución y otros.....	88
33.3 Países.....	91
33.4 Generación y distribución por países.....	94
34. Garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros compromisos.....	100
34.1 Garantías directas.....	100
34.2 Garantías Indirectas.....	100
34.3 Otras informaciones.....	101
35. Dotación.....	101
36. Hechos posteriores.....	102
37. Medio ambiente.....	102
38. Información financiera resumida de nuestras filiales y sociedades de control conjunto.....	103
Anexo N°1 Sociedades que componen el grupo Enersis.....	105
Anexo N°2 Variaciones del perímetro de consolidación.....	109
Anexo N°3 Sociedades asociadas.....	110
Anexo N°4 Información adicional sobre deuda financiera.....	111
Anexo N°5 Detalle de activos y pasivos en moneda extranjera.....	116

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTES AL PERIODO TERMINADO AL 31 DE MARZO DE 2010. (En miles de pesos)

1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO

Enersis S.A. (en adelante, la “Sociedad Matriz” o la “Sociedad”) y sus sociedades filiales, integran el Grupo Enersis (en adelante, “Enersis” o el “Grupo”).

Enersis S.A. es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Avenida Santa Rosa, número 76, Santiago de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, con el N° 0175. Además, está registrada en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica y en la Comisión Nacional del Mercado de Valores de España; sus acciones se transan en el New York Stock Exchange desde 1993 y en Latibex desde 2001.

Enersis es filial de Endesa, S.A., entidad española que a su vez es controlada por Enel, S.p.A. (en adelante, Enel).

La Sociedad fue constituida, inicialmente, bajo la razón social de Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. en 1981. Posteriormente se modificaron los estatutos, y la existencia de nuestra compañía bajo su actual nombre, Enersis S.A., data desde el 1 de agosto de 1988. Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo Rol Unico Tributario N° 94.271.000 -3.

La dotación del Grupo alcanzó los 12.293 trabajadores al 31 de marzo de 2010. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el primer trimestre de 2010 fue de 12.389 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica, ver Nota 35.

Enersis tiene como objeto social realizar, en el país o en el extranjero, la exploración, desarrollo, operación, generación, distribución, transmisión, transformación y/o venta de energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, directamente o por intermedio de otras empresas, como asimismo, actividades en telecomunicaciones y la prestación de asesoramiento de ingeniería, en el país y en el extranjero. La Sociedad tiene también como objeto invertir y administrar su inversión en sociedades filiales y asociadas, que sean generadoras, transmisoras, distribuidoras o comercializadoras de energía eléctrica o cuyo giro corresponda a cualesquiera de los siguientes: (i) la energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, (ii) al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía, (iii) las telecomunicaciones e informática, y (iv) negocios de intermediación a través de Internet.

Los estados financieros consolidados de Enersis correspondientes al ejercicio 2009 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 27 de enero de 2010 y, posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas celebrada con fecha 22 de abril de 2010, órgano que aprobó en forma definitiva los mismos.

Estos estados financieros consolidados intermedios se presentan en miles de pesos chilenos (salvo mención expresa) por ser ésta la moneda funcional del entorno económico principal en el que opera Enersis. Las operaciones en el extranjero se incluyen de conformidad con las políticas contables establecidas en las Notas 2.5 y 3.1.

2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

2.1 Principios contables.

Los estados financieros consolidados intermedios de Enersis y filiales al 31 de marzo de 2010 han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB"), y aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 23 de abril de 2010.

Estos estados financieros consolidados intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Enersis y filiales al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio total y los flujos de efectivo por los periodos terminados al 31 de marzo de 2010 y 2009.

Los presentes estados financieros consolidados intermedios han sido preparados a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad y filiales. Cada entidad prepara sus estados financieros siguiendo los principios y criterios contables en vigor en cada país, por lo que en el proceso de consolidación se han introducido los ajustes y reclasificaciones necesarios para homogeneizar entre sí tales principios y criterios para adecuarlos a las NIIF.

2.2 Nuevos pronunciamientos contables.

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

Normas e Interpretaciones	Aplicación obligatoria para:
NIIF 3 revisada: <i>Combinaciones de negocio.</i>	Periodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009.
Enmienda a NIC 39: <i>Elección de partidas cubiertas.</i>	Periodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009.
Enmienda a NIC 27: <i>Estados financieros consolidados y separados.</i>	Periodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009.
Mejoramientos de las NIIF.	Mayoritariamente a períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009.
Enmienda a NIIF 2: <i>Pagos basados en acciones.</i>	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2010.
CINIIF 17 <i>Distribuciones a los propietarios de activos no monetarios.</i>	Periodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009.

La aplicación de estos pronunciamientos contables no ha tenido efectos significativos para el Grupo. El resto de criterios contables aplicados en 2010 no han variado respecto a los utilizados en 2009.

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 consolidados intermedios, los siguientes pronunciamientos contables habían sido emitidos por el IASB pero no eran de aplicación obligatoria:

Normas e Interpretaciones	Aplicación obligatoria para:
Enmienda a NIC 32: <i>Clasificación de derechos de emisión.</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de febrero de 2010.
NIIF 9 <i>Instrumentos Financieros: Clasificación y medición</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.
NIC 24 Revisada <i>Revelaciones de partes relacionadas</i>	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011.
CINIIF 19 <i>Liquidación de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio</i>	Periodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2010.
Enmienda a CINIIF 14: <i>Pagos anticipados de la obligación de mantener un nivel mínimo de financiación</i>	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011.

La Administración del Grupo estima que la adopción de las Normas e Interpretaciones antes descritas no tendrá un impacto significativo en los estados financieros consolidados del Grupo.

2.3 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas.

La información contenida en estos estados financieros consolidados intermedios es responsabilidad del Directorio de la Sociedad, que manifiesta expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en las NIIF.

En la preparación de los estados financieros consolidados intermedios se han utilizado determinadas estimaciones realizadas por la Gerencia del Grupo, para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

Estas estimaciones se refieren básicamente a:

- La valoración de activos y plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio) para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de los mismos (ver Nota 3.e).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados (ver Nota 23).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.d).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.g.5 y 20).
- La energía suministrada a clientes no medida en medidores.
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten 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.
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.l).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos (ver Notas 3.a).

- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados intermedios. (ver Nota 3.n).

A pesar de que estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja) en próximos ejercicios, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de estimación en los correspondientes estados financieros consolidados futuros.

2.4 Entidades filiales y de control conjunto.

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

Por otra parte, se consideran sociedades de control conjunto aquellas en las que la situación descrita en el párrafo anterior se da gracias al acuerdo con otros accionistas y conjuntamente con ellos.

En el anexo N° 1 de los presentes estados financieros consolidados intermedios, denominado "Sociedades que componen el Grupo Enersis", se describe la relación de Enersis con cada una de sus filiales y entidades controladas en forma conjunta.

2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación.

Durante el primer trimestre de 2010, no se produjeron variaciones en el perímetro de consolidación del Grupo Enersis. En 2009, los cambios que experimentó el perímetro de consolidación se explican fundamentalmente por las siguientes transacciones:

Con fecha 25 de febrero de 2009, nuestra filial Codensa S.A. enteró un aporte de capital por M\$ 23.744.357 en la sociedad Distribuidora de Energía de Cundinamarca S.A. (en adelante "DECA"), por medio del cual se suscribieron y pagaron un total de 489.997 acciones, representativas de un 48,997% de la propiedad de DECA. El 51,003% restante de propiedad en DECA fue suscrito y pagado por Empresa Eléctrica de Bogotá, sociedad con la cual nuestra filial Codensa mantiene un acuerdo de control conjunto.

Posteriormente, con fecha 13 de marzo de 2009, DECA adquirió el 82,34% de la Empresa Eléctrica de Cundinamarca en la suma de M\$ 48.460.838. Producto de esta transacción DECA reconoció una plusvalía por M\$ 14.457.069. (ver Notas 5.c y 14)

En el anexo N° 2 de los presentes estados financieros consolidados intermedios, denominado "Variaciones en el perímetro de consolidación del Grupo Enersis" se detallan aquellas sociedades que ingresaron al perímetro, junto a un detalle de las participaciones relacionadas.

2.4.2 Sociedades consolidadas por integración global con participación inferior al 50%.

Aunque el Grupo Enersis posee una participación inferior al 50% en Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. (en adelante "Codensa"), y Empresa Generadora de Energía Eléctrica S.A. (en adelante "Emgesa"), tienen la consideración de "sociedades filiales" ya que el Grupo, directa o indirectamente, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, o como consecuencia de la estructura, composición y clases de accionariado, ejerce el control de las citadas sociedades.

2.4.3 Sociedades no consolidadas por integración global con participación superior al 50%.

Aunque el Grupo Enersis posee una participación superior al 50% en Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A. (en adelante "Aysén"), tiene la consideración de "sociedad de control conjunto" ya que el Grupo, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, ejerce el control conjunto de la citada sociedad.

2.5 Principios de consolidación y combinaciones de negocio.

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

Las sociedades controladas en forma conjunta se consolidan por el método de integración proporcional. El Grupo reconoce, línea a línea, su participación en los activos, pasivos, ingresos y gastos de dichas entidades, de tal forma que la agregación de saldos y posteriores eliminaciones tienen lugar, sólo, en la proporción que el Grupo ostenta en el capital social de las mismas.

Los resultados integrales de las sociedades filiales y de aquellas controladas en forma conjunta, se incluyen en el estado de resultados integrales consolidados desde la fecha efectiva de adquisición y hasta la fecha efectiva de enajenación o finalización del control conjunto, según corresponda.

La consolidación de las operaciones de la Sociedad Matriz y de las sociedades filiales, y de aquellas controladas en forma conjunta, se ha efectuado siguiendo los siguientes principios básicos:

1. En la fecha de adquisición, los activos, pasivos y pasivos contingentes de la sociedad filial, o sociedad controlada en forma conjunta, 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 plusvalía. En el caso de que la diferencia sea negativa, ésta se registra con abono a resultados.
2. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales consolidadas por integración global se presenta, respectivamente, en los rubros "Patrimonio Total: Participaciones no controladoras" del estado de situación financiera consolidado y "Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras" y "Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras" en el estado de resultados integrales consolidado.
3. La conversión de los estados financieros de las sociedades extranjeras con moneda funcional distinta del peso chileno se realiza del siguiente modo:
 - a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.
 - b. Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio medio del período.
 - c. El patrimonio total se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados.

Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Diferencias de cambio por conversión" dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral (ver Nota 24.2).

Los ajustes por conversión generados con anterioridad a la fecha que Enersis efectuó su transición a las NIIF, esto es 1 de enero de 2004, han sido traspasados a reservas, en consideración a la exención prevista para tal efecto en la NIIF 1 "Adopción por primera vez de las NIIF". (Ver nota 24.6.i).

Todos los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas por integración global se han eliminado en el proceso de consolidación, así como la parte correspondiente de las sociedades consolidadas por integración proporcional.

3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

Los principales criterios contables aplicados en la elaboración de los estados financieros consolidados intermedios adjuntos, han sido los siguientes:

a) **Propiedades, plantas y equipos.**

Las Propiedades, plantas y equipos se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Adicionalmente al precio pagado por la adquisición de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los gastos 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 generación eléctrica o de distribución. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión. La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y varía en un rango comprendido entre un 4,06% y un 4,96%. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 1.948.253 y M\$ 2.455.532 durante los periodos terminados al 31 de marzo de 2010 y 2009, respectivamente.
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 3.218.560 y M\$ 3.990.577 durante los periodos terminados al 31 de marzo de 2010 y 2009, respectivamente.
- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 22).
- Los elementos adquiridos con anterioridad a la fecha en que Enersis efectuó su transición a las NIIF, esto es 1 de enero de 2004, incluyen en el costo de adquisición, en su caso, las revalorizaciones de activos permitidas en los distintos países para ajustar el valor de las propiedades, plantas y equipos con la inflación registrada hasta esa fecha. (Ver nota 24.6.i).

Las construcciones 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, modernización o mejora que representan un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes se capitalizan como mayor costo de los correspondientes bienes.

Las sustituciones o renovaciones de elementos completos que aumentan la vida útil del bien, o su capacidad económica, se registran como mayor valor de los respectivos bienes, con el consiguiente retiro contable de los elementos sustituidos o renovados.

Los gastos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación, se registran directamente en resultados como costo del período en que se incurren.

La Sociedad, en base al resultado de las pruebas de deterioro explicado en la Nota 3.d considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos.

Las propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. La vida útil estimada se revisa periódicamente y, si procede, se ajusta en forma prospectiva.

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

	Intervalo de años de vida útil estimada
Instalaciones de generación:	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	35-65
Equipo electromecánico	10-40
Centrales de carbón / fuel	25-40
Centrales de ciclo combinado	10-25
Renovables	35
Instalaciones de transporte y distribución:	
Red de alta tensión	10-60
Red de baja y media tensión	10-60
Equipos de medida y telecontrol	3-50
Otras instalaciones	4-25

Por lo que respecta a las concesiones administrativas de las que son titulares las compañías eléctricas del Grupo, a continuación se presenta detalle del período restante hasta su caducidad de aquellas concesiones que no tienen carácter indefinido:

Empresa	País	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Edesur (Distribución)	Argentina	95 años	79 años
Hidroeléctrica El Chocón (Generación)	Argentina	30 años	14 años
Transportadora de Energía (Transporte)	Argentina	85 años	79 años
Compañía de Transmisión Mercosur (Transporte)	Argentina	87 años	79 años
Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	30 años	19 años
Central Geradora Termeléctrica Fortaleza S.A (Generación)	Brasil	30 años	23 años
Cien (Transporte, Línea 1)	Brasil	20 años	12 años
Cien (Transporte, Línea 2)	Brasil	20 años	14 años

La administración del Grupo evaluó las casuísticas específicas de cada una de las concesiones descritas anteriormente, que varían unas de otras dependiendo el país, negocio y jurisprudencia legal, y concluyó que no existen factores determinantes que indiquen que el concedente, que en todos los casos corresponde a un ente gubernamental, tiene el control sobre la infraestructura y, simultáneamente, puede determinar de forma permanente el precio del servicio. Estos requisitos son indispensables para aplicar la CINIIF 12 “Acuerdos sobre Concesión de Servicios”, norma que establece cómo registrar y valorizar cierto tipo de concesiones (las que son del alcance de esta norma se presentan en Nota 3c.1).

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de Propiedades, Plantas y Equipos se reconocen como resultados del ejercicio y se calculan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

b) Propiedad de inversión.

El rubro “Propiedad de Inversión” incluye fundamentalmente terrenos y construcciones que se mantienen con el propósito de obtener ganancias en futuras ventas, o bien explotarlos mediante un régimen de arrendamientos.

Las propiedades de inversión se valoran por su costo de adquisición neto de su correspondiente depreciación acumulada y las pérdidas por deterioro que hayan experimentado. Las propiedades de inversión, excluidos los terrenos, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil.

El valor de mercado de los inmuebles de inversión se desglosa en la Nota 16.

c) Plusvalía.

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio) generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes identificables de una sociedad filial en la fecha de adquisición.

La valoración de los activos y pasivos adquiridos se realiza de forma provisional en la fecha de toma de control de la sociedad, revisándose la misma en el plazo máximo de un año a partir de la fecha de adquisición. Hasta que se determina de forma definitiva el valor razonable de los activos y pasivos, la diferencia entre el precio de adquisición y el valor contable de la sociedad adquirida se registra de forma provisional como plusvalía.

En el caso de que la determinación definitiva de la plusvalía se realice en los estados financieros del año siguiente al de la adquisición de la participación, los rubros del ejercicio anterior que se presentan a efectos comparativos se modifican para incorporar el valor de los activos y pasivos adquiridos y de la plusvalía definitiva desde la fecha de adquisición de la participación.

La plusvalía surgida en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta del peso chileno se valora en la moneda funcional de la sociedad adquirida, realizándose la conversión a pesos chilenos al tipo de cambio vigente a la fecha del estado de situación financiera.

La plusvalía que se generó con anterioridad de la fecha de nuestra transición a NIIF, esto es 1 de enero de 2004, se mantiene por el valor neto registrado a esa fecha, en tanto que las originadas con posterioridad se mantienen valoradas a su costo de adquisición. (Ver nota 24.6.i).

La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro (Ver Nota 3.e).

Hasta el 31 de diciembre de 2009, en los casos en que el Grupo adquiría una participación adicional en una sociedad que ya se controlaba y consolidaba por integración global, la diferencia entre el monto pagado por la adquisición del porcentaje adicional y el saldo del rubro "Patrimonio Total: Participaciones no controladoras" que se daba de baja como consecuencia de la adquisición, se registraba como plusvalía. En los casos en que se vendía una participación en una sociedad controlada y tras la venta se mantenía el control y, por tanto, su consolidación por integración global, la diferencia entre el monto cobrado por la venta y el saldo de "Patrimonio Total: Participaciones no controladoras" que había que dar de alta, como consecuencia de la venta, se registraba como resultado del período.

A contar de 2010, con la entrada en vigor de las modificaciones efectuadas a NIC 27 "Estados financieros consolidados y separados", cualquier efecto que se origine en una transacción con las participaciones no controladoras, que no deriva un cambio de control, se registra directamente en el Patrimonio Total y atribuido a los propietarios de la controladora. Durante el primer trimestre de 2010 no se han efectuado transacciones con las participaciones no controladoras.

d) Activos intangibles distintos de la plusvalía.

d.1) Concesiones.

La CINIIF 12 "Acuerdos de Concesión de Servicios" proporciona guías para la contabilización de los acuerdos de concesión de servicios públicos a un operador privado. Esta interpretación contable aplica si:

- a) La concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador con la infraestructura, a quién debe suministrarlos y a qué precio; y
- b) La concedente controla - a través de la propiedad, del derecho de usufructo o de otra manera- cualquier participación residual significativa en la infraestructura al final del plazo del acuerdo.

De cumplirse, simultáneamente, con las condiciones expuestas anteriormente, se reconoce un activo intangible en la medida que el operador recibe un derecho a efectuar cargos a los usuarios del servicio público, siempre y cuando estos derechos estén condicionados al grado de uso del servicio.

El reconocimiento inicial de estos intangibles se realiza al costo, entendiendo por éste el valor razonable de la contraprestación entregada, más otros costos directos que sean directamente atribuibles a la operación.

Los gastos financieros se activan siguiendo los criterios establecidos en la letra a) de esta Nota, siempre y cuando el operador de la concesión tenga un derecho contractual para recibir un activo intangible. La tasa media de financiamiento en Brasil, país donde están radicadas nuestras concesiones que periódicamente requieren proyectos de inversión, varía en un rango comprendido entre un 9,23% y un 10,4%. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 502.560 y M\$ 411.184 al 31 de marzo de 2010 y 2009, respectivamente.

Estos activos intangibles se amortizan dentro del periodo de duración de la concesión.

Durante los periodos terminados al 31 de marzo de 2010 y 2009, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso por un monto de M\$ 3.787.048 y M\$ 3.722.461, respectivamente.

Nuestras filiales que han reconocido un activo intangible por sus acuerdos de concesión son las siguientes:

Empresa titular de la concesión	Tipo	País	Plazo	Período restante hasta caducidad
Ampla Energia e Servicos S.A. (*)	Distribución de energía eléctrica	Brasil	30 años	17 años
Companhia Energética do Ceará S.A. (*)		Brasil	30 años	19 años
Concesionaria Túnel El Melón S.A	Infraestructura vial	Chile	23 años	7 años

(*) Considerando que una parte de los derechos adquiridos por nuestras filiales son incondicionales, además se ha reconocido una cuenta por cobrar a costo amortizado. (ver Notas 3.g.1 y 6)

d.2) Gastos de investigación y desarrollo.

El Grupo sigue la política de registrar como activo intangible en el estado de situación financiera los costos de los proyectos en la fase de desarrollo siempre que su viabilidad técnica y rentabilidad económica estén razonablemente aseguradas.

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados. Durante los periodos 2009 y 2008, no registraron gastos por este concepto.

d.3) Otros activos intangibles.

Estos activos intangibles corresponden fundamentalmente a aplicaciones informáticas, servidumbres de paso, patentes y marcas y derechos de agua. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Este grupo de activos se amortizan en su vida útil, que en la mayor parte de los casos se estima en cinco años. Los activos intangibles con vida útil indefinida no se amortizan.

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y, en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores se explican en el la letra e) de esta Nota.

e) Deterioro del valor de los activos.

A lo largo del ejercicio, y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, en el caso de las Unidades Generadoras de Efectivo a las que se han asignado plusvalías o activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática al cierre de cada ejercicio.

El monto recuperable es el mayor entre el valor de mercado menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor de recuperación de las propiedades, plantas y equipos, de la plusvalía, y del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por el Grupo en prácticamente la totalidad de los casos.

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

Estas proyecciones cubren los próximos cinco años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables que, en ningún caso, son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate. Las tasas de crecimiento utilizadas en 2009 están en un rango que varía entre un 3,7% y 8,3%.

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos que recoge el costo de capital del negocio y del área geográfica en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio y zona geográfica.

Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales, aplicadas en 2009 fueron las siguientes:

País	Moneda	2009	
		Mínimo	Máximo
Chile	Peso chileno	9,24%	9,53%
Argentina	Peso argentino	19,51%	
Brasil	Real brasileño	11,32%	
Perú	Sol peruano	9,09%	
Colombia	Peso colombiano	11,45%	

Los supuestos utilizados para determinar el valor de uso al 31 de diciembre de 2009 no presentan cambios importantes respecto a los existentes al 31 de marzo de 2010.

En el caso de que el monto recuperable sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo al rubro "Pérdidas por deterioro de valor (Reversiones)" del estado de resultados integrales consolidado.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en un activo en ejercicios anteriores, son revertidas cuando se produce un cambio en las estimaciones sobre su monto recuperable, aumentando el valor del activo con abono a resultados con el límite del valor en libros que el activo hubiera tenido de no haberse realizado el ajuste contable. En el caso de la plusvalía, los ajustes contables que se hubieran realizado no son reversibles.

Para determinar la necesidad de realizar un ajuste por deterioro en los activos financieros, se sigue el siguiente procedimiento:

- En el caso de los que tienen origen comercial, las sociedades del Grupo tienen definida una política para el registro de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, que se aplica con carácter general, excepto en aquellos casos en que exista alguna particularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad (ver Nota 7).
- Para el caso de los saldos a cobrar con origen financiero, la determinación de la necesidad de deterioro se realiza mediante un análisis específico en cada caso, sin que a la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados intermedios existan activos financieros vencidos por monto significativo que no tengan origen comercial.

f) Arrendamientos.

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

Los arrendamientos financieros en los que el Grupo actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo según su naturaleza y un pasivo por el mismo monto e igual al valor razonable del bien arrendado, o bien al valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento, si éste fuera menor. Posteriormente, los pagos mínimos por arrendamiento se dividen entre gasto financiero y reducción de la deuda.

El gasto financiero se reconoce como gasto y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el período de arrendamiento, de forma que se obtiene una tasa de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. El activo se amortiza en los mismos términos que el resto de activos depreciables similares, si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se amortiza en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento.

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

g) Instrumentos financieros.

Un instrumento financiero es cualquier contrato que dé lugar, simultáneamente, a un activo financiero en una entidad y a un pasivo financiero o a un instrumento de patrimonio en otra entidad.

g.1) Activos financieros no derivados.

El Grupo clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver Nota 12) y las mantenidas para la venta (Nota 11), en cuatro categorías:

- **Deudores comerciales y Otras cuentas por cobrar y Cuentas por cobrar a empresas relacionadas:** Se registran a su costo amortizado, correspondiendo éste al valor razonable inicial, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método de la tasa de interés efectiva.

El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un activo o un pasivo financieros (o de un grupo de activos o pasivos financieros) y de imputación del ingreso o gasto financiero a lo largo del periodo relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un periodo más corto) con el importe neto en libros del activo o pasivo financiero.

- **Inversiones a mantener hasta su vencimiento:** Aquellas que el Grupo tiene intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento, se contabilizan al costo amortizado según se ha definido en el párrafo anterior.
- **Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados:** Incluye la cartera de negociación y aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.
- **Inversiones disponibles para la venta:** Son los activos financieros que se designan específicamente como disponibles para la venta o aquellos que no encajan dentro de las tres categorías anteriores, correspondiéndose casi en su totalidad a inversiones financieras en instrumentos de patrimonio (ver Nota 6).

Estas inversiones figuran en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable cuando es posible determinarlo de forma fiable. Las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal, se registran con cargo o abono a una reserva del Patrimonio Total denominada "Ganancia o pérdida en la remediación de activos financieros disponibles para la venta", hasta el momento en que se produce la enajenación de estas inversiones, momento en el que el monto acumulado en este rubro referente a dichas inversiones es imputado íntegramente en el estado de resultados integrales. En caso de que el valor razonable sea inferior al costo de adquisición, si existe una evidencia objetiva de que el activo ha sufrido un deterioro que no pueda considerarse temporal, la diferencia se registra directamente en el estado de resultados integrales.

En el caso de participaciones en sociedades no cotizadas o que tienen muy poca liquidez, normalmente el valor de mercado no es posible determinarlo de forma fiable, por lo que, cuando se da esta circunstancia, se valoran por su costo de adquisición o por un monto inferior si existe evidencia de su deterioro.

Las compras y ventas de activos financieros se contabilizan utilizando la fecha de negociación.

g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.

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

g.3) Pasivos financieros excepto 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 la tasa de interés efectiva (ver Nota 3.g.1).

En el caso particular de que los pasivos sean el subyacente de un derivado de cobertura de valor razonable, como excepción, se valoran por su valor razonable por la parte del riesgo cubierto.

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la Nota 20, ésta ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, “deuda fija”) y deuda a tasa de interés variable (en adelante, “deuda variable”). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada período en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

g.4) Derivados y operaciones de cobertura.

Los derivados mantenidos por el Grupo corresponden fundamentalmente a operaciones contratadas con el fin de cubrir el riesgo de tasa de interés y/o de tipo de cambio, que tienen como objetivo eliminar o reducir significativamente estos riesgos en las operaciones subyacentes que son objeto de cobertura.

Los derivados se registran por su valor razonable en la fecha del estado de situación financiera. Si su valor es positivo se registran en el rubro “Otros activos financieros” y si su valor es negativo se registran en el rubro “Otros pasivos financieros”.

Los cambios en el valor razonable se registran directamente en resultados salvo en el caso de que el derivado haya sido designado contablemente como instrumento de cobertura y se den todas las condiciones establecidas por las NIIF para aplicar contabilidad de cobertura, entre ellas, que la cobertura sea altamente efectiva, en cuyo caso su registro es el siguiente:

- **Coberturas de valor razonable:** La parte del subyacente para la que se está cubriendo el riesgo se valora por su valor razonable al igual que el instrumento de cobertura, registrándose en el estado de resultados integrales las variaciones de valor de ambos, neteando los efectos en el mismo rubro del estado de resultados integrales.
- **Coberturas de flujos de efectivo:** Los cambios en el valor razonable de los derivados se registran, en la parte en que dichas coberturas son efectivas, en una reserva del Patrimonio Total denominada “Coberturas de flujo de caja”. La pérdida o ganancia acumulada en dicho rubro se traspasa al estado de resultados integrales en la medida que el subyacente tiene impacto en el estado de resultados integrales por el riesgo cubierto, neteando dicho efecto en el mismo rubro del estado de resultados integrales. Los resultados correspondientes a la parte ineficaz de las coberturas se registran directamente en el estado de resultados integrales.

Una cobertura se considera altamente efectiva cuando los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo del subyacente directamente atribuibles al riesgo cubierto, se compensan con los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo del instrumento de cobertura, con una efectividad comprendida en un rango de 80%-125%.

La Sociedad no aplica contabilidad de cobertura sobre sus inversiones en el exterior.

Como norma general, los contratos de compra o venta a largo plazo de “commodities” se valorizan en el estado de situación financiera por su valor razonable en la fecha de cierre, registrando las diferencias de valor directamente en resultados, excepto cuando se den todas las condiciones que se mencionan a continuación:

- La única finalidad del contrato es el uso propio.
- Las proyecciones futuras del Grupo justifican la existencia de estos contratos con la finalidad de uso propio.
- La experiencia pasada de los contratos demuestra que se han utilizado para uso propio, excepto en aquellos casos esporádicos en que haya sido necesario otro uso por motivos excepcionales o asociados con la gestión logística fuera del control y de la proyección del Grupo.
- El contrato no estipule su liquidación por diferencia, ni haya habido una práctica de liquidar por diferencias contratos similares en el pasado.

Los contratos de compra o venta a largo plazo de “commodities” que mantiene formalizados el Grupo, fundamentalmente de electricidad, combustible y otros insumos, cumplen con las características descritas anteriormente. Así, los contratos de compras de combustibles tienen como propósito utilizarlos para la generación de electricidad, los de compra de electricidad se utilizan para concretar ventas a clientes finales, y los de venta de electricidad para la colocación de producción propia.

La Sociedad también evalúa la existencia de derivados implícitos en contratos e instrumentos financieros para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal siempre que el conjunto no esté siendo contabilizado a valor razonable. En caso de no estar estrechamente relacionados, son registrados separadamente contabilizando las variaciones de valor directamente en el estado de resultados integrales.

g.5) Valor razonable y clasificación de los instrumentos financieros

El valor razonable de los diferentes instrumentos financieros derivados se calcula mediante los siguientes procedimientos:

- Para los derivados cotizados en un mercado organizado, por su cotización al cierre del ejercicio.
- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, el Grupo utiliza para su valoración el descuento de los flujos de caja esperados y modelos de valoración de opciones generalmente aceptados, basándose en las condiciones del mercado tanto de contado como de futuros a la fecha de cierre del ejercicio.

En consideración a los procedimientos antes descritos, el Grupo clasifica los instrumentos financieros en las siguientes jerarquías:

Nivel 1: Precio cotizado (no ajustado) en un mercado activo para activos y pasivos idénticos.

Nivel 2: Inputs diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio); y

Nivel 3: Inputs para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado (inputs no observables)

g.6) Baja de activos financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

- Los derechos a recibir flujos de efectivo relacionados con los activos han vencido o se han transferido o, aún reteniéndolos, se han asumido obligaciones contractuales que determinan el pago de dichos flujos a uno a más receptores.
-
- La sociedad ha traspasado sustancialmente los riesgos y beneficios derivados de su titularidad o, si no los ha cedido ni retenido de manera sustancial, cuando no retenga el control de activo.

Las transacciones en las que la Sociedad retiene de manera sustancial todos los riesgos y beneficios, que son inherentes a la propiedad de un activo financiero cedido, se registran como un pasivo de la contraprestación recibida. Los gastos de la transacción se registran en resultados siguiendo el método de la tasa de interés efectiva (ver 3.g.1.)

h) Inversiones en asociadas contabilizadas por el método de participación.

Las participaciones en asociadas sobre las que el Grupo posee una influencia significativa se registran siguiendo el método de participación. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en los que el Grupo posee una participación superior al 20%.

El método de participación consiste en registrar la participación en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio total que representa la participación del Grupo en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con el Grupo, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la sociedad (plusvalía). 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 del Grupo de reponer la situación patrimonial de la sociedad, 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 al Grupo conforme a su participación, se registran en el rubro "Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de participación".

En el anexo N° 3 de los presentes estados financieros consolidados intermedios, denominado "Sociedades Asociadas", se describe la relación de Enersis con cada una de sus asociadas.

i) Inventarios.

Los inventarios se valoran al precio medio ponderado de adquisición o valor neto de realización si éste es inferior.

j) Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas.

El Grupo clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta las propiedades, plantas y equipos, los intangibles, las inversiones en asociadas y los grupos sujetos a desapropiación (grupo de activos que se van a enajenar junto con sus pasivos directamente asociados), para los cuales en la fecha de cierre del estado de situación financiera se han iniciado gestiones activas para su venta y se estima que la misma se llevará a cabo dentro de los doce meses siguientes a dicha fecha.

Estos activos o grupos sujetos a desapropiación se valorizan por el menor del monto en libros o el valor estimado de venta deducidos los costos necesarios para llevarla a cabo, y dejan de amortizarse desde el momento en que son clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta.

Los activos no corrientes mantenidos para la venta y los componentes de los grupos sujetos a desapropiación clasificados como mantenidos para la venta se presentan en el estado de situación financiera consolidado de la siguiente forma: Los activos en una única línea denominada "Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta" y los pasivos también en una única línea denominada "Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta".

A su vez, el Grupo considera actividades interrumpidas las líneas de negocio significativas y separables que se han vendido o se han dispuesto de ellas por otra vía o bien que reúnen las condiciones para ser clasificadas como mantenidas para la venta, incluyendo, en su caso, aquellos otros activos que junto con la línea de negocio forman parte del mismo plan de venta. Asimismo, se consideran actividades interrumpidas aquellas entidades adquiridas exclusivamente con la finalidad de revenderlas.

Los resultados después de impuestos de las actividades interrumpidas se presentan en una única línea del estado de resultados integral denominada "Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas".

k) Acciones propias en cartera.

Las acciones propias en cartera se presentan rebajando el rubro "Patrimonio Total" del estado de situación financiera consolidado y son valoradas a su costo de adquisición.

Los beneficios y pérdidas obtenidos por las sociedades en la enajenación de estas acciones propias se registran en el Patrimonio total: "Acciones propias en cartera". Al 31 de marzo de 2010, no existen acciones propias en cartera, no habiéndose realizado en el ejercicio 2009 ni durante el primer trimestre de 2010 transacciones con acciones propias.

l) Provisiones.

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de sucesos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización para el Grupo, cuyo monto y momento de cancelación son inciertos, se registran en el estado de situación financiera como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima que el Grupo tendrá que desembolsar para cancelar la obligación.

Las provisiones se cuantifican teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los estados financieros, sobre las consecuencias del suceso en el que traen su causa y son reestimadas en cada cierre contable posterior.

l.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.

Algunas de las empresas del Grupo tienen contraídos compromisos por pensiones y otros similares con sus trabajadores. Dichos compromisos, tanto de prestación definida como de aportación definida, están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones, excepto en lo relativo a determinadas prestaciones en especie, fundamentalmente los compromisos de suministro de energía eléctrica, para los cuales, dada su naturaleza, no se ha llevado a cabo la externalización y su cobertura se realiza mediante la correspondiente provisión interna.

Para los planes de prestación definida, las sociedades registran el gasto correspondiente a estos compromisos siguiendo el criterio del devengo durante la vida laboral de los empleados mediante la realización, a la fecha de los estados financieros, de los oportunos estudios actuariales calculados aplicando el método de la unidad de crédito proyectada. Los costos por servicios pasados que corresponden a variaciones en las prestaciones, se reconocen inmediatamente con cargo a resultados en la medida en que los beneficios estén devengados.

Los compromisos por planes de prestación definida representan el valor actual de las obligaciones devengadas, una vez deducido el valor razonable de los activos aptos afectos a los distintos planes, cuando es aplicable.

Para cada uno de los planes, si la diferencia entre el pasivo actuarial por los servicios pasados y los activos afectos al plan es positiva, esta diferencia se registra en el rubro "Provisiones por beneficios a los empleados" del pasivo del estado de situación financiera y si es negativa en el rubro "Otros activos financieros" del estado de situación financiera, siempre que dicha diferencia sea recuperable para el Grupo normalmente mediante deducción en las aportaciones futuras.

Las contribuciones a planes de aportación definida se reconocen como gasto conforme los empleados prestan sus servicios.

Las pérdidas y ganancias actuariales surgidas en la valoración, tanto de los pasivos como de los activos afectos a estos planes, se registran directamente en el rubro "Patrimonio Total: Ganancias (pérdida) acumuladas".

m) Conversión de saldos en moneda extranjera.

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

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

El Grupo ha establecido una política de cobertura de la parte de los ingresos de sus filiales que están directamente vinculadas a la evolución del dólar norteamericano, mediante la obtención de financiación en esta última moneda. Las diferencias de cambio de esta deuda, al tratarse de operaciones de cobertura de flujos de caja, se imputan, netas de su efecto impositivo, en una cuenta de reservas en el patrimonio, registrándose en resultados en el plazo en que se realizarán los flujos de caja cubiertos. Este plazo se ha estimado en diez años.

n) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.

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

En el caso que existiese 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 a largo plazo.

o) Impuesto a las ganancias.

El resultado por impuesto a las ganancias del período, se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades del Grupo y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del período, una vez aplicadas las deducciones que tributariamente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones. 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 Total en el estado de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

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

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

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en filiales, asociadas y entidades bajo control conjunto, en las cuales el Grupo 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 "Gasto por impuestos a las ganancias", salvo que existan dudas sobre su realización tributaria, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva, o correspondan a incentivos tributarios específicos, registrándose en este caso como subvenciones.

En cada cierre contable se revisan los impuestos diferidos registrados, tanto activos como pasivos, con objeto de comprobar que se mantienen vigentes, efectuándose las oportunas correcciones a los mismos de acuerdo con el resultado del citado análisis.

p) Reconocimiento de ingresos y gastos.

Los ingresos y gastos se imputan en función del criterio del devengo.

Los ingresos ordinarios se reconocen cuando se produce la entrada bruta de beneficios económicos originados en el curso de las actividades ordinarias del Grupo durante el ejercicio, siempre que dicha entrada de beneficios provoque un incremento en el patrimonio total que no esté relacionado con las aportaciones de los propietarios de ese patrimonio y estos beneficios puedan ser valorados con fiabilidad. Los ingresos ordinarios se valoran por el valor razonable de la contrapartida recibida o por recibir, derivada de los mismos.

Sólo se reconocen ingresos ordinarios derivados de la prestación de servicios cuando pueden ser estimados con fiabilidad y en función del grado de realización de la prestación del servicio a la fecha del estado de situación financiera.

El Grupo excluye de la cifra de ingresos ordinarios aquellas entradas brutas de beneficios económicos recibidas cuando actúa como agente o comisionista por cuenta de terceros, registrando únicamente como ingresos ordinarios los correspondientes a su propia actividad.

Los intercambios o permutas de bienes o servicios por otros bienes o servicios de naturaleza similar no se consideran transacciones que producen ingresos ordinarios.

El Grupo registra por el monto neto los contratos de compra o venta de elementos no financieros que se liquidan por el neto en efectivo o en otro instrumento financiero. Los contratos que se han celebrado y se mantienen con el objetivo de recibir o entregar dichos elementos no financieros, se registran de acuerdo con los términos contractuales de la compra, venta o requerimientos de utilización esperados por la entidad.

Los ingresos (gastos) por intereses se contabilizan considerando la tasa de interés efectiva aplicable al principal pendiente de amortizar durante el período de devengo correspondiente.

q) Ganancia (pérdida) por acción.

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del período atribuible a la Sociedad Matriz y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder del Grupo, si en alguna ocasión fuere el caso.

Durante el ejercicio 2009 y el primer trimestre de 2010, el Grupo no ha realizado ningún tipo de operación de potencial efecto dilutivo que suponga una ganancia por acción diluido diferente del beneficio básico por acción.

r) Dividendos.

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 abiertas 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.

Considerando que lograr un acuerdo unánime, dado la atomizada composición accionaria del capital social de Enersis, es prácticamente imposible, al cierre de cada período se determina el monto de la obligación con los accionistas, neta de los dividendos provisorios que se hayan aprobado en el curso del año, y se registra contablemente en el rubro "Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar" o en el rubro "Cuentas por pagar a empresas relacionadas", según corresponda, con cargo al Patrimonio Total.

Los dividendos provisorios y definitivos, se registran como menor "Patrimonio Total" en el momento de su aprobación por el órgano competente, que en el primer caso normalmente es el Directorio de la Sociedad, mientras que en el segundo la responsabilidad recae en la Junta General Ordinaria de Accionistas.

s) Estado de flujos de efectivo.

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el ejercicio, determinados por el método indirecto. En estos estados de flujos de efectivo se utilizan las siguientes expresiones en el sentido que figura a continuación:

- **Flujos de efectivo:** entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- **Actividades de explotación:** son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios del Grupo, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.
- **Actividades de inversión:** 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 total y de los pasivos de carácter financiero.

4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

En los países de Latinoamérica en que el Grupo opera existen distintas regulaciones. A continuación se explican las principales características de cada uno de los negocios.

4.1 Generación:

Chile

El sector eléctrico en Chile se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos, contenida en el DFL N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería -cuyo texto refundido y coordinado fue fijado por el DFL N° 4 de 2006 del Ministerio de Economía- y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. N° 327 de 1998. Tres entidades gubernamentales tienen la responsabilidad en la aplicación y cumplimiento de la Ley: la Comisión Nacional de Energía (CNE), que posee la autoridad para proponer las tarifas reguladas (precios de nudo), así como para elaborar planes indicativos para la construcción de nuevas unidades de generación; la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), que fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas para la generación, transmisión y distribución eléctrica, combustibles líquidos y gas; y -por último- el recientemente creado Ministerio de Energía que tendrá la responsabilidad de proponer y conducir las políticas públicas en materia energética y agrupa bajo su dependencia a la SEC, a la CNE y a la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CChEN), fortaleciendo la coordinación y facilitando una mirada integral del sector. Cuenta, además, con una Agencia de Eficiencia Energética y el Centro de Energías Renovables.

La ley establece un Panel de Expertos que tiene por función primordial resolver las discrepancias que se produzcan entre empresas eléctricas.

Desde un punto de vista físico, el sector eléctrico chileno está dividido en cuatro sistemas eléctricos: SIC (Sistema Interconectado Central), SING (Sistema Interconectado del Norte Grande), y dos sistemas medianos aislados: Aysén y Magallanes. El SIC, principal sistema eléctrico, se extiende longitudinalmente por 2.400 km. uniendo Taltal, por el norte, con Quellón, en la Isla de Chiloé, por el sur. El SING cubre el norte del país, desde Arica hasta Coloso por el sur, abarcando una longitud de unos 700 km.

En la organización de la industria eléctrica se distinguen fundamentalmente tres actividades que son: Generación, Transmisión y Distribución, los que operan en forma interconectada y coordinada, y cuyo principal objetivo es el de proveer energía eléctrica al mercado, al mínimo costo y preservando los estándares de calidad y seguridad de servicio exigido por la normativa eléctrica. Debido a sus características las actividades de Transmisión y Distribución constituyen monopolios naturales, razón por la cual son segmentos regulados como tales por la normativa eléctrica, exigiéndose el libre acceso a las redes y la definición de tarifas reguladas.

De acuerdo a la Ley Eléctrica, las compañías involucradas en la Generación y Transmisión en un sistema eléctrico interconectado deben coordinar sus operaciones en forma centralizada a través del Centro Económico de Despacho de Carga (CDEC), con el fin de operar el sistema a mínimo costo, preservando la seguridad del servicio. Para ello, el CDEC planifica y realiza la operación del sistema, incluyendo el cálculo del costo marginal horario, precio al cual se valoran las transferencias de energía entre generadores realizadas en el CDEC.

Por tanto, la decisión de generación de cada empresa está supeditada al plan de operación del CDEC. Cada compañía, a su vez, puede decidir libremente si vender su energía a clientes regulados o no regulados. Cualquier superávit o déficit entre sus ventas a clientes y su producción, es vendido o comprado a otros generadores al costo marginal.

Una empresa generadora puede tener los siguientes tipos de clientes:

- (i) Clientes regulados: Corresponden a aquellos consumidores residenciales, comerciales, pequeña y mediana industria, con una potencia conectada igual o inferior a 2.000 KW, y que están ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora. Hasta 2009, el precio de transferencia entre las compañías generadoras y distribuidoras tiene un valor máximo que se denomina precio de nudo, el que es regulado por el Ministerio de Economía. Los precios de nudo son determinados cada seis meses (abril y octubre), en función de un informe elaborado por la CNE, sobre la base de las proyecciones de los costos marginales esperados del sistema en los siguientes 48 meses, en el caso del SIC, y de 24 meses, en el del SING. A partir de 2010, el precio de transferencia entre las empresas generadoras y distribuidoras corresponderá al resultado de las licitaciones que éstas lleven a cabo.

- (ii) Clientes libres: Corresponden a aquella parte de la demanda que tiene una potencia conectada mayor a 2.000 KW, principalmente industriales y mineros. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras. Los clientes con potencia entre 500 y 2.000 KW tienen la opción de contratar energía a precios que pueden ser convenidos con sus proveedores -o bien-, seguir sometidos a precios regulados, con un período de permanencia mínima de cuatro años en cada régimen.
- (iii) Mercado Spot o de corto plazo: Corresponde a las transacciones de energía y potencia entre compañías generadoras, que resultan de la coordinación realizada por el CDEC para lograr la operación económica del sistema, y los excesos (déficit) de su producción respecto de sus compromisos comerciales son transferidos mediante ventas (compras) a los otros generadores integrantes del CDEC. Para el caso de la energía, las transferencias son valoradas al costo marginal. Para la potencia, al precio de nudo correspondiente, según ha sido fijado semestralmente por la autoridad.

En Chile, la potencia por remunerar a cada generador depende de un cálculo realizado centralizadamente por el CDEC en forma anual, del cual se obtiene la potencia firme para cada central, valor que es independiente de su despacho.

A partir de 2010, con la promulgación de la Ley 20.018, las empresas distribuidoras deberán disponer del suministro permanentemente para el total de su demanda, para lo cual se deben realizar licitaciones públicas de largo plazo.

En materia de energías renovables, en abril de 2008 se promulgó la Ley 20.257, que incentiva el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). El principal aspecto de esta norma es que obliga a los generadores a que -al menos- un 5% de su energía comercializada provenga de estas fuentes renovables, entre 2010 y 2014, aumentando progresivamente en 0,5% desde el ejercicio 2015 hasta el 2024, donde se alcanzará un 10%

Resto de Latinoamérica.

En los otros países de Latinoamérica en que Endesa Chile opera existen distintas regulaciones. En general, las legislaciones de Brasil, Argentina, Perú y Colombia permiten la participación de capitales privados en el sector eléctrico, defienden la libertad de competencia para la actividad de Generación y definen criterios para evitar que determinados niveles de concentración económica y/o prácticas de mercado conlleven un deterioro de la misma. A diferencia de lo que ocurre en Chile, las empresas públicas participan en el sector eléctrico conjuntamente con empresas de capitales privados tanto en las actividades de Generación, Transmisión y Distribución.

En principio, se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (Generación, Distribución, Comercialización) en la medida que exista una separación adecuada de las mismas, tanto contable como societaria. No obstante, en el sector de transporte es donde se suelen imponer las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes.

En cuanto a las principales características del negocio de generación eléctrica, se puede señalar que en términos generales se trata de mercados liberalizados en los que, sobre los planes indicativos de las autoridades, los agentes privados adoptan libremente las decisiones de inversión. La excepción la constituye Brasil, país en el cual, a partir de las necesidades de contratación declaradas por los agentes de Distribución, el Ministerio de Energía participa en la expansión del sistema eléctrico, definiendo cuotas de capacidad por tecnología (licitaciones separadas para energías térmicas, hidráulicas o renovables) o directamente licitando proyectos específicos.

La coordinación de la operación se realiza de manera centralizada, donde un operador independiente coordina el despacho de carga. A excepción de Colombia, donde el despacho se basa en precios ofertados por los agentes, en los demás países existe el despacho centralizado basado en costes variables de producción que busca garantizar el abastecimiento de la demanda a mínimo costo para el sistema. A partir de este despacho se determina el Costo Marginal de generación que define el precio para las transacciones spot.

No obstante, cabe señalar que en la actualidad Argentina y Perú tienen intervenidos en mayor o menor grado la formación de precio en estos mercados marginalistas de generación. Argentina, desde que se produjo la crisis de 2002 y Perú, a raíz de una reciente normativa de emergencia surgida en 2008, que define un coste marginal idealizado, considerando que no existen las actuales restricciones del sistema de transporte de gas y electricidad.

En estos cuatro países los agentes de Generación están habilitados para vender su energía mediante contratos en el mercado regulado o en el mercado libre y transar sus excedentes/déficits a través del mercado spot. El mercado libre apunta al segmento de grandes usuarios, aunque los límites que definen tal condición varían en cada mercado. Las principales diferencias entre los mercados aparecen en la forma de regular las ventas de energía entre generadores y distribuidoras y en cómo se define el precio regulado para la formación de tarifas a usuarios finales.

En Argentina, inicialmente la normativa contemplaba que el precio de venta de generadores a distribuidores se obtenía de un cálculo centralizado del precio spot promedio previsto para los próximos seis meses. Sin embargo, luego de la crisis del año 2002, la autoridad ha fijado de manera arbitraria ese precio, obligando la intervención del sistema marginalista y provocando un descalce entre los costos reales de generación y el pago que realiza de la demanda a través de las distribuidoras.

En Brasil el precio regulado de compra para la formación de tarifas a usuarios finales se basa en los precios medios de las licitaciones, existiendo procesos independientes de licitación de energía existente y de energía nueva. Estos últimos contemplan contratos de largo plazo en que nuevos proyectos de generación deben cubrir los crecimientos de demanda previstos por las distribuidoras. Las licitaciones de energía vieja consideran plazos de contratación menores y buscan cubrir las necesidades de contratación de las distribuidoras que surgen del vencimiento de contratos previos. Cada proceso de licitación es coordinado centralizadamente, la autoridad define precios máximos y, como resultado, se firman contratos donde todas las distribuidoras participantes en el proceso compran a prorrata a cada uno de los generadores oferentes.

Las distribuidoras en Colombia tienen libertad para decidir su suministro, pudiendo definir las condiciones de los procesos de licitación pública para adquirir la energía requerida para el mercado regulado y están habilitadas para comprar energía en el mercado spot. El precio que paga el usuario final refleja un promedio del precio de compra.

En Perú, al igual que en Chile, las distribuidoras tienen obligación de contratar y se modificó la legislación para permitir la realización de licitaciones de energía a partir de los requerimientos de las distribuidoras. Actualmente permanecen vigentes los contratos entre generadoras y distribuidoras a precio de barra, el que se define de un cálculo centralizado, sin embargo, desde 2007 la contratación se realiza vía licitaciones, La autoridad aprueba las bases de licitación y define en cada proceso el precio máximo.

Salvo en Colombia, en todos los países existe algún tipo de normativa que promueve la incorporación de energía renovable. En términos prácticos, no existen incentivos u obligaciones como las definidas en Chile que hagan competitiva a mayor escala estas tecnologías. Es la autoridad la que debe promover procesos licitatorios específicos con condiciones especiales para viabilizar estos proyectos.

4.2 Distribución:

Aspectos Generales

El negocio de distribución eléctrica en que opera la Compañía, se rige bajo el contrato de concesión que indica estrictamente la zona en que prestará servicios de suministro de energía. Esto faculta a la Compañía operadora a desarrollar su negocio de distribución bajo el esquema de tarifas reguladas por la autoridad, de acuerdo a la normativa legal.

Procesos tarifarios y temas regulatorios

Fijación de Tarifas de Distribución: Durante marzo de 2008 las concesionarias de distribución procedieron a hacer entrega a la SEC de la información relativa a sus costos de explotación correspondientes al ejercicio 2007, de cara a la fijación del VAD (Valor Agregado de Distribución) que por ley se realiza cada cuatro años. Al respecto, el 29 de septiembre de 2008 Chilectra presentó al panel de expertos sus discrepancias por la fijación de costos de explotación correspondientes al ejercicio 2007, realizada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, referida a la compra de energía a la entrada de la distribución, que a juicio de Chilectra estaba subvalorada. El 22 de octubre 2008 el panel de expertos emitió una decisión favorable a Chilectra.

En abril de 2008 la Comisión Nacional de Energía (CNE) envió las bases técnicas definitivas y la clasificación de áreas típicas de distribución de cara a la realización de los estudios de VAD. Chilectra fue la única empresa concesionaria clasificada en el Área Típica 1. Durante mayo de 2008 se dio inicio a los estudios con la entrega de los primeros antecedentes solicitados por la Comisión Nacional de Energía y con fecha 3 de septiembre de 2008 Chilectra presentó su estudio.

Con fecha 8 de abril de 2009 se publicó el Decreto N° 385 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que indica. Las tarifas a las cuales se refiere dicho decreto rigen en forma retroactiva a partir del 4 de noviembre de 2008. El impacto que tiene dicho decreto sobre la tarifa a cliente residencial equivale a una reducción cercana a 2,4% en su facturación.

Fijación de Tarifas de Servicios Asociados: Durante el año 2008 se ha desarrollado con oportunidad del proceso de fijación de tarifas de distribución, parte del proceso de fijación de tarifas de servicios asociados al suministro de electricidad de distribución. Con fecha 29 de diciembre de 2008, los estudios del consultor de la Comisión Nacional

de Energía (CNE) han sido publicados en su página web institucional para ser observados por las empresas. En efecto, con fecha 13 de enero de 2009 Chilectra emitió sus observaciones y la CNE publicó el informe técnico correspondiente con fecha 2 de marzo de 2009, el cual fue corregido y publicado el 3 de abril de 2009. Con fecha 7 de abril de 2009, las empresas presentaron sus discrepancias respecto a dicho informe técnico ante el panel de expertos, el cual emitió sus dictámenes el día 25 de mayo de 2009. En base a dichos dictámenes, la CNE elaboró el decreto que fija los precios de servicios asociados y que luego el Ministerio de Economía ingresó a Contraloría para el trámite de toma de razón. Ante diversas presentaciones en Contraloría motivadas por la retroactividad del decreto, el Ministerio de Economía lo retiró de Contraloría para su revisión.

Con fecha 4 de diciembre de 2009, el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción publicó en el Diario Oficial el Decreto N° 197/2009, que fija los precios de servicios no consistentes en suministros de energía, asociados a la distribución eléctrica, con vigencia a partir de la fecha de publicación del mismo en el Diario Oficial. El efecto económico que representa dicho decreto asciende a una disminución en ingresos cercana a los \$3 mil millones en base 2009.

Fijación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión: De acuerdo a lo establecido en la ley N°19.940 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, publicada en el Diario Oficial con fecha 13 de marzo de 2004, se introduce el proceso tarifario que fija el valor anual de los sistemas de subtransmisión cada 4 años.

Al respecto, el primer proceso tarifario se inició el año 2005 y el 9 de enero de 2009 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N°320 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción que fija las tarifas de subtransmisión y sus formulas de indexación. Dicho decreto rige a partir del 14 de enero del año 2009 y sus efectos se estiman en una caída de ingresos, antes de impuestos, de \$52.000 millones anuales si se mantuvieran las actuales condiciones de mercado y criterios de fijación de retribución de esta actividad empresarial.

Con fecha 4 de agosto de 2009, se publica en el Diario Oficial el Decreto N° 144/2009 que aprueba el reglamento que fija el procedimiento para la realización de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión.

Mediante Resolución Exenta N° 650 de fecha 2 de julio de 2009, la CNE dio inicio al proceso de fijación del valor anual de los sistemas de subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014, estableciendo los plazos y condiciones para formar el Registro de Usuarios e Instituciones interesadas en dicho proceso.

El 9 de noviembre de 2009, la CNE envió a las empresas las “Bases Definitivas de Estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014”, respecto de las cuales las empresas presentaron discrepancias ante el panel de expertos el 23 de noviembre de 2009. Dichas discrepancias fueron resueltas mediante el Dictamen 15-2009 de fecha 15 de diciembre de 2009. En particular, el panel de expertos dictaminó a favor de Chilectra en las discrepancias presentadas por la empresa.

Mediante Resolución Exenta N° 75 de fecha 27 de enero de 2010, la CNE emitió las Bases con que en definitiva se deben desarrollar los Estudios.

Como resultado del proceso concursal establecido en las Bases, el Estudio del Sistema de Subtransmisión N°3, cuyo propietario principal es Chilectra, ha sido adjudicado a la consultora KEMA Inc. El Estudio se encuentra actualmente en etapa de desarrollo.

Fijación del Valor Anual de los Sistemas de Transmisión Troncal:

Con fecha 13 de octubre de 2009, la CNE publicó las “Bases Técnicas y Administrativas Definitivas para la Realización del Estudio de Transmisión Troncal”.

Con fecha 2 de diciembre de 2009, la CNE publicó la versión definitiva de las “Bases Técnicas y Administrativas Definitivas para la Realización del Estudio de Transmisión Troncal”, con posterioridad al dictamen del panel de expertos ante las discrepancias presentadas el 29 de octubre de 2009.

Mediante Resolución Exenta N°168 del 26 de febrero de 2010, se adjudicó el desarrollo del Estudio de Transmisión Troncal al consorcio SYNEX-Mercados-Electronet-Quantum.

Cargos Sistema Transmisión Troncal: Proceso a través del cual se determina el denominado cargo único por concepto de costos de transmisión troncal. A este respecto, en enero de 2008 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N°207/2007 donde se fijan las instalaciones del sistema troncal, el área de influencia común, el valor anual de transmisión por tramo y sus componentes con sus fórmulas de indexación para el cuatrienio 2007-2010. Dicho decreto ordena además que el Centro Despacho Económico de Carga (CDEC) calcule el valor del cargo unitario troncal que tiene carácter retroactivo al 13 de marzo de 2004.

En junio de 2009, la CNE publicó el decreto de fijación de Precio de Nudo N°125, en el cual se define el cargo único por Transmisión Troncal en cada Sistema Eléctrico, tomando el valor de 0,625 \$/kWh para el Sistema

Interconectado Central para clientes con potencia conectada inferior o igual a 2 MW. Dicho cargo rige a partir del 01 de mayo de 2009.

En enero de 2010, la CNE publicó el decreto de fijación de Precio de Nudo N°281, en el cual se define el cargo único por Transmisión Troncal en cada Sistema Eléctrico, tomando el valor de 0,754 \$/kWh para el Sistema Interconectado Central para clientes con potencia conectada inferior o igual a 2 MW. Dicho cargo rige a partir del 01 de noviembre de 2009.

Precio del Nudo: El 16 de junio de 2009, se publicó el Decreto N°125 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija los precios de nudo, con aplicación retroactiva a partir del 1° de mayo de 2009.

Con fecha 16 de octubre de 2009, la CNE emitió la Res.Ex. N°1063 en la cual informa nuevos precios de nudo para el SIC, toda vez que al día 01 de octubre de 2009 constata que el precio de nudo de la energía en el SIC alcanzó una variación acumulada a la baja, superior al 10%. Las nuevas tarifas rigen a partir de esta fecha.

El 04 de enero de 2010, se publicó el Decreto N°281 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija los precios de nudo, con aplicación retroactiva a partir del 1° de noviembre de 2009.

- Ministerio de Energía:

Con fecha 3 de diciembre de 2009, ha sido publicada en el Diario Oficial la Ley N° 20.402 que crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al DL N° 2.224, de 1978 y a otros cuerpos legales.

Dicha ley rige a partir del primer día del mes subsiguiente a la fecha de publicación, a excepción de lo establecido en los artículos transitorios que rigen a partir de la publicación.

Esta iniciativa legal reordena el sector público en materia energética y agrupa las funciones propias de este ámbito, resolviendo la dispersión actual, modificando además la dependencia de la Comisión Nacional de Energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y la Comisión Chilena de Energía Nuclear, las que pasan a relacionarse con la Presidencia a través del ministerio de Energía. Además, junto al nuevo ministerio de Energía se crea la futura Agencia Chilena de Eficiencia Energética, lo que se suma al ya existente Centro de Energías Renovables.

Entre las funciones del nuevo ministerio de Energía se hará cargo de algunas de las labores que hoy en día están radicadas en los ministerios de Minería y Economía, tales como determinar los precios de paridad contenidos en los fondos de estabilización de precios del petróleo y la suscripción de los Contratos Especial de Operación de Hidrocarburos, y las competencias que el Ministerio de Economía tenía asignadas en materia de gas y electricidad (concesiones definitivas; sistemas de transporte; explotación de servicios eléctricos y suministro; dictación de reglamentos), entre otras.

Por otra parte, se establece que el Ministerio debe contemplar la promoción de las energías renovables no convencionales y la eficiencia energética, el desarrollo sustentable y la protección del medio ambiente, y las políticas de energización social y rural, entre otras.

En la ley, se incorporó la facultad para fijar estándares de mínimos de eficiencia energética, prohibir la comercialización de productos ineficientes y determinar los productos que deben contar con un certificado de eficiencia energética. Junto con ello, el Ministerio tendrá la posibilidad de solicitar información, en el ámbito propio de sus funciones a organismos públicos, entidades y empresas del sector energía y a los usuarios no sujetos a regulación de precios.

Chile

En Chile, el valor agregado de distribución (VAD) se establece cada cuatro años. Para ello, el organismo regulador, la Comisión Nacional de Energía (CNE), clasifica a las compañías de acuerdo a áreas típicas que agrupan a las empresas con costos de distribución similares. El retorno sobre la inversión de una distribuidora depende de su desempeño en relación con los estándares de la empresa modelo definida por el regulador. En abril de 2009 se publicaron las fórmulas tarifarias cuya vigencia abarca desde noviembre de 2008 a noviembre de 2012.

Resto de Latinoamérica

En los cinco países en los que el Grupo opera, el precio de venta a clientes se basa en el precio de compra a generadores más un componente asociado al valor agregado de la actividad de distribución. Periódicamente, el regulador fija este valor a través de procesos de revisión de tarifas de distribución. De esta forma, la actividad de distribución es una actividad esencialmente regulada.

En Perú se realiza un proceso de determinación de VAD cada 4 años, también utilizando la metodología de empresa modelo según área típica. En octubre de 2009, se publicaron las tarifas del próximo período 2009-2013.

En Brasil existen tres tipos de modificación tarifaria:

- (i) Revisiones periódicas, las cuales se realizan según lo establecido en los contratos de concesión (en Coelce cada 4 años y en Ampla cada 5 años)
- (ii) Reajuste anual, (IRT) y
- (iii) Revisiones extraordinarias.

La última revisión tarifaria periódica para Ampla abarca el período 2009-2014; y para Coelce abarca el período 2007-2011.

En Colombia, la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG estableció en 2008 una nueva metodología para el cálculo de la tasa de retorno aplicable a la remuneración de la distribución y una nueva metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los sistemas de transmisión regional y distribución local. En octubre de 2009 la CREG publicó los cargos de distribución de Codensa para el período 2009-2013.

En Argentina, las tarifas estuvieron congeladas después del default del país en 2001. La recomposición tarifaria para Edesur comenzó con la entrada en vigencia del acta acuerdo en 2007. A partir de este año se han efectuado reajustes en las tarifas (efecto positivo en valor agregado de distribución, VAD) y reajustes por inflación (mecanismo de monitoreo de costos, MMC). En julio de 2008 se autorizaron aumentos para clientes con consumo superior a 650 kWh-bimestre y en octubre de 2008 se decretó un aumento para consumos superiores a 1.000 kWh-mes; este último aumento es un pass-through a los generadores cuya aplicación fue suspendida entre junio y septiembre de 2009, y reanudada en octubre de 2009; se mantiene aún pendiente realizar la revisión tarifaria integral, RTI, del contrato de concesión de Edesur.

- Mercado de clientes no regulados

En todos los países las distribuidoras pueden realizar suministro a sus clientes bajo la modalidad regulada o bajo condiciones libremente pactadas. Los límites para el mercado no regulado en cada país son los siguientes:

País	kW umbral
Argentina	> 30 kW
Brasil	> 3.000 kW
Chile	> 500 kW
Colombia	> 100 kW
Perú	> 200 kW (*)

(*). En abril de 2009 se estableció que los clientes entre 200 y 2.500 kW pueden optar entre mercado regulado o libre.

- Límites a la integración y concentración.

En general, la legislación defiende la libertad de competencia y define criterios para evitar que determinados niveles de concentración económica y/o prácticas de mercado conlleven un deterioro de la misma.

En principio, se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (generación, distribución, comercialización) en la medida que exista una separación adecuada de las mismas, tanto contable como societaria. No obstante, en el sector de transporte es donde se suelen imponer las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes. En efecto, en Argentina y Colombia hay restricciones específicas para que las compañías generadoras o distribuidoras puedan ser accionistas mayoritarias de empresas transportistas.

Adicionalmente, en Colombia aquellas empresas creadas con posterioridad a 1994 no pueden estar integradas verticalmente. Las generadoras no pueden participar en una empresa de distribución en más de un 25% y viceversa. Por otro lado, en Perú se requiere un permiso de la autoridad para aquellas empresas que, teniendo más del 5% de un negocio, deseen entrar en la propiedad de una empresa en otro negocio.

En cuanto a la concentración en un sector específico, en Argentina y Chile no se establece límites específicos a la integración vertical u horizontal. En Perú las integraciones están sujetas a autorización, de 5% en la vertical y 15% en la horizontal. En Colombia, para el sector de generación y comercialización, las empresas no pueden tener participaciones superiores al 25% del mercado. Finalmente en el caso de Brasil, desde 2007 no hay restricciones a la integración de la generación. En distribución existen límites de concentración, tanto a nivel nacional como por subsistema eléctrico. A nivel nacional se permite una concentración del 20% en ambos segmentos y a nivel de subsistema eléctrico, el límite es el 35% en los subsistemas Norte y Nordeste y 25% en los subsistemas Sur, Sudeste y Centro-Oeste.

En el caso de consolidaciones o fusiones entre agentes de un mismo segmento, la normativa exige contar con la autorización del regulador.

- [Acceso a la Red.](#)

En todos los países el derecho de acceso y el peaje o precio de acceso es regulado por la autoridad.

5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

- a) La composición del rubro al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Efectivo en caja	4.145.980	2.033.228
Saldos en bancos	369.443.148	280.296.850
Depósitos a corto plazo	514.558.221	631.827.134
Otros instrumentos de renta fija	134.015.491	220.743.609
Total	1.022.162.840	1.134.900.821

Los depósitos a corto plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo. Los otros instrumentos de renta fija corresponden fundamentalmente a operaciones de pactos de compra con retroventa con vencimiento inferior a 30 días. No existen restricciones por montos significativos a la disposición de efectivo.

- 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\$
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	126.435.498	171.799.777
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	\$ Arg	48.457.401	28.624.735
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	\$ Col	350.058.704	395.598.094
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	Real	417.244.819	370.793.677
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	Soles	31.243.114	21.485.345
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	US\$	48.723.304	146.599.193
Total	Total	1.022.162.840	1.134.900.821

- c) A continuación se muestran los montos pagados, producto de adquisiciones de asociadas y otras empresas, durante el período marzo 2010 y diciembre 2009:

Adquisiciones de asociadas y otras empresas	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Importes por adquisiciones pagados en efectivo y equivalentes al efectivo	-	(23.744.357)
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en entidades adquiridas	-	3.832.195
Activos y pasivos diferentes de efectivo o equivalentes al efectivo en entidades adquiridas	-	12.828.632
Total contraprestaciones por adquisiciones pagadas para adquirir entidades, neto (*)	-	(7.083.530)

(*) Corresponde al 48,997% de la plusvalía generada por DECA en la adquisición de Empresa Eléctrica de Cundinamarca. DECA, por tratarse de una entidad controlada en forma conjunta, según se describe en Nota 4.1 y 14.1, es consolidada proporcionalmente por nuestra filial Codensa S.A.

6. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición de este rubro al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

Otros activos financieros	saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Inversiones disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	2.423.878	2.423.878
Inversiones disponibles para la venta - sociedades que cotizan	-	-	91.250	88.838
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	-	-	25.695.020	24.548.711
Otros activos	-	60	810.354	1.197.291
Instrumentos derivados de cobertura (*)	-	-	8.745.878	2.238.039
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	1.087.828	1.536.089	-	-
Total	1.087.828	1.536.149	37.766.380	30.496.757

(*) ver nota 20.2.a

(**) ver nota 20.2.b

7. DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

La composición de este rubro al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	31-03-2010		31-12-2009	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	1.310.901.829	213.585.809	1.312.802.776	198.609.866
Deudores comerciales, bruto	1.247.740.227	133.537.683	1.266.953.322	128.738.890
Otras cuentas por cobrar, bruto	63.161.602	80.048.126	45.849.454	69.870.976

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	31-03-2010		31-12-2009	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	1.151.320.695	210.501.954	1.138.646.562	194.977.413
Deudores comerciales, neto (1)	1.098.664.121	132.124.222	1.097.562.493	126.907.444
Otras cuentas por cobrar, neto (2)	52.656.574	78.377.732	41.084.069	68.069.969

(1) Incluye un monto por MM\$34.171, que corresponde a cuentas por cobrar de nuestra filial Cachoeira Dourada S.A. a Compañía de Electricidade de Goiás (CELG) por ejercicios anteriores a 2004. Actualmente CELG (Empresa estatal del estado de Goiás) ha reconocido la deuda pendiente y sigue en negociaciones con la institución financiera BNDES para la obtención de recursos con la finalidad de cancelar sus deudas. La Dirección del grupo espera tener un resultado favorable en dicha negociación y recuperar como mínimo el importe registrado.

(2) Incluye una cuenta por cobrar no corriente por aplicación de CINIIF 12 "Acuerdos sobre Concesión de Servicios" por un monto de M\$ 51.969.522 al 31 de marzo de 2010.

Los saldos incluidos en este rubro, en general, no devengan intereses.

No existen restricciones a la disposición de este tipo de cuentas por cobrar de monto significativo.

No existe ningún cliente que individualmente mantenga saldos significativos en relación con las ventas o cuentas a cobrar totales del Grupo.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota 8.1.

Al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009, el análisis de deudores por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados pero no deteriorados	Saldo al	
	31-03-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Con antigüedad menor de tres meses	181.039.080	170.338.640
Con antigüedad entre tres y seis meses	31.127.051	29.491.746
Con antigüedad entre seis y doce meses	64.191.208	67.272.982
Con antigüedad mayor a doce meses	153.284.470	108.528.471
Total	429.641.810	375.631.839

Los movimientos en la provisión de deterioro de deudores fueron los siguientes:

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 1 de enero de 2009	163.511.186
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	38.090.116
Montos castigados	(26.875.711)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	3.063.076
Saldo al 31 de diciembre de 2009	177.788.667
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	(14.383.273)
Montos castigados	(2.952.875)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	2.212.470
Saldo al 31 de marzo de 2010	162.664.989

8. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Las transacciones con entidades relacionadas se realizan en condiciones de mercado.

Las transacciones con sociedades filiales han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se desglosan en esta nota.

A la fecha de los presentes estados financieros, no existen garantías otorgadas asociadas a los saldos entre empresas relacionadas, ni provisiones por deudas de dudoso cobro.

8.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al			
							Corrientes		No corrientes	
							31-03-2010	31-12-2009	31-03-2010	31-12-2009
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Soles	Otras	Menos de 90 días	44.595	187.654	-	-
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	CH\$	Otras	Menos de 90 días	5.055	5.199	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	\$ Col	Otras	Menos de 90 días	26.734	23.575	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	US\$	Otras	Menos de 90 días	245.659	245.659	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	\$ Arg	Otras	Menos de 90 días	55.377	52.688	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	US\$	Otras	Menos de 90 días	13.609	-	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	CH\$	Otras	Menos de 90 días	2.444	-	-	-
Extranjera	Eléctrica Cabo Blanco S.A.	Argentina	Matriz Común	Soles	Otras	Menos de 90 días	-	1.579	-	-
Extranjera	Generalima S.A.	Perú	Matriz Común	CH\$	Otras	Menos de 90 días	7.356	1.579	-	-
Extranjera	Enel	Italia	Matriz Última	CH\$	Otras	Menos de 90 días	327.983	219.278	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otras	Menos de 90 días	159.559	154.115	-	-
Extranjera	CEMSA	Argentina	Asociada	\$ Arg	Cta Cte Mercantil	Menos de 90 días	19.172.019	17.104.593	-	-
Extranjera	CEMSA	Argentina	Asociada	CH\$	Cta Cte Mercantil	Menos de 90 días	6.528	3.121	-	-
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	US\$	Otras	Menos de 90 días	1.975	15.586	-	-
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	Euros	Otras	Menos de 90 días	64.063	26.980	-	-
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	CH\$	Otras	Menos de 90 días	250.877	424.958	-	-
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otras	Menos de 90 días	418.582	-	-	-
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otras	Menos de 90 días	526.750	547.668	-	-
Total							21.329.165	19.014.232	-	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al			
							Corrientes		No corrientes	
							31-03-2010	31-12-2009	31-03-2010	31-12-2009
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Soles	Otras	Menos de 90 días	818.629	718.613	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	149.764	144.655	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	72.479.451	866.168	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	Real	Dividendos	Menos de 90 días	1.174	582	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A.	España	Relac. Matriz	US\$	Dividendos	Menos de 90 días	16.717.585	71.447.653	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A.	España	Relac. Matriz	\$ Col	Dividendos	Menos de 90 días	28.612.278	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A. (1)	España	Relac. Matriz	US\$	Prestamos	Menos de 90 días	2.754.510	2.644.130	3.666.619	3.556.672
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otras	Menos de 90 días	80.302	99.036	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otras	Menos de 90 días	1.950.103	263.041	-	-
Extranjera	CEMSA	Argentina	Asociada	\$ Arg	Cta Cte Mercantil	Menos de 90 días	17.915.488	16.763.778	-	-
Extranjera	CEMSA	Argentina	Asociada	Real	Otras	Menos de 90 días	19.606.178	19.000.085	-	-
Extranjera	CEMSA	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otras	Menos de 90 días	1.931	-	-	-
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	US\$	Otras	Menos de 90 días	-	8.038	-	-
Total							161.087.393	111.955.779	3.666.619	3.556.672

(1) El saldo por pagar a Endesa Latinoamérica S.A. corresponde a financiamiento otorgado a Compañía Interconexao Energética S.A. (Cien), para la adquisición de maquinarias, equipos y para la finalización de la construcción de la segunda línea de transmisión. El préstamo está expresado en dólares estadounidenses, devengan intereses a una tasa de un 8,08% anual y con vencimiento a mayo de 2012.

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:

Los efectos en Ganancias o pérdidas de las transacciones con entidades relacionadas no consolidables son los siguientes:

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$
Extranjera	CEMSA	Argentina	Asociada	Compras de Energía	(10.717)	(24.222)
Extranjera	CEMSA	Argentina	Asociada	Venta de Energía	2.813.546	4.395.784
Extranjera	CEMSA	Argentina	Asociada	Consumo de Gas	(21.847.784)	(19.812.235)
Extranjera	CEMSA	Argentina	Asociada	Peajes de Transmisión y Transporte	1.089.258	2.098.875
Extranjera	CEMSA	Argentina	Asociada	Diferencias de cambio	333.439	-
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Compras de Energía	(3.666.813)	(2.318.608)
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	86.132	41.647
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Venta de Energía	7.874	412.267
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	5.967	7.725
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz	Préstamos	(50.365)	(139.266)
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz	Diferencias de cambio	(417.403)	-
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	41.845	41.531
Extranjera	Generalima S.A.	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	92.029	34.254
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Chile	Asociada	Venta de Energía	418.583	-
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Chile	Asociada	Préstamos	-	39.592
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Chile	Asociada	Diferencias de cambio	-	(209.155)
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	Otras prestaciones de servicios	(169.323)	(210.817)
Extranjera	Enel	Italia	Matriz Última	Otras prestaciones de servicios	105.051	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Peajes de Gas	(652.206)	-
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	250	-
Total					(21.820.637)	(15.642.628)

Los traspasos de fondos de corto plazo entre empresas relacionadas, se estructuran bajo la modalidad de cuenta corriente, estableciéndose para el saldo mensual una tasa de interés variable, de acuerdo a las condiciones de mercado. Las cuentas por cobrar y pagar originadas por este concepto son esencialmente a 30 días, renovables automáticamente por ejercicios iguales y se amortizan en función de la generación de flujos.

8.2 Directorio y personal clave de la gerencia.

Enersis es administrada por un Directorio compuesto por siete miembros, los cuales permanecen por un periodo de tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

El Directorio fue elegido en Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 15 de abril de 2009. El Presidente, Vicepresidente y Secretario del Directorio fueron designados en sesión de Directorio de igual fecha.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

- Cuentas por cobrar y pagar

No existen saldos pendientes por cobrar y pagar entre la sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

- Otras transacciones

No existen transacciones entre la sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

b) Retribución 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 Enersis S.A.. Los beneficios que a continuación se describen, en lo referente a su metodología de determinación, no han variados desde el año 2001.

El beneficio consiste en pagar al Directorio una remuneración variable anual equivalente al uno por mil de las utilidades líquidas provenientes del ejercicio en curso. Se otorgará, asimismo, una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Directorio. Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 72,74 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 36,37 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión.

Dicha remuneración mensual, en lo que haya correspondido pagar, se tratará como un anticipo a cuenta de la retribución variable anual antes mencionada. La remuneración del Presidente del Directorio será el doble de la que corresponde a un Director, en tanto que la del Vicepresidente del Directorio será un 50% más de la que le corresponda a un Director.

A la remuneración variable anual, deberán descontarse las cantidades percibidas por concepto de anticipos, sin reembolso si la remuneración variable fuere inferior al monto total de los anticipos. La liquidación de la remuneración variable se pagará una vez que la Junta General Ordinaria de Accionistas, apruebe la Memoria, Balance y Estados Financieros e informes de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes a cada ejercicio.

En el evento que un Director de Enersis S.A. tenga participación en más de un Directorio de filiales y/o coligadas, nacionales o extranjeras, o se desempeñare como director o consejero de otras sociedades o personas jurídicas nacionales o extranjeras en las cuales Enersis S.A. ostente directa o indirectamente, alguna participación, sólo podrá recibir remuneración en uno de dichos Directorios o Consejos de Administración.

Los ejecutivos de Enersis S.A. y/o de sus filiales o coligadas, nacionales o extranjeras, no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades filiales, coligadas, o participadas en alguna forma, nacionales o extranjeras de Enersis S.A.. Con todo, tales remuneraciones o dietas podrán ser percibidas para sí por los ejecutivos en la medida que ello sea autorizado como un anticipo de la parte variable de su remuneración por las respectivas sociedades con las cuales se hallan vinculadas por un contrato de trabajo.

Comité de Directores:

Cada miembro integrante del Comité de Directores percibe una dieta por asistencia a Sesión de 36,37 Unidades de Fomento, con un máximo de doce sesiones anuales remuneradas. La remuneración del Comité de Directores es la misma que rige desde el ejercicio 2001.

Comité de Auditoría:

Cada miembro integrante del Comité de Auditoría percibe una dieta por asistencia a Sesión de 36,37 Unidades de Fomento, con un máximo de seis sesiones anuales remuneradas. La remuneración del Comité de Auditoría es la misma que rige desde su creación en el año 2005.

A continuación se detallan las retribuciones del directorio al 31 de marzo de 2010 y 2009.

RUT	Nombre	Cargo	31-03-2010				
			Periodo de desempeño M\$	Directorio de Enersis M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$	Comité de Auditoría M\$
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés	Presidente	enero - marzo 2010	13.692	-	759	-
Extranjero	Andrea Bentran	Vicepresidente	enero - marzo 2010	-	-	-	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo (*)	Director	enero - marzo 2010	6.846	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - marzo 2010	6.846	-	2.284	1.520
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios	Director	enero - marzo 2010	6.085	-	764	-
5.206.994-7	Patricio Claro Grez	Director	enero - marzo 2010	6.846	-	2.284	1.520
TOTAL				40.315	-	6.091	3.040

RUT	Nombre	Cargo	31-03-2009				
			Periodo de desempeño M\$	Directorio de Enersis M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$	Comité de Auditoría M\$
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés	Presidente	enero - marzo 2009	12.335	-	1.529	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo (*)	Vicepresidente	enero - marzo 2009	10.538	-	-	-
48.077.275-K	Pedro Larrea Paguaga	Director	enero - marzo 2009	6.942	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - marzo 2009	6.942	-	2.304	774
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios	Director	enero - marzo 2009	6.942	-	-	-
5.206.994-7	Patricio Claro Grez	Director	enero - marzo 2009	6.942	-	2.304	774
4.108.103-1	Juan Eduardo Errázuriz Ossa (**)	Director	enero - marzo 2009	6.942	-	-	774
TOTAL				57.583	-	6.137	2.322

(*) Vicepresidente hasta el 31 de julio de 2009 y Director desde el 1 de agosto de 2009.

(**) Director hasta el 28 de octubre de 2009.

c) Garantías constituidas por la Sociedad a favor de los Directores.

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

8.3 Retribución del personal clave de la gerencia.

a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia

Personal clave de la gerencia		
Rut	Nombre	Cargo
22.298.662-1	Ignacio Antoñanzas Alvear	Gerente General
9.574.296-3	Alfredo Ergas Segal	Gerente Regional de Finanzas
14.710.692-0	Angel Chocarro García (*)	Gerente Regional de Contabilidad
22.357.225.-1	Ramiro Alfonsín Balza	Gerente Regional de Planificación y Control
22.551.385-6	Antonio Zorrilla Ortega	Gerente de Auditoría
7.006.337-9	Francisco Silva Bafalluy	Gerente de Recursos Humanos
11.470.853-4	Juan Pablo Larraín Medina (*)	Gerente de Comunicación
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto	Fiscal

(*) a partir del 1 de noviembre de 2009

Las remuneraciones devengadas por el personal clave de la Gerencia ascienden a M\$ 883.047 por el periodo terminado a 31 de marzo del 2010 (M\$ 591.795 al 31 de marzo del 2009). Estas remuneraciones incluyen los salarios y una estimación de los beneficios a corto (bono anual) y a largo plazo (principalmente Indemnización por años de servicio).

Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

Enersis tiene para sus ejecutivos un plan de bonos anuales por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la empresa. Este plan incluye una definición de rango de bonos según el nivel jerárquico de los ejecutivos. Los bonos que eventualmente se entregan a los ejecutivos consisten en un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

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

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

8.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.

No existen planes de retribuciones a la cotización de la acción para el Directorio y personal clave de la gerencia.

9. INVENTARIOS.

La composición de este rubro al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Materias primas	4.277.487	3.461.372
Mercaderías	458.944	1.467.734
Suministros para la producción	42.308.195	42.152.882
Otros inventarios (*)	10.719.374	9.237.280
Total	57.764.000	56.319.268
Detalle de otros inventarios		
(*) Otros inventarios	10.719.374	9.237.280
Inventarios para proyectos y repuestos	3.099.127	3.492.452
Materiales eléctricos	7.714.425	5.837.556
Provisión obsolescencia otros materiales	(94.178)	(92.728)

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 31 de marzo de 2010 las materias primas e insumos reconocidos como costo de ventas ascienden a M\$ 153.149.852 (M\$ 181.533.113 al 31 de marzo de 2009). Ver nota 26.

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

10. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.

La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

Activos por impuestos	Saldo al	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Pagos provisionales mensuales	35.319.541	20.644.496
IVA crédito fiscal	73.261.265	51.159.855
Crédito por utilidades absorbidas	16.583.363	17.116.026
Créditos por gastos de capacitación	297.064	251.365
Otros	27.242.572	23.004.210
Total	152.703.805	112.175.952

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

Pasivos por Impuestos	Saldo al	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Impuesto a la Renta	138.367.919	118.845.936
IVA débito fiscal	36.294.007	37.272.870
Impuesto de timbres y estampillas	4.757.712	-
Provisión para impuestos	4.323.528	3.963.860
Otros	58.362.264	25.203.005
Total	242.105.430	185.285.671

11. ACTIVOS NO CORRIENTES O GRUPOS DE ACTIVOS PARA SU DISPOSICIÓN CLASIFICADOS COMO MANTENIDOS PARA LA VENTA

Durante el último trimestre del 2009, el Directorio de Enersis S.A. autorizó el proceso de venta de su filial Compañía Americana de Multiservicios (CAM), por considerarla un negocio "non core", previa verificación interna del mercado, y la contratación de un asesor financiero que canalice dicho proceso de venta, de manera que, una vez recibidas las ofertas respectivas, se someta a consideración del Directorio la decisión que corresponda sobre la venta de la referida compañía y las condiciones de la misma. Se espera concretar la venta durante el año 2010. No obstante haber recibido algunas ofertas a la fecha, se continúa analizando potenciales compradores y las ofertas que éstos efectúen.

CAM es una sociedad que presta servicios en cinco países de Latinoamérica y está presente con sus productos y servicios en todo el ciclo eléctrico, desde la provisión y logística de materiales, la construcción y puesta en marcha de obras eléctricas, la certificación de equipos y la medición de consumos finales.

Según se describe en nota 3 j), los activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta, han sido registrados al valor razonable menos los costos de venta. Lo anterior implicó reconocer, al 31 de diciembre de 2009, una pérdida por deterioro de M\$ 21.916.000, la cual fue determinada considerando la valorización realizada por un asesor externo independiente contratado por la compañía y las ofertas no vinculantes recibidas a la fecha.

A continuación se presentan los principales rubros de activos y pasivos de CAM mantenidos para la venta al 31 de marzo de 2010:

ACTIVOS	M\$	PASIVOS	M\$
ACTIVOS CORRIENTES	40.071.647	PASIVOS CORRIENTES	32.272.913
Efectivo y equivalentes al efectivo	4.757.033	Otros pasivos financieros corrientes	7.367.248
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	19.009.079	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	15.848.928
Inventarios	13.809.330	Otras provisiones a corto plazo	5.829.770
Activos por impuestos corrientes	2.496.204	Otros pasivos no financieros corrientes	3.226.967
ACTIVOS NO CORRIENTES	17.062.131	PASIVOS NO CORRIENTES	7.906.300
Otros activos no financieros no corrientes	125.450	Otros pasivos financieros no corrientes	1.112.539
Derechos por cobrar no corrientes	3.662.640	Pasivo por impuestos diferidos	4.013.759
Activos intangibles distintos de la plusvalía	1.239.261	Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	2.154.789
Propiedades, planta y equipo	9.893.554	Otros pasivos no financieros no corrientes	625.213
Activos por impuestos diferidos	2.141.226		
TOTAL ACTIVOS	57.133.778	TOTAL PASIVOS	40.179.213

Los principales rubros de activos y pasivos de CAM mantenidos para la venta al 31 de diciembre de 2009:

ACTIVOS	M\$	PASIVOS	M\$
ACTIVOS CORRIENTES	50.431.921	PASIVOS CORRIENTES	42.058.254
Efectivo y equivalentes al efectivo	4.011.638	Otros pasivos financieros corrientes	7.013.861
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	28.831.795	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	21.981.684
Inventarios	14.764.600	Otras provisiones a corto plazo	6.856.461
Activos por impuestos corrientes	2.823.888	Otros pasivos no financieros corrientes	6.206.248
ACTIVOS NO CORRIENTES	19.928.930	PASIVOS NO CORRIENTES	8.592.112
Otros activos no financieros no corrientes	170.776	Otros pasivos financieros no corrientes	1.108.759
Derechos por cobrar no corrientes	3.968.937	Pasivo por impuestos diferidos	4.727.164
Activos intangibles distintos de la plusvalía	1.358.619	Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	2.108.280
Propiedades, planta y equipo	10.817.749	Otros pasivos no financieros no corrientes	647.909
Activos por impuestos diferidos	3.612.849		
TOTAL ACTIVOS	70.360.851	TOTAL PASIVOS	50.650.366

12. INVERSIONES EN ASOCIADAS CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN Y SOCIEDADES CON CONTROL CONJUNTO.

12.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación.

- a) A continuación se presenta un detalle de las sociedades participadas por el Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante el ejercicio 2010 y 2009:

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2010	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos recibidos	Diferencia de conversión	Otros incrementos (decrementos)	Saldo al 31/03/2010
96.806.130-5	Electrogas S.A. (1)	Chile	Dólar estadounidense	0,02%	3.775	398	-	(1.349)	-	2.824
96.889.570-2	Inversiones Electrogas S.A.	Chile	Peso chileno	42,50%	7.818.937	791.444	-	(2.597.740)	-	6.012.641
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	10.127.465	(203.604)	-	535.187	(411.467)	10.047.581
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Peso argentino	45,00%	3.297.780	114.416	-	120.693	-	3.532.889
Extranjera	Sacme S.A.	Argentina	Peso argentino	50,00%	33.226	-	-	1.174	-	34.400
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Chile	Peso chileno	26,20%	278	-	-	-	-	278
TOTALES					21.281.461	702.654	-	(1.942.035)	(411.467)	19.630.613

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2009	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos recibidos	Diferencia de conversión	Otros incrementos (decrementos)	Saldo al 31/12/2009
96.806.130-5	Electrogas S.A. (1)	Chile	Dólar estadounidense	0,02%	4.275	1.632	(1.291)	(841)	-	3.775
96.889.570-2	Inversiones Electrogas S.A.	Chile	Peso chileno	42,50%	9.065.667	2.871.709	(3.202.586)	(915.853)	-	7.818.937
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	24.126.683	(825.889)	-	(4.508.852)	(8.664.477)	10.127.465
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Peso argentino	45,00%	4.592.900	186.494	-	(1.481.614)	-	3.297.780
Extranjera	Sacme S.A.	Argentina	Peso argentino	50,00%	43.868	1.633	-	(12.275)	-	33.226
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Chile	Peso chileno	26,20%	278	-	-	-	-	278
TOTALES					37.833.671	2.235.579	(3.203.877)	(6.919.435)	(8.664.477)	21.281.461

- (1) La influencia significativa se ejerce en forma indirecta a través del 42,5% de participación que el Grupo posee en Inversiones Electrogas S.A., ésta última Matriz de Electrogas S.A. con un 99,95% de participación.

- b) A continuación detallamos los principales movimientos de las inversiones en asociadas durante el ejercicio 2010 y ejercicio 2009:

Al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 no ocurrieron movimientos de participaciones en nuestras asociadas.

c) Información financiera adicional de las inversiones en asociadas

- Inversiones con influencia significativa.

A continuación se detalla información financiera al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 de los Estados Financieros de las sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	31 de marzo de 2010							
	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$
Endesa Cemsa S.A.	45,00%	47.202.187	167.589	39.518.911	-	1.082.604	(828.461)	254.143
Inversiones Electrogas S.A.	42,50%	7.638.218	14.147.390	7.638.218	-	1.893.249	(31.027)	1.862.222
GNL Quintero S.A.	20,00%	20.472.307	594.008.997	12.480.384	551.763.014	12.051.262	(13.069.283)	(1.018.021)
Electrogas S.A. (1)	0,02125%	7.568.429	43.032.001	16.312.394	20.998.257	3.584.488	(1.722.266)	1.862.222

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre de 2009							
	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$
Endesa Cemsa S.A.	45,00%	54.486.842	168.678	47.327.120	-	19.339.396	(18.924.965)	414.431
Inversiones Electrogas S.A.	42,50%	-	18.471.729	74.230	-	6.940.967	(184.004)	6.756.963
GNL Quintero S.A.	20,00%	28.098.229	562.965.213	205.586.895	334.839.224	12.893.075	(17.022.519)	(4.129.444)
Electrogas S.A. (1)	0,02125%	5.606.476	41.393.766	8.210.466	21.027.132	13.510.320	(5.830.170)	7.680.150

(1) La influencia significativa se ejerce en forma indirecta a través del 42,5% de participación que el Grupo posee en Inversiones Electrogas S.A., ésta última Matriz de Electrogas S.A. con un 99,95% de participación.

En el Anexo 3 de estas notas consolidadas se describe la principal actividad de nuestras sociedades asociadas, así como también el porcentaje de participación.

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

Las sociedades que presentan patrimonio negativo, sobre las cuales se efectuaron provisiones no corrientes son:

- GNL Chile S.A. cuyo patrimonio al 31 de marzo de 2010 es de M\$ (2.689.295) y al 31 de diciembre de 2009 de M\$ (2.552.867) y
- Endesa Market Place S.A. cuyo patrimonio es M\$ (1.503.760) al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009.

12.2 Sociedades con control conjunto.

A continuación se incluye información al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que el Grupo posee control conjunto y que se ha utilizado en el proceso de consolidación (proporcionalmente):

	31 de marzo de 2010							
	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$
Hidroaysen S.A.	51,00%	12.115.555	91.677.853	47.836.549	-	-	(1.952.648)	(1.952.648)
Transquillota Ltda	50,00%	1.781.033	9.997.100	1.510.458	886.934	529.867	(278.618)	251.249
Gas Atacama S.A.	50,00%	129.678.653	338.539.099	205.845.420	51.192.921	81.278.484	(81.253.062)	25.422
Sistemas Sec S.A.	49,00%	4.409.935	6.793.820	2.585.007	5.007.638	874.591	(617.385)	257.206
Distribuidora de Energía de Cundinamarca S.A.	48,99%	26.100.316	102.079.619	24.656.996	35.500.242	19.032.168	(18.414.818)	617.350

	31 de diciembre de 2009							
	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$
Hidroaysen S.A.	51,00%	8.111.503	86.908.393	37.110.402	-	-	(5.994.070)	(5.994.070)
Transquillota Ltda	50,00%	1.288.870	10.198.482	1.480.132	876.728	2.327.365	(1.207.963)	1.119.402
Gas Atacama S.A.	50,00%	114.435.232	316.349.774	187.877.000	42.467.600	343.304.368	(319.108.438)	24.195.930
Sistemas Sec S.A.	49,00%	6.640.078	6.667.086	4.893.676	5.059.582	7.814.302	(7.063.659)	750.643
Distribuidora de Energía de Cundinamarca S.A.	48,99%	29.898.954	91.606.547	25.873.650	33.287.228	68.128.403	(66.191.338)	1.937.065

13. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.

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

Activos intangibles	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Activos Intangibles netos	1.457.821.234	1.446.122.245
Servidumbre	8.892.335	11.786.094
Derechos de Agua	13.580.286	12.291.780
Concesiones Neto	1.375.670.890	1.357.976.679
Costos de Desarrollo	12.872	12.330
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	6.930.713	6.844.249
Programas Informáticos	47.235.978	52.003.080
Otros Activos Intangibles Identificables	5.498.160	5.208.033

Activos intangibles	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Activos Intangibles bruto	2.226.127.185	2.147.973.843
Servidumbre	12.426.910	15.269.989
Derechos de Agua	16.939.019	15.232.158
Concesiones	2.028.038.276	1.950.821.927
Costos de Desarrollo	26.885	25.522
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	8.824.530	8.541.903
Programas Informáticos	147.105.637	145.952.298
Otros Activos Intangibles Identificables	12.765.928	12.130.046

Activos intangibles	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(768.305.951)	(701.851.598)
Servidumbre	(3.534.575)	(3.483.895)
Derechos de Agua	(3.358.733)	(2.940.378)
Concesiones	(652.367.386)	(592.845.248)
Costos de Desarrollo	(14.013)	(13.192)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(1.893.817)	(1.697.654)
Programas Informáticos	(99.869.659)	(93.949.218)
Otros Activos Intangibles Identificables	(7.267.768)	(6.922.013)

La composición y movimientos del activo intangible durante el ejercicio 2010 y 2009 han sido los siguientes:

Año 2010

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo, Neto	Servidumbre, Neto	Derechos de agua, Neto	Concesiones, Neto	Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos, Neto	Programas Informáticos, Neto	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2010	12.330	11.786.094	12.291.780	1.357.976.679	6.844.249	52.003.080	5.208.033	1.446.122.245
Movimientos en activos intangibles identificables								
Adiciones	-	-	-	37.481.741	11.636	344.971	784	37.839.132
transferencias a (desde) activos no corrientes y grupos en enajenación mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	18.057	4.869	22.926
Amortización (*)	(112)	(5.556)	(98.964)	(25.167.509)	(53.007)	(2.608.856)	(211.966)	(28.145.970)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	654	34.079	1.387.470	11.246.575	642.067	2.070.521	71.064	15.452.430
Otros incrementos (disminuciones)	-	(2.922.282)	-	(5.866.596)	(514.232)	(4.591.795)	425.376	(13.469.529)
Total movimientos en activos intangibles identificables	542	(2.893.759)	1.288.506	17.694.211	86.464	(4.767.102)	290.127	
Saldo Final Activos Intangibles Identificables al 31/03/2010	12.872	8.892.335	13.580.286	1.375.670.890	6.930.713	47.235.978	5.498.160	1.457.821.234

(*) Ver nota 28 Depreciación y Amortización

Año 2009

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo, Neto	Servidumbre, Neto	Derechos de agua, Neto	Concesiones, Neto	Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos, Neto	Programas Informáticos, Neto	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2009	17.123	8.357.393	10.503.656	1.186.692.686	5.316.837	53.667.078	1.055.864	1.265.610.637
Movimientos								
Adiciones por desarrollo interno	-	-	-	-	-	805.735	-	805.735
Adiciones	-	922.067	-	201.622.235	394.063	11.036.515	4.987.412	218.962.292
transferencias a (desde) activos no corrientes y grupos en enajenación mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	(1.547.852)	(233.741)	(1.781.593)
Amortización	(1.333)	(24.159)	(346.002)	(94.784.374)	(226.916)	(11.499.590)	(900.038)	(107.782.412)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(3.460)	(62.423)	(1.513.556)	82.055.009	(907.664)	452.281	(391.739)	79.628.448
Otros incrementos (disminuciones)	-	2.593.216	3.647.682	(17.608.877)	2.267.929	(911.087)	690.275	(9.320.862)
Total movimientos	(4.793)	3.428.701	1.788.124	171.283.993	1.527.412	(1.663.998)	4.152.169	180.511.608
Saldo final activos intangibles identificables al 31/12/2009	12.330	11.786.094	12.291.780	1.357.976.679	6.844.249	52.003.080	5.208.033	1.446.122.245

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrado al 31 de marzo de 2010. (Ver nota 3e)

Al 31 de marzo de 2010 la sociedad no posee activos intangibles de vida útil indefinida que sean significativos.

14. PLUSVALÍA.

A continuación se presenta el detalle de la plusvalía (fondo de comercio) por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento del mismo en el ejercicio 2010 y 2009:

Compañía	Saldo Inicial 01/01/2009 M\$	Adiciones	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 31/12/2009 M\$	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 31/03/2010 M\$
Distrilec S.A.	7.383.186	-	(2.037.713)	5.345.473	188.819	5.534.292
Edesur S.A.	6.255.347	-	(1.726.437)	4.528.910	159.975	4.688.885
Ampla S.A.	231.535.198	-	16.093.387	247.628.585	2.076.283	249.704.868
Investluz S.A.	117.678.473	-	8.123.310	125.801.783	1.054.800	126.856.583
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	2.240.478	-	-	2.240.478	-	2.240.478
Codensa S.A.	12.291.649	-	(1.543.016)	10.748.633	1.200.139	11.948.772
Pangue S.A.	3.139.337	-	-	3.139.337	-	3.139.337
Endesa Costanera S.A.	4.556.780	-	(1.260.549)	3.296.231	116.430	3.412.661
Southern Cone Power Argentina S.A.	3.779.030	-	(1.045.539)	2.733.491	96.553	2.830.044
Hidroeléctrica el Chocón S.A.	19.586.941	-	(5.416.671)	14.170.270	500.529	14.670.799
San Isidro S.A.	1.516.768	-	-	1.516.768	-	1.516.768
Empresa Eléctrica de Cundinamarca S.A. (1)	-	7.083.530	414.012	7.497.542	837.089	8.334.631
Edelnor S.A. (2)	-	43.662.944	(3.146.697)	40.516.247	2.931.708	43.447.955
Cachoeira Dourada S.A.	85.140.100	-	6.189.928	91.330.028	1.141.661	92.471.689
Edegel S.A. (2)	553.603	81.370.212	(6.003.555)	75.920.260	5.491.840	81.412.100
Emgesa S.A.	5.455.951	-	(686.926)	4.769.025	531.658	5.300.683
Chilectra S.A.	128.374.362	-	-	128.374.362	-	128.374.362
Endesa Chile S.A.	731.782.459	-	-	731.782.459	-	731.782.459
Distrilima S.A.	13.925	-	(1.874)	12.051	872	12.923
Total	1.361.283.587	132.116.686	7.951.660	1.501.351.933	16.328.356	1.517.680.289

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009. Ver nota 3e.

(1) La adición en Empresa Eléctrica de Cundinamarca se originó en la compra de un 48,997% de su propiedad que realizó DECA en marzo de 2009. DECA es una sociedad controlada conjuntamente por Empresa Eléctrica de Bogotá y nuestra filial Codensa S.A., y en consideración a ello es que los activos y pasivos de DECA son integrados proporcionalmente en los estados financieros de Enersis. (ver Nota 2.4.1 y 5.c)

(2) Las adiciones en Edegel y Edelnor se originaron producto de las adquisiciones, realizadas en octubre de 2009,. Tanto Edegel como Edelnor ya venían consolidándose mediante el método de integración global.

15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

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

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31-03-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	7.160.474.755	6.864.071.242
Construcción en Curso	745.954.634	710.996.813
Terrenos	109.798.112	105.539.626
Edificios	573.805.795	537.134.153
Planta y Equipo	5.481.330.932	5.290.412.998
Equipamiento de Tecnologías de la Información	17.411.480	14.165.508
Instalaciones Fijas y Accesorios	19.893.785	9.551.749
Vehículos de Motor	2.907.134	1.702.512
Mejoras de Bienes Arrendados	514.292	484.178
Otras Propiedades, Planta y Equipo	208.858.591	194.083.705

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-03-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	12.026.156.803	11.449.077.029
Construcción en Curso	745.954.634	710.996.813
Terrenos	109.798.112	105.539.626
Edificios	784.379.844	729.774.296
Planta y Equipo	9.927.624.908	9.471.762.740
Equipamiento de Tecnologías de la Información	47.754.345	44.699.294
Instalaciones Fijas y Accesorios	53.429.848	51.720.215
Vehículos de Motor	8.569.821	8.117.546
Mejoras de Bienes Arrendados	535.764	521.182
Otras Propiedades, Planta y Equipo	348.109.527	325.945.317

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-03-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(4.865.682.048)	(4.585.005.787)
Edificios	(210.574.049)	(192.640.143)
Planta y Equipo	(4.446.293.976)	(4.181.349.742)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(30.342.865)	(30.533.786)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(33.536.063)	(42.168.466)
Vehículos de Motor	(5.662.687)	(6.415.034)
Mejoras de los Bienes Arrendados	(21.472)	(37.004)
Otros	(139.250.936)	(131.861.612)

A continuación se presenta el detalle de propiedades, plantas y equipos durante el ejercicio 2010 y 2009:

Movimientos año 2010	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Mejoras de Bienes Arrendados, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo inicial al 1 de enero de 2010	710.996.813	105.539.626	537.134.153	5.290.412.998	14.165.508	9.551.749	1.702.512	484.178	194.083.705	6.864.071.242
Adiciones	61.624.740	16.864	-	1.490.540	149.837	176.907	22.696	-	4.061.128	67.542.712
Desapropiaciones	-	-	-	(36.477)	-	-	(635)	-	(459.017)	(496.129)
Retiros	-	-	-	(122.880)	(3.214)	-	(21.972)	-	(2.365)	(150.431)
Gasto por depreciación	-	-	(4.242.098)	(82.585.213)	(1.385.134)	(858.948)	(253.468)	(4.000)	(2.900.787)	(92.229.648)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	10.218.810	4.230.818	38.414.212	260.918.531	1.398.354	398.223	312.865	10.954	7.239.897	323.142.664
Otros incrementos (decrementos)	(36.885.729)	10.804	2.499.528	11.253.433	3.086.129	10.625.854	1.145.136	23.160	6.836.030	(1.405.655)
Total movimientos	34.957.821	4.258.486	36.671.642	190.917.934	3.245.972	10.342.036	1.204.622	30.114	14.774.886	296.403.513
Saldo final al 31 de Marzo de 2010	745.954.634	109.798.112	573.805.795	5.481.330.932	17.411.480	19.893.785	2.907.134	514.292	208.858.591	7.160.474.755

Movimientos año 2009	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Mejoras de Bienes Arrendados, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2009	704.106.532	107.263.181	635.062.398	5.523.897.707	17.959.471	24.495.712	4.152.102	1.916.796	196.938.232	7.215.792.131
Adiciones	582.635.904	328.647	2.835.573	13.496.442	1.021.326	1.829.812	901.494	-	11.214.688	614.263.886
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios	738.560	321.713	162.902	31.858.508	119.254	144.707	25.407	-	32.580	33.403.631
Desapropiaciones	(5.566.491)	(172.005)	(28.910)	14.737.550	(32.472)	(16.548)	(254.650)	-	(11.661.348)	(2.994.874)
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenedos para la Venta	(2.604.574)	-	(153.130)	(768.227)	(1.445.215)	(7.121.974)	(1.113.818)	-	(981.469)	(14.188.407)
Gasto por depreciación	-	-	(17.141.091)	(305.897.443)	(5.723.356)	(3.317.429)	(1.144.121)	(30.560)	(13.333.547)	(346.587.547)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	-	(43.999.600)	-	-	-	-	-	(43.999.600)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(21.558.720)	(22.245.010)	(80.797.075)	(365.052.553)	(5.358.344)	(12.300.921)	(1.465.393)	178.361	(45.283.415)	(553.883.070)
Otros incrementos (decrementos)	(546.754.398)	20.043.100	(2.806.514)	422.140.614	7.624.844	5.838.390	601.491	(1.580.419)	57.157.984	(37.734.908)
Total movimientos	6.890.281	(1.723.555)	(97.928.245)	(233.484.709)	(3.793.963)	(14.943.963)	(2.449.590)	(1.432.618)	(2.854.527)	(351.720.889)
Saldo final al 31 de diciembre de 2009	710.996.813	105.539.626	537.134.153	5.290.412.998	14.165.508	9.551.749	1.702.512	484.178	194.083.705	6.864.071.242

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

a) Principales inversiones

Las inversiones materiales en generación del negocio eléctrico incluyen los avances en el programa de nueva capacidad.

En Chile, destaca entre otros proyectos el avance en la construcción de la Central Térmica a carbón Bocamina II, con una potencia de 370 MW. El proyecto de la Central Térmica Quintero, consistente en un ciclo abierto que operará tanto con GNL como con petróleo diesel con una capacidad de 257 MW. Dicho proyecto se encuentra finalizado y operando completamente desde septiembre de 2009. El proyecto Ampliación Parque Eólico Canela II de 40 aerogeneradores con una potencia de 60 MW, ha sido finalizado y se encuentra operando desde diciembre de 2009, reforzando el compromiso de Endesa Chile con el medio ambiente a través del desarrollo de energías renovables no convencionales (ERNC).

En Perú, se está llevando a cabo el proyecto de la Central Térmica de ciclo abierto Santa Rosa con una potencia de 189 MW, la que operará con gas natural de Camisea. Este proyecto se encuentra concluido y operando completamente a partir del mes de septiembre de 2009.

b) Arrendamiento financiero

Al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009, las propiedades, plantas y equipos incluyen M\$ 145.883.831 y M\$ 137.586.941, respectivamente, correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero.

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

	31-03-2010			31-12-2009		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	15.412.601	3.157.800	12.254.801	14.606.088	3.253.227	11.352.861
Entre un año y cinco años	59.785.082	11.423.949	48.361.133	57.745.294	12.162.349	45.582.945
Más de cinco años	49.374.232	7.391.966	41.982.266	48.383.017	7.089.994	41.293.023
Total	124.571.915	21.973.715	102.598.200	120.734.399	22.505.570	98.228.829

Los activos en Leasing, provienen principalmente de:

1. Endesa Chile S.A. y corresponden a un contrato por Líneas e Instalaciones de Transmisión Eléctrica (Ralco-Charrúa 2X220 KV), efectuado entre Empresa Nacional de Electricidad S.A. y Abengoa Chile S.A.. Dicho contrato tiene una duración de 20 años y devenga intereses a una tasa anual de 6,5%.
2. Edegel S.A. y corresponden a contratos para financiar el proyecto de conversión de la planta termoeléctrica a ciclo combinado (ex Etevensa) efectuado por la empresa y las Instituciones Financieras Banco de Crédito del Perú y BBVA - Banco Continental. Dichos contratos tienen una duración de 8 años y devengan interés a una tasa anual de Libor + 3,0% y Libor +2,5% respectivamente.

c) Arrendamiento operativo

Los Estados de Resultados Consolidados al 31 de marzo de 2010 y 2009 incluyen M\$ 3.615.012 y M\$ 4.418.750, respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados ejercicios de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

Al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	31-03-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Menor a un año	4.410.125	4.441.719
Entre un año y cinco años	6.496.292	6.835.695
Más de cinco años	7.162.465	7.166.850
Total	18.068.882	18.444.264

d) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M\$ 352.749.190 y M\$334.581.961, respectivamente.

ii) Al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de M\$ 375.190.740 y M\$ 462.772.688, respectivamente (ver Nota 34).

iii) La Sociedad y sus filiales extranjeras tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MUS\$200.000 para el caso de las generadoras y de MUS\$30.000 para las distribuidoras, incluyéndose por éstas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Las primas asociadas a ésta póliza se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro gastos pagados por adelantado.

iv) Gas Atacama, sociedad participada por el Grupo en un 50% consolidada por integración proporcional, posee, entre otros activos, una planta de generación de electricidad de ciclo combinado en el norte de Chile. Ante la imposibilidad de importar gas natural de países limítrofes, Gas Atacama se ha visto en la necesidad de generar electricidad utilizando combustibles alternativos cuyo costo se ha incrementado de forma muy significativa desde los últimos meses de 2007 debido al incremento de precio del petróleo. Como consecuencia de esta situación la sociedad presentó demandas con la finalidad de cancelar anticipadamente el contrato que mantiene con la distribuidora Emel. El 25 de enero de 2008 se resolvió el arbitraje sobre dicha solicitud habiéndose denegado la cancelación anticipada del mencionado contrato. Esta situación redujo de forma significativa el valor recuperable de la citada planta por lo que al 31 de diciembre de 2007, se reconoció una provisión de pérdida por deterioro por un monto de MMUS\$110.

v) La situación de los activos, básicamente obras e infraestructuras, de instalaciones construidas con el objeto de dar respaldo a la generación de energía en el sistema SIC; desde el año 1998 ha cambiado, principalmente por la instalación en el SIC de nuevas centrales térmicas, la llegada de GNL y la próxima entrada de nuevos proyectos. Lo anterior, configura una situación de abastecimiento holgada en los próximos años en la que se estima no se requerirá el uso de estas instalaciones. Por lo anterior, la sociedad ha registrado al 31 de diciembre de 2009 una provisión de deterioro de estos activos por M\$43.999.600.

vi) Como consecuencia del terremoto ocurrido en Chile con fecha 27 de febrero de 2010, ciertas instalaciones y equipos de nuestras filiales Chilectra y Endesa Chile sufrieron algún tipo de deterioro parcial o total. El impacto sobre los activos fue menor, salvo en el caso de la central a carbón Bocamina 1 de Endesa Chile. Dicha central experimentó daños en su infraestructura que a la fecha de emisión de los presentes estados financieros aún están en etapa de evaluación técnico-económica.

Cabe consignar que todas nuestras filiales y activos, incluyendo la central Bocamina 1, cuentan con seguros contratados y las coberturas necesarias para este tipo de siniestros excepcionales, que cubren tanto los daños materiales, como interrupción de negocios. Al 31 de marzo de 2010, no se ha reconocido ninguna cuenta por cobrar que derive de las eventuales compensaciones económicas que nuestras filiales recibirán durante los próximos meses, por cuanto los derechos adquiridos aún tienen la calificación de activo contingente bajo NIIF.

vii) Companhia De Interconexão Energética – CIEN, la actividad de esta Sociedad era comercializar electricidad en Argentina y Brasil. Ahora bien, debido a la reducción del límite de disponibilidad de generación y garantía física de energía y potencia asociada, la Compañía está enfocando su negocio a una estructura de remuneración distinta que no se base en compra y venta de energía entre los países. Dada la importancia estratégica de los activos de la Compañía en las relaciones entre Brasil y Argentina se ha presentado al Gobierno brasileño un nuevo modelo de plan de negocio transformando su actividad de comercialización a una actividad de transmisión de electricidad

mediante el pago de una remuneración fija, el cual se encuentra aún en proceso de aprobación. Este supone integrar sus líneas de transmisión a la red de transmisión brasileña operada por el Gobierno brasileño.

Años anteriores los Gobiernos de Argentina y Uruguay, respectivamente, formalizaron con la Compañía pagos de peajes para transportar energía entre ambos países. La administración considera que ésta situación refuerza todavía más la importancia de la solicitud al Gobierno brasileño para la aprobación de su nuevo plan de negocio y considera probable que esto ocurra. La compañía, basándose en sus estudios sobre las distintas alternativas de negocio considera que no tendrá problemas en recuperar la totalidad de los activos netos.

16. PROPIEDAD DE INVERSIÓN.

La composición y movimientos de las propiedades de inversión durante el ejercicio 2010 y 2009 han sido los siguientes:

Propiedades de Inversión, Neto, Modelo del Costo	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2009	26.368.681
Adiciones	5.063.418
Desapropiaciones	(2.985.275)
Gasto por depreciación	(24.029)
Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados	2.809.044
Saldo al 31 de diciembre de 2009	31.231.839
Adiciones	147.287
Desapropiaciones	(465.241)
Gasto por depreciación	(6.007)
Saldo final propiedades de inversión al 31 de marzo de 2010	30.907.878

El valor de mercado de las propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2009, determinado mediante valorizaciones internas, ascendió a M\$ 34.921.883. Al 31 de marzo de 2010 el valor de mercado de estos inmuebles no ha sufrido variaciones importantes.

El precio de venta de los inmuebles vendidos en el período 2010 y el ejercicio 2009 ascendió a M\$ 1.321.737 y M\$7.369.162, respectivamente.

Los montos registrados como gastos directos en el estado de resultados consolidado del período 2010 y el ejercicio 2009 relacionados con las propiedades de inversión no son significativos.

El Grupo tiene formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a que están sujetos los diversos elementos de sus inversiones inmobiliarias, así como las posibles reclamaciones que se le puedan presentar por el ejercicio de su actividad, entendiéndose que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidos.

17. IMPUESTOS DIFERIDOS.

a) El origen de los impuestos diferidos registrados al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es:

Diferencia temporal	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	131.662.302	112.732.337	532.714.447	511.370.845
Impuestos diferidos relativos a amortizaciones	-	-	7.994.743	8.226.527
Impuestos diferidos relativos a acumulaciones (o devengos)	9.992.360	7.805.157	28.401.637	27.169.053
Impuestos diferidos relativos a provisiones	155.022.632	143.783.859	5.258.851	5.799.412
Impuestos diferidos relativos a contratos de moneda extranjera	29.374.824	29.199.072	1.727.135	2.919.974
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	24.802.124	27.080.973	1.421.536	1.391.382
Impuestos diferidos relativos a revaluaciones de instrumentos	36.625.033	34.574.100	805.811	293.219
Impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales	56.531.910	64.935.086	-	-
Impuestos diferidos relativos a otros	31.826.881	34.785.937	17.591.007	15.878.885
Total Impuestos Diferidos	475.838.066	454.896.521	595.915.166	573.049.297

- b) Los movimientos de los rubros de "Impuestos Diferidos" del Estado de Situación Consolidado en el ejercicio 2010 y 2009 son:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2009	511.300.668	635.013.331
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(41.820.393)	(20.683.609)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	6.628.427	9.440.909
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(16.112.600)	(47.324.914)
Otros incrementos (decrementos)	(5.099.581)	(3.396.420)
Saldo al 31 de diciembre de 2009	454.896.521	573.049.297
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(2.509.546)	84.276
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	3.475.300	70.481
Diferencia de conversión de moneda extranjera	18.721.317	23.030.248
Otros incrementos (decrementos)	1.254.474	(319.136)
Saldo al 31 de marzo de 2010	475.838.066	595.915.166

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Gerencia del Grupo considera que las proyecciones de utilidades futuras de las distintas sociedades del Grupo cubren lo necesario para recuperar estos activos.

- c) Al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M\$ 19.684.918 y M\$ 24.643.223, respectivamente. Las pérdidas tributarias asociadas a los montos antes descritos no tienen fecha de expiración.

El Grupo Enersis no ha registrado el impuesto diferido de pasivo asociado con utilidades no distribuidas de las filiales, asociadas y entidades bajo control conjunto, en las que la posición de control que ejerce sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no reviertan en un futuro próximo. El monto total de las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas y entidades bajo control conjunto, para los cuales no se han reconocido en el balance pasivos por impuestos diferidos al 31 de marzo de 2010 asciende a M\$ 1.211.174.772.

Las sociedades del grupo se encuentran potencialmente sujetas a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarias de cada país. Dichas auditorías están limitadas a un número de períodos tributarios anuales, los cuales por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas inspecciones. Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. El siguiente es un resumen de los períodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

País	Período
Chile	2003-2009
Argentina	2002-2009
Brasil	2005-2009
Colombia	2003-2009
Perú	2004-2009

Debido a las posibles diferentes interpretaciones que pueden darse a las normas tributarias, los resultados de las inspecciones que en el futuro pudieran llevar a cabo las autoridades tributarias para los años sujetos a verificación podrían dar lugar a pasivos tributarios cuyos montos no es posible cuantificar en la actualidad de una manera objetiva. No obstante, la Gerencia del Grupo estima que los pasivos que, en su caso, se pudieran derivar por estos conceptos, no tendrán un efecto significativo sobre los resultados futuros del Grupo.

A continuación se detallan los efectos por impuestos diferidos de los componentes de Otros Resultados Integrales:

Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales	31 de marzo de 2010			31 de marzo de 2009		
	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Activos Financieros Disponibles para la Venta	2.412	(410)	2.002	-	-	-
Cobertura de Flujo de Caja	(64.548.472)	10.897.303	(53.651.169)	45.549.736	7.756.542	53.306.278
Ajustes por conversión	253.517.943	-	253.517.943	(591.483.220)	-	(591.483.220)
Ganancias (Pérdidas) por Planes de Beneficios Definidos	1.971.253	62.688	2.033.941	(3.632.141)	1.170.975	(2.461.166)
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	190.943.136	10.959.581	201.902.717	(549.565.625)	8.927.517	(540.638.108)

18. OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

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

Otros pasivos financieros	31 de marzo de 2010		31 de diciembre de 2009	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos que Devengan Intereses	586.327.001	3.414.561.510	721.511.320	3.323.906.197
Instrumentos derivados de cobertura (*)	7.607.639	226.853.139	8.441.901	206.931.247
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	117.913	-	420.822	-
Otros pasivos financieros	291.658	-	275.969	-
Total	594.344.211	3.641.414.649	730.650.012	3.530.837.444

(*) ver nota 20.2.a

(**) ver nota 20.2.b

- Préstamos que devengan intereses.

- El detalle de corriente y no corriente de este rubro al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	Saldo al 31 de marzo de 2010		Saldo al 31 de diciembre de 2009	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que Devengan Intereses	586.327.001	3.414.561.510	721.511.320	3.323.906.197
Préstamos bancarios	257.190.913	835.290.117	381.345.601	862.052.840
Obligaciones no garantizadas	198.511.321	2.379.760.398	228.951.828	2.257.547.764
Obligaciones garantizadas	16.885.423	25.731.888	11.023.415	28.559.670
Arrendamiento financiero	12.254.801	90.343.399	11.352.861	86.875.968
Otros préstamos	101.484.543	83.435.708	88.837.615	88.869.955
Total	586.327.001	3.414.561.510	721.511.320	3.323.906.197

2. 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:

- **Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos**

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total Corriente al 31/03/2010	Vencimiento			Total No Corriente al 31/03/2010
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$			
Chile	US\$	2,82%	Sin Garantía	28.468	38.640.122	38.668.590	56.924.700	108.935.441	873.991	166.734.132
Perú	US\$	5,21%	Sin Garantía	5.122.302	7.782.390	12.904.692	25.072.603	-	-	25.072.603
Perú	Soles	4,07%	Sin Garantía	5.406.330	-	5.406.330	49.168.974	-	-	49.168.974
Argentina	US\$	4,90%	Sin Garantía	6.180.810	13.129.553	19.310.363	19.142.220	-	-	19.142.220
Argentina	\$ Arg	16,33%	Sin Garantía	7.620.690	9.491.529	17.112.219	32.925.863	-	-	32.925.863
Colombia	\$ Col	7,03%	Sin Garantía	850.346	1.290.174	2.140.520	-	84.109.807	-	84.109.807
Brasil	US\$	5,96%	Sin Garantía	5.585.753	4.608.979	10.194.732	12.301.972	25.205.509	19.002.009	56.509.490
Brasil	Real	10,22%	Sin Garantía	113.066	151.340.401	151.453.467	236.560.720	165.066.308	-	401.627.028
Total				30.907.765	226.283.148	257.190.913	432.097.052	383.317.065	19.876.000	835.290.117

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2009	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2009
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$			
Chile	US\$	2,22%	Sin Garantía	370.984	163.384.485	163.755.469	104.732.133	103.684.532	829.651	209.246.316
Perú	US\$	5,12%	Sin Garantía	11.446.321	6.188.337	17.634.658	13.297.208	11.561.913	-	24.859.121
Perú	Soles	4,38%	Sin Garantía	8.715.418	-	8.715.418	42.167.699	-	-	42.167.699
Argentina	US\$	8,70%	Sin Garantía	8.324.583	13.621.109	21.945.692	36.113.536	-	-	36.113.536
Argentina	\$ Arg	15,94%	Sin Garantía	3.963.387	6.873.342	10.836.729	18.960.874	-	-	18.960.874
Colombia	\$ Col	12,92%	Sin Garantía	744.192	9.592.842	10.337.034	-	75.661.785	-	75.661.785
Brasil	US\$	6,04%	Sin Garantía	5.424.269	4.375.237	9.799.506	10.955.906	23.742.212	18.359.821	53.057.939
Brasil	Real	11,21%	Sin Garantía	194.837	138.126.258	138.321.095	226.115.735	175.869.835	-	401.985.570
Total				39.183.991	342.161.610	381.345.601	452.343.091	390.520.277	19.189.472	862.052.840

El valor razonable de los préstamos bancarios corrientes y no corrientes al 31 de marzo de 2010 asciende a M\$ 1.131.080.042 y al 31 de diciembre de 2009 a M\$ 1.307.770.461.

3. El desglose por monedas y vencimientos de las **Obligaciones No Garantizadas** al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones No Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total Corriente al 31/03/2010	Vencimiento			Total No Corriente al 31/03/2010
				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	US\$	7,88%	Sin Garantía	3.300.812	9.579.736	12.880.548	-	395.656.145	414.651.489	810.307.634
Chile	CH\$	5,01%	Sin Garantía	12.583.380	1.930.602	14.513.982	14.326.627	15.260.171	394.545.276	424.132.074
Perú	US\$	6,91%	Sin Garantía	-	545.111	545.111	4.273.600	8.587.266	25.730.195	38.591.061
Perú	Soles	7,24%	Sin Garantía	20.234.143	408.737	20.642.880	15.135.354	92.766.279	47.985.834	155.887.467
Argentina	\$ Arg	11,75%	Sin Garantía	9.118.633	-	9.118.633	13.616.605	-	-	13.616.605
Colombia	\$ Col	9,18%	Sin Garantía	1.775.984	135.580.531	137.356.515	31.359.618	113.338.047	536.730.976	681.428.641
Brasil	Real	12,65%	Sin Garantía	-	3.453.652	3.453.652	156.030.420	99.766.496	-	255.796.916
Total				47.012.952	151.498.369	198.511.321	234.742.224	725.374.404	1.419.643.770	2.379.760.398

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total Corriente al 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\$	
Chile	US\$	7,88%	Sin Garantía	15.916.932	6.782.703	22.699.635	-	374.659.229	396.512.189	771.171.418
Chile	CH\$	5,01%	Sin Garantía	1.081.503	8.843.672	9.925.175	9.968.809	10.597.098	405.050.321	425.616.228
Perú	US\$	6,97%	Sin Garantía	-	789.504	789.504	4.056.799	4.929.095	22.576.558	31.562.452
Perú	Soles	7,23%	Sin Garantía	7.806.462	314.504	8.120.966	40.135.949	72.592.833	43.870.894	156.599.676
Argentina	\$ Arg	11,75%	Sin Garantía	-	8.807.528	8.807.528	13.211.293	-	-	13.211.293
Colombia	\$ Col	9,94%	Sin Garantía	1.446.813	130.251.384	131.698.197	57.977.534	101.954.329	447.119.273	607.051.136
Brasil	Real	12,94%	Sin Garantía	-	46.910.823	46.910.823	155.290.517	97.045.044	-	252.335.561
Total				26.251.710	202.700.118	228.951.828	280.640.901	661.777.628	1.315.129.235	2.257.547.764

4. El desglose por monedas y vencimientos de las **Obligaciones Garantizadas** al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total Corriente al 31/03/2010	Vencimiento			Total No Corriente al 31/03/2010
				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\$	
Perú	US\$	6,06%	Con Garantía	-	236.440	236.440	10.684.000	-	-	10.684.000
Perú	Soles	6,28%	Con Garantía	-	16.648.983	16.648.983	5.642.958	9.404.930	-	15.047.888
Total				-	16.885.423	16.885.423	16.326.958	9.404.930	-	25.731.888

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total Corriente al 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\$	
Perú	US\$	6,06%	Con Garantía	-	72.618	72.618	10.141.998	-	-	10.141.998
Perú	Soles	6,28%	Con Garantía	-	10.950.797	10.950.797	9.647.352	8.770.320	-	18.417.672
Total				-	11.023.415	11.023.415	19.789.350	8.770.320	-	28.559.670

El valor razonable de las obligaciones con el público corrientes y no corrientes al 31 de marzo de 2010 asciende a M\$ 3.053.984.048 y al 31 de diciembre de 2009 a M\$ 2.957.767.022.

- Individualización de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés nominal	Garantía	03-2010				12-2009												
										Corriente			No Corriente			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	Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente			
Extranjera	Chinango	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	Soles	6.72%	6.72%	SI	-	6.778.885	6.778.885	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Chinango	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	Soles	6.47%	6.47%	SI	-	135.243	135.243	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Chinango	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	Soles	6.09%	6.09%	SI	-	4.824.165	4.824.165	-	-	4.702.465	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Chinango	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	Soles	6.16%	6.16%	SI	-	118.690	118.690	-	-	5.642.958	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Chinango	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	Soles	6.16%	6.16%	SI	-	60.380	60.380	-	-	4.702.465	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Chinango	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	Soles	5.91%	5.91%	SI	-	4.731.620	4.731.620	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Chinango	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	US\$	6.06%	6.06%	SI	-	236.440	236.440	-	-	10.684.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales Bonos Garantizados										-	16.885.423	16.885.423	16.326.958	9.404.930	-	25.731.888	-	11.023.415	11.023.415	19.789.350	8.770.320	-	-	-	28.559.670	
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	BONOS	Brasil	Real	17.36%	12.90%	No	-	3.453.651	3.453.651	156.030.420	26.999.304	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B5	Colombia	\$ Col	13.01%	13.01%	No	256.818	55.152.335	55.409.153	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B8	Colombia	\$ Col	13.22%	8.43%	No	328.892	-	328.892	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B302	Colombia	\$ Col	11.85%	11.85%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B102	Colombia	\$ Col	11.58%	7.39%	No	375.174	-	375.174	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B52	Colombia	\$ Col	10.56%	6.28%	No	95.702	-	95.702	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B203	Colombia	\$ Col	10.27%	5.99%	No	27.284	30.058.022	30.085.306	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B503	Colombia	\$ Col	10.74%	6.46%	No	84.879	-	84.879	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B503	Colombia	\$ Col	12.85%	8.08%	No	100.139	-	100.139	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B102	Colombia	\$ Col	12.38%	7.64%	No	95.352	-	95.352	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B304	Colombia	\$ Col	5.14%	5.07%	No	130.984	-	130.984	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B404	Colombia	\$ Col	6.10%	6.01%	No	280.760	-	280.760	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Coelce	Brasil	Extranjera	Itau	Brasil	Real	16.90%	12.00%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Coelce	Brasil	Extranjera	Santander	Brasil	Real	16.90%	12.00%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edegel	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	Soles	6.31%	6.31%	No	-	81.635	81.635	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edegel	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	Soles	6.28%	6.28%	No	-	71.289	71.289	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edegel	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	Soles	6.75%	6.75%	No	-	21.255	21.255	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edegel	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	Soles	6.50%	6.50%	No	-	10.157	10.157	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edegel	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	Soles	6.44%	6.44%	No	-	108.532	108.532	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edegel	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	Soles	6.63%	6.63%	No	-	93.485	93.485	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edegel	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	Soles	6.59%	6.59%	No	-	22.384	22.384	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edegel	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	US\$	5.97%	5.97%	No	-	50.975	50.975	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edegel	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	US\$	6.34%	6.34%	No	-	61.132	61.132	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edegel	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	US\$	9.00%	9.00%	No	-	179.258	179.258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edegel	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	US\$	7.78%	7.78%	No	-	66.023	66.023	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edegel	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	US\$	7.13%	7.13%	No	-	47.025	47.025	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edegel	Peru	Extranjera	BANCO SCOTIABANK	Peru	US\$	6.63%	6.63%	No	-	73.735	73.735	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edegel	Peru	Extranjera	BANCO SCOTIABANK	Peru	US\$	6.00%	6.00%	No	-	8.088	8.088	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edegel	Peru	Extranjera	BANCO SCOTIABANK	Peru	US\$	6.47%	6.47%	No	-	58.875	58.875	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Peru	Extranjera	Caja de Pensiones Militar Policial	Peru	Soles	7.38%	7.38%	No	5.770.177	-	5.770.177	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Peru	Extranjera	FCR - Macrofondo	Peru	Soles	1.27%	1.27%	No	931.181	-	931.181	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Peru	Extranjera	Rimac Internacional Cia de Seguros	Peru	Soles	8.49%	8.49%	No	104.558	-	104.558	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Peru	Extranjera	Rimac Internacional Cia de Seguros	Peru	Soles	9.69%	9.69%	No	87.626	-	87.626	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Peru	Extranjera	AFP Integra	Peru	Soles	9.69%	9.69%	No	151.306	-	151.306	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Peru	Extranjera	Fondo de Seguro de Retiro de Suboficiales y Especial	Peru	Soles	8.75%	8.75%	No	150.871	-	150.871	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

- Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	03-2010					12-2009				
								Corriente		No Corriente			Corriente		No Corriente		
								más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	87.509.100-K	Abengoa Chile	Chile	US\$	6,40%	959.991	959.991	3.508.270	17.518.350	21.026.620	897.056	897.056	3.056.426	17.136.744	20.193.170
O-E	Edegel	Perú	O-E	Scotiabank	Perú	US\$	2,03%	9.397.970	9.397.970	41.052.331	24.463.916	65.516.247	8.485.635	8.485.635	38.718.847	24.156.279	62.875.126
96.830.980-3	Gas Atacama S.A.	Chile	96.976.410-5	Gasred S.A.	Chile	US\$	8,27%	267.902	267.902	215.817	-	215.817	249.240	249.240	270.538	-	270.538
O-E	Edelnor	Perú	O-E	BBVA	Perú	Soles	6,30%	1.205.336	1.205.336	1.015.544	-	1.015.544	1.204.165	1.204.165	941.406	-	941.406
O-E	Edesur S.A.	Argentina	O-E	COMAFI	Argentina	\$ Arg	21,19%	423.602	423.602	1.630.577	-	1.630.577	484.147	484.147	1.574.946	-	1.574.946
O-E	Synapsis Brasil Ltda.	Brasil	O-E	Leasing - IBM	Brasil	Real	10,00%	-	-	938.594	-	938.594	32.618	32.618	1.020.782	-	1.020.782
Totales Leasing								12.254.801	12.254.801	48.361.133	41.982.266	90.343.399	11.352.861	11.352.861	45.582.945	41.293.023	86.875.968

En anexo N° 4, letra c), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a las Obligaciones por arrendamiento financiero arriba mencionados.

- Individualización de Otras Obligaciones

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	03-2010					12-2009						
								Corriente		No Corriente			Corriente		No Corriente				
								más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	17.128.868	17.128.868	13.683.246	10.359.549	24.042.795	11.158.204	11.158.204	8.788.901	7.591.100	-	16.380.001	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda no garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	17.128.868	17.128.868	15.690.992	11.879.608	-	27.570.600	11.158.205	11.158.205	22.261.205	19.227.325	-	41.488.530
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	-	7.042.900	7.042.900	3.560.826	-	-	3.560.826	7.414.204	7.414.204	3.002.567	-	3.002.567	
96.589.170-6	Pangue	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	-	1	1	-	-	-	1	1	-	-	-	-	
96.504.980-0	Pehuenche	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	-	11	11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	-	6.964	6.964	-	-	-	1.660	1.660	-	-	-	-	
96.830.980-3	Gas Atacama S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	-	-	-	941.795	-	-	941.795	-	-	894.018	-	894.018	
96.827.970-K	Endesa Eco S.A.	Chile	96601250-1	Inversiones Centinela S.A.	Chile	US\$	-	-	-	11.953.000	-	-	11.953.000	-	-	11.953.000	-	11.953.000	
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	-	32	32	-	-	-	32	32	-	-	-	-	
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	-	12.302	12.302	-	-	-	115.477	115.477	-	-	-	-	
Extranjera	Coelce	Brasil	Extranjera	Faelce	Brasil	Real	-	-	-	-	10.610.579	-	10.610.579	-	-	10.329.264	-	10.329.264	
Extranjera	Coelce	Brasil	Extranjera	Otros	Brasil	Real	-	3.031.636	3.031.636	-	-	-	2.953.714	2.953.714	-	-	-	-	
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	Eletrobrás	Brasil	Real	-	-	-	-	4.756.113	4.756.113	-	-	-	4.822.575	-	4.822.575	
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	Otros	Brasil	Real	-	576.490	576.490	-	-	-	597.908	597.908	-	-	-	-	
Extranjera	Endesa Brasil S.A.	Brasil	Extranjera	IFC	Brasil	US\$	-	56.556.471	56.556.471	-	-	-	55.438.210	55.438.210	-	-	-	-	
Totales Otros								101.484.543	101.484.543	45.829.859	32.849.736	4.756.113	83.435.708	88.837.615	88.837.615	46.899.691	37.147.689	4.822.575	88.869.955

En anexo N° 4, letra d), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a las Otras Obligaciones arriba mencionados.

5. Deuda de cobertura.

De la deuda en dólares estadounidenses del Grupo, al 31 de marzo de 2010 M\$ 826.007.985 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que están vinculados al dólar (véase Nota 3.m). Al 31 de diciembre de 2009 dicho monto ascendía a M\$ 964.291.000.

El movimiento durante el periodo 2010 y 2009 en el rubro “Reservas de coberturas de flujo de caja” por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	31-03-2010	31-03-2009
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	60.346.205	(121.608.513)
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	(20.608.329)	112.964.237
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	(1.883.035)	535.481
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	37.854.841	(8.108.795)

6. Otros aspectos.

Al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009, el Grupo Enersis disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles por M\$ 310.000.000 y M\$ 253.550.000, respectivamente.

Diversos contratos de deuda de la sociedad como de algunas de sus filiales incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También hay obligaciones afirmativas y negativas que exigen el monitoreo de estos compromisos.

En el mes de junio de 2009, la Compañía convino con los acreedores de sus préstamos bancarios los nuevos límites en sus covenants financieros; básicamente, los nuevos límites se fijaron manteniendo las holguras para el endeudamiento, de modo que el efecto de la adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera NIIF fuera neutro.

En el caso de los bonos locales, emitidos en unidades de fomento, cuyos covenants financieros están vinculados a los estados financieros bajo Chile GAAP en formato FECU, las certificaciones de dichos covenants durante el año 2009 se hicieron usando la mejor asociación de las cuentas FECU con la nueva presentación bajo NIIF, manteniendo el fondo contractual y el sentido de los convenants definidos bajo el anterior formato FECU. El 28 de enero de 2010 se aprobaron en juntas de tenedores de bonos las enmiendas necesarias para reflejar los efectos del cambio de norma contable, manteniendo sustancialmente las holguras existentes previo a la adopción de las NIIF. Adicionalmente, en las mismas juntas también se aprobaron las enmiendas a la Cláusula de Eventos de Incumplimiento cruzado ("cross default" en inglés) y quiebras e insolvencia al Emisor mismo. Con lo anterior, todos los contratos de bonos locales, tanto de Enersis como de Endesa Chile, no tienen referencia a filiales en las cláusulas mencionadas.

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enersis y de Endesa Chile contienen cláusulas de cross default. Dos préstamos sindicados por Ley del Estado de Nueva York de Endesa Chile, que expiran en Noviembre de 2010 y Julio de 2011, estipulan que se puede originar un cross default por causal de un pago en mora, ya sea de intereses y/o capital, sea éste de Endesa Chile o de sus Relevant Subsidiaries. Un préstamo sindicado por Ley de Nueva York de Endesa Chile, suscrito en 2008, no hace referencia a sus filiales, por lo que el cross default sólo se puede originar en otra deuda propia. Por el lado de Enersis, el préstamo sindicado por Ley de Nueva York suscrito en diciembre 2009 establece que para desencadenar un cross default debe haber un pago en mora de Enersis o Chilectra o Endesa Chile. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de uno o más de estos préstamos debido al cross default originado en otra deuda, deben cumplirse otras condiciones adicionales, incluyendo la expiración de períodos de gracia (si existieran), y la notificación formal de la intención de acelerar la deuda por parte de acreedores que representen más del 50% del monto adeudado en el contrato. Adicionalmente, tanto Enersis como Endesa Chile suscribieron en diciembre 2009 préstamos bajo Ley Chilena que estipulan que el cross default se desencadena sólo por incumplimiento del Deudor. En todos los casos mencionados anteriormente el monto en mora debe exceder US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas.

En los bonos de Enersis y Endesa Chile registrados ante la Securities and Exchange Commission (“SEC”) de los Estados Unidos de América, comúnmente denominados “Yankee Bonds”, con posterioridad a la enmienda aprobada por los bonistas en el mes de julio de 2009, el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de la misma sociedad, o de cualquiera de sus filiales chilenas, por cualquier monto en mora siempre que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda US\$ 30 millones, o su equivalente en otras monedas. En forma análoga al caso anterior, el aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da en forma automática sino que debe exigirlo los dueños de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de Yankee Bonds.

Adicionalmente, en la misma enmienda se estableció que situaciones de quiebra o insolvencia de filiales en el extranjero no tienen efectos contractuales en los Yankee Bonds de Enersis y Endesa Chile.

Al 31 de marzo de 2010 y al 31 de diciembre de 2009, ni Enersis ni Endesa Chile, ni ninguna de sus filiales, se encontraba en incumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, ni tampoco en otras obligaciones contractuales cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

19. POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.

Las empresas del Grupo están expuestas a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Entre los principios básicos definidos por el Grupo destacan los siguientes:

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo de Enersis.
- Cada negocio y área corporativa define:
 - I. Los mercados y productos en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
 - II. Criterios sobre contrapartes.
 - III. Operadores autorizados.
- Los negocios y áreas corporativas establecen para cada mercado en el que operan su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
- Todas las operaciones de los negocios y áreas corporativas se realizan dentro de los límites aprobados por las entidades internas que correspondan.
- Los negocios, áreas corporativas, líneas de negocio y empresas establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en los mercados se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos de Enersis.

19.1. Riesgo de tasa de interés.

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

Cumpliendo la política actual de cobertura de tasa de interés el porcentaje de deuda fija y/o protegida por sobre la deuda neta total, se situó en 48% al 31 de marzo de 2010.

Dependiendo de las estimaciones del Grupo y de los objetivos de la estructura de la deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos. Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política, corresponden a swaps de tasa que fijan desde tasa variable a fija.

La estructura de deuda financiera del Grupo Enersis según tasa de interés fija, protegida y variable, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición neta:

	31-03-2010 %	31-12-2009 %
Tasa de interés fijo	48%	35%
Tasa de interés protegida	0%	1%
Tasa de interés variable	52%	64%
Total	100%	100%

19.2. Riesgo de tipo de cambio.

Los riesgos de tipos de cambio se corresponden, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:

- Deuda denominada en moneda extranjera contratada por sociedades del Grupo.
- Pagos a realizar en mercados internacionales por adquisición de materiales asociados a proyectos.
- Ingresos en sociedades del Grupo que están directamente vinculados a la evolución del dólar.
- Flujos desde filiales en el extranjero a matrices en Chile, expuestos a variaciones de tipo de cambio.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio del Grupo Enersis es en base a flujos de caja y contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US\$ y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio. Igualmente, la política busca refinanciar deuda en la moneda funcional de cada compañía.

19.3. Riesgo de “commodities”.

El Grupo Enersis se encuentra expuesto al riesgo de la variación del precio de algunos “commodities”, fundamentalmente a través de:

- Compras de combustibles en el proceso de generación de energía eléctrica.
- Operaciones de compra-venta de energía que se realizan en mercados locales.

La compañía no ha realizado transacciones de instrumentos derivados de commodities para manejar las fluctuaciones de los combustibles, sin embargo, está permanentemente analizando y verificando la conveniencia de este tipo de cobertura, por lo cual no se puede descartar que en el futuro haga uso de este tipo de herramientas.

Con el objeto de reducir el riesgo en situaciones de extrema sequía, la compañía ha diseñado una política comercial, definiendo niveles de compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, e incluyendo cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres.

19.4. Riesgo de liquidez.

El Grupo mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros ver notas 18,20 y anexo 4.

Al 31 de marzo de 2010, el Grupo tenía una liquidez de M\$ 1.022.162.840 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 310.000.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2009, el Grupo Enersis tenía una liquidez de M\$1.134.900.821 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 253.550.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

19.5. Riesgo de crédito.

Dada la coyuntura económica actual, el Grupo viene realizando un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos. Lo anterior es aplicable tanto para nuestro negocio de generación como de distribución de electricidad.

En nuestra línea de negocio de generación de electricidad, en algunos países, frente a falta de pago es posible proceder al corte del suministro, y en casi todos los contratos se establece como causal de término de contrato el incumplimiento de pago. Para este fin se monitorea constantemente el riesgo de crédito y se miden los montos máximos expuestos a riesgo de pago que, como está dicho, son limitados.

En el caso de nuestras empresas de distribución de electricidad, el corte de suministro, en todos los casos, es una potestad de nuestras compañías ante incumplimientos de parte de nuestros clientes, la que se aplica de acuerdo a la regulación vigente en cada país, lo que facilita el proceso de evaluación y control del riesgo de crédito, que por cierto también es limitado.

Activos de carácter financiero:

Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea (con calificación de riesgo equivalente a grado de inversión) con límites establecidos para cada entidad.

Para la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan por lo menos 2 calificaciones investment grade, considerando las 3 principales agencias de rating internacional (Moody's, S&P y Fitch).

Las colocaciones están respaldadas con bonos del tesoro de los países donde se opera y/o papeles emitidos por bancos de primera línea privilegiando, en la medida de lo posible y condiciones de mercado, los primeros.

La contratación de derivados se realiza con entidades de elevada solvencia, de manera que alrededor del 90% de las operaciones son con entidades cuyo rating es igual o superior a A.

19.6. Medición del riesgo:

El Grupo Enersis elabora una medición del Valor en Riesgo de sus posiciones de deuda y de derivados financieros, con el objetivo de garantizar que el riesgo asumido por la compañía permanezca consistente con la exposición al riesgo definida por la Gerencia, acotando así la volatilidad del estado de resultados.

La cartera de posiciones incluidas a efectos de los cálculos del presente Valor en Riesgo se compone de:

- Deuda
- Derivados financieros.

El Valor en Riesgo calculado representa la posible pérdida de valor de la cartera de posiciones descrita anteriormente en el plazo de un día con un 95% de confianza. Para ello se ha realizado el estudio de la volatilidad de las variables de riesgo que afectan al valor de la cartera de posiciones, incluyendo:

- Tasa de interés Libor del dólar estadounidense.
- Para el caso de deuda, considerando las distintas monedas en las que operan nuestras compañías, los índices locales habituales de la práctica bancaria.
- Los tipos de cambio de las distintas monedas implicadas en el cálculo.

El cálculo del Valor en Riesgo se basa en la generación de posibles escenarios futuros (a un día) de los valores de mercado (tanto spot como a plazo) de las variables de riesgo mediante metodologías de Monte-Carlo. El número de

escenarios generados asegura el cumplimiento de los criterios de convergencia de la simulación. Para la simulación de los escenarios de precios futuros se ha aplicado la matriz de volatilidades y correlaciones entre las distintas variables de riesgo calculada a partir del histórico de los retornos logarítmicos del precio.

Una vez generados los escenarios de precios se calcula el valor razonable de la cartera con cada uno de los escenarios, obteniendo una distribución de posibles valores a un día. El Valor en Riesgo a un día con un 95% de confianza se calcula como el percentil del 5% de los posibles incrementos de valor razonable de la cartera en un día.

La valoración de las distintas posiciones de deuda y derivados financieros incluidos en el cálculo, se han realizado de forma consistente con la metodología de cálculo del capital económico reportado a la Gerencia.

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo de las posiciones anteriormente comentadas desglosado por tipo de posición se muestra en la siguiente tabla:

Posiciones financieras	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Tipo de interés	29.614.046	29.778.643
Tipo de cambio	1.911.008	3.860.371
Correlación	3.667.760	(7.740.115)
Total	35.192.814	25.898.899

Las posiciones de Valor en Riesgo han evolucionado a lo largo del primer trimestre de 2010 y ejercicio 2009 en función del vencimiento/inicio de operaciones a lo largo del ejercicio.

20. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.

20.1 Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría.

- a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009, es el siguiente:

31 de marzo de 2010						
Activos financieros mantenidos para negociar M\$	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos financieros disponible para la venta M\$	Derivados de cobertura M\$	
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	-	-
Instrumentos derivados	1.087.828	-	-	-	-	-
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	1.172.649.860	-	-
Total Corriente	1.087.828	-	-	1.172.649.860	-	-
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	2.515.128	-
Instrumentos derivados	356.925	-	-	-	-	8.745.878
Otros activos de carácter financiero	-	-	25.695.020	210.955.383	-	-
Total No Corriente	356.925	-	25.695.020	210.955.383	2.515.128	8.745.878
Total	1.444.753	-	25.695.020	1.383.605.243	2.515.128	8.745.878

31 de diciembre de 2009						
Activos financieros mantenidos para negociar M\$	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos financieros disponible para la venta M\$	Derivados de cobertura M\$	
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	-	-
Instrumentos derivados	1.536.089	-	-	-	-	-
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	1.157.660.854	-	-
Total Corriente	1.536.089	-	-	1.157.660.854	-	-
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	2.512.716	-
Instrumentos derivados	732.253	-	-	-	-	2.238.039
Otros activos de carácter financiero	-	-	24.548.711	195.442.451	-	-
Total No Corriente	732.253	-	24.548.711	195.442.451	2.512.716	2.238.039
Total	2.268.342	-	24.548.711	1.353.103.305	2.512.716	2.238.039

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009, es el siguiente:

31 de marzo de 2010				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados de cobertura
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	6.831.255	-	579.495.746	-
Instrumentos derivados	117.913	-	-	7.607.639
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	1.175.749.345	-
Total Corriente	6.949.168	-	1.755.245.091	7.607.639
Préstamos que devengan interés	24.621.211	-	3.389.940.299	-
Instrumentos derivados	-	-	-	226.853.139
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	64.711.641	-
Total No Corriente	24.621.211	-	3.454.651.940	226.853.139
Total	31.570.379	-	5.209.897.031	234.460.778

31 de diciembre de 2009				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados de cobertura
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	6.582.907	-	714.928.413	-
Instrumentos derivados	420.822	-	-	8.441.901
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	1.088.738.212	-
Total Corriente	7.003.729	-	1.803.666.625	8.441.901
Préstamos que devengan interés	22.673.861	-	3.301.232.336	-
Instrumentos derivados	-	-	-	206.931.247
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	62.284.175	-
Total No Corriente	22.673.861	-	3.363.516.511	206.931.247
Total	29.677.590	-	5.167.183.136	215.373.148

20.2 Instrumentos derivados.

El Grupo Enersis siguiendo su política de gestión de riesgos, realiza fundamentalmente contrataciones de derivados de tasas de interés y tipos de cambio.

La compañía clasifica sus coberturas en:

- **Coberturas de flujos de caja:** Aquellas que permiten cubrir los flujos de caja del subyacente cubierto.
- **Coberturas de valor razonable:** Aquellas que permiten cubrir el valor razonable del subyacente cubierto.
- **Derivados no cobertura:** Aquellos derivados financieros que no cumplen los requisitos establecidos por las NIIF para ser designados como instrumentos de cobertura, se registran a valor razonable con cambios en resultados (activos mantenidos para negociar).

a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

Al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	31 de marzo de 2010				31 de diciembre de 2009			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cobertura de tipo de interés:	-	1.740.162	530.289	5.499.435	-	2.157.177	1.122.388	3.328.432
Cobertura flujos de caja	-	1.740.162	530.289	5.499.435	-	2.157.177	1.122.388	3.328.432
Cobertura de valor razonable	-	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	-	7.005.716	7.077.350	221.353.704	-	80.862	7.319.513	203.602.815
Cobertura de flujos de caja	-	7.005.716	2.018.454	213.422.918	-	80.862	2.537.129	196.123.295
Cobertura de valor razonable	-	-	5.058.896	7.930.786	-	-	4.782.384	7.479.520
TOTAL	-	8.745.878	7.607.639	226.853.139	-	2.238.039	8.441.901	206.931.247

- Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

A continuación se detallan los instrumentos derivados de cobertura y subyacente asociado:

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se Cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-03-2010	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2009	Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	(4.289.562)	(3.225.872)	Flujo de caja
SWAP	Tasa de Interés	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	-	1.617.247	Flujo de caja
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	333.328	80.862	Flujo de caja
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(12.989.682)	(12.261.904)	Valor razonable
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(208.768.984)	(198.660.424)	Flujo de caja
COLLAR	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	-	(685.018)	Flujo de caja

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al cierre del ejercicio de 2010 y 2009 el grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

En las coberturas de valor razonable el monto registrado en el estado de resultados del instrumento derivado y su partida subyacente ha sido la siguiente:

	31 de marzo de 2010		31 de marzo de 2009	
	Ingresos M\$	Gastos M\$	Ingresos M\$	Gastos M\$
Instrumento derivado	-	354.766	-	26.661
Partida subyacente	1.051.244	-	-	28.211
TOTAL	1.051.244	354.766	-	54.872

b) Activos y pasivos por instrumentos derivados a valor razonable con cambios en resultados

Al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009, las operaciones de derivados financieros, que se registran a valor razonable con cambios en resultados, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	31 de marzo de 2010				31 de diciembre de 2009			
	Activo Corriente M\$	Pasivo Corriente M\$	Activo No Corriente M\$	Pasivo No Corriente M\$	Activo Corriente M\$	Pasivo Corriente M\$	Activo No Corriente M\$	Pasivo No Corriente M\$
	Instrumentos derivados de no cobertura	1.087.828	-	-	-	1.536.089	-	-
Otros activos financieros	-	-	356.925	-	-	-	732.253	-
Otros pasivos financieros	-	117.913	-	-	-	420.822	-	-

c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

A continuación se presenta un detalle de los derivados financieros contratados por el Grupo al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

Derivados financieros	31 de marzo de 2010							
	Valor razonable M\$	Valor nominal						
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	Total
Cobertura de tipo de interés:	(4.289.562)	21.566.380	26.946.603	28.075.699	3.357.847	126.156.319	10.425.914	216.528.762
Cobertura de flujos de caja	(4.289.562)	21.566.380	26.946.603	28.075.699	3.357.847	126.156.319	10.425.914	216.528.762
Cobertura de tipo de cambio:	(221.425.338)	19.962.109	10.237.790	11.957.102	268.945.473	127.696.460	201.043.876	639.842.810
Cobertura de flujos de caja	(208.435.656)	13.572.542	3.739.347	5.342.000	267.072.210	125.689.258	198.893.160	614.308.517
Cobertura de valor razonable	(12.989.682)	6.389.567	6.498.442	6.615.102	1.873.263	2.007.202	2.150.716	25.534.292
Derivados no designados contablemente de cobertura	1.326.840	90.527.414	26.874.039	-	-	-	-	117.401.454
TOTAL	(224.388.060)	132.055.903	64.058.432	40.032.801	272.303.320	253.852.779	211.469.790	973.773.026

Derivados financieros	31 de diciembre 2009							
	Valor razonable M\$	Valor nominal						
		Antes de 1 Año	1 - 2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	Total
Cobertura de tipo de interés:	(2.293.643)	39.094.718	26.127.883	26.392.796	3.187.503	117.499.266	1.563.664	213.865.830
Cobertura de flujos de caja	(2.293.643)	39.094.718	26.127.883	26.392.796	3.187.503	117.499.266	1.563.664	213.865.830
Cobertura de tipo de cambio:	(210.841.466)	6.791.682	6.431.553	11.188.708	1.857.687	268.355.058	200.498.983	495.123.671
Cobertura de flujos de caja	(198.579.562)	-	-	5.071.000	-	266.364.546	198.366.150	469.801.696
Cobertura de valor razonable	(12.261.904)	6.791.682	6.431.553	6.117.708	1.857.687	1.990.512	2.132.833	25.321.975
Derivados no designados contablemente de cobertura	1.847.520	91.970.309	31.945.255	-	-	-	-	123.915.564
TOTAL	(211.287.589)	137.856.709	64.504.691	37.581.504	5.045.190	385.854.324	202.062.647	832.905.065

El monto notional contractual de los contratos celebrados no representa el riesgo asumido por el Grupo, ya que este monto únicamente responde a la base sobre la que se realizan los cálculos de la liquidación del derivado.

20.3 Jerarquías del Valor Razonable.

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de posición financiera, se clasifican jerárquicamente según los criterios expuestos en Nota 3.g.5.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:			
	31-03-2010 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados de Cobertura de Flujo de Caja	8.745.878	-	8.745.878	-
Derivados de Cobertura de Valor razonable	-	-	-	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	1.070.873	-	1.070.873	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	91.497	91.497	-	-
Total	9.908.248	91.497	9.816.751	-
Pasivos Financieros				
Derivados de Cobertura de Flujo de Caja	221.471.096	-	221.471.096	-
Derivados de Cobertura de Valor razonable	12.989.682	-	12.989.682	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	117.913	-	117.913	-
Préstamos que devengan interés	6.831.255	-	6.831.255	-
Otros pasivos financieros largo plazo	36.574.211	-	24.621.211	11.953.000
Total	277.984.157	-	266.031.157	11.953.000

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:			
	31-12-2009 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados de Cobertura de Flujo de Caja	2.238.039	-	2.238.039	-
Derivados de Cobertura de Valor razonable	-	-	-	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	2.268.342	-	2.268.342	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	88.838	88.838	-	-
Total	4.595.219	88.838	4.506.381	-
Pasivos Financieros				
Derivados de Cobertura de Flujo de Caja	203.111.244	-	203.111.244	-
Derivados de Cobertura de Valor razonable	12.261.904	-	12.261.904	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	420.822	-	420.822	-
Préstamos que devengan interés	6.582.907	-	6.582.907	-
Otros pasivos financieros largo plazo	34.626.861	-	22.673.861	11.953.000
Total	257.003.738	-	245.050.738	11.953.000

20.3.1 A continuación se detalla una conciliación entre los saldos de apertura y cierre, para aquellos instrumentos financieros cuya valorización a valor razonable califica con nivel 3:

Préstamos que devengan interés de largo plazo	M\$
Saldo al 31 de diciembre de 2008	2.429.372
Pérdida imputada en resultado financiero	9.523.628
Saldo al 31 de diciembre de 2009	11.953.000
Pérdida imputada en resultado financiero	-
Saldo al 31 de marzo de 2010	11.953.000

21. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.

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

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Acreeedores comerciales	365.005.033	341.167.159	-	-
Otras cuentas por pagar	649.365.261	635.339.305	61.045.022	58.727.503
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.014.370.294	976.506.464	61.045.022	58.727.503

El detalle de Acreeedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes Uno a cinco años	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Proveedores por compra de energía	338.910.271	326.840.301	-	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	74.668.894	69.218.546	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	366.963.643	380.805.716	19.295.204	12.945.147
Dividendos por pagar a terceros	122.131.880	116.022.795	-	-
Multas y reclamaciones	45.596.098	42.549.570	-	-
Pesquisas y desarrollo	17.653.267	10.815.336	12.588.925	7.427.918
Cuentas por pagar instituciones fiscales	21.573.879	13.726.011	14.959.478	23.292.682
Contrato Mitsubishi (LTSA)	-	-	6.974.673	7.361.867
Obligaciones programas sociales	-	-	6.120.629	5.348.256
Otras cuentas por pagar	26.872.362	16.528.189	1.106.113	2.351.633
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.014.370.294	976.506.464	61.045.022	58.727.503

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en nota 19.4.

22. PROVISIONES.

22.1 Provisiones.

a) El desglose de este rubro al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Provisión por garantía	-	-	2.948.819	2.875.372
Provisión de reclamaciones legales	30.343.280	30.233.945	242.074.490	235.390.414
Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	-	-	10.437.474	10.234.267
Provisión compra de energía y potencia	24.893.307	20.226.885	-	-
Provisión proveedores y servicios	2.005.184	2.496.326	-	-
Provisiones por beneficios a trabajadores	19.808.249	33.739.527	1.175.034	1.128.270
Otras provisiones	17.764.297	13.327.772	655.747	658.589
Total	94.814.317	100.024.455	257.291.564	250.286.912

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

	por Garantía	por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento, Costos de Restauración y Rehabilitación	Otras Provisiones	Total
Movimientos en Provisiones					
Saldo Inicial al 1 de enero de 2010	2.875.372	265.624.359	10.234.267	71.577.369	350.311.367
Movimientos en Provisiones					
Provisiones Adicionales	-	4.616.544	-	2.284.704	6.901.248
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	49.338	4.295.695	12.531	(8.662.706)	(4.305.142)
Provisión Utilizada	-	(4.593.925)	-	(1.951.388)	(6.545.313)
Reversión de Provisión No Utilizada	-	(893.262)	-	(338)	(893.600)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	-	25.107	-	25.107
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	24.109	3.807.257	76.901	3.575.586	7.483.853
Otro Incremento (Decremento)	-	(438.898)	88.668	(521.409)	(871.639)
Total Movimientos en Provisiones	73.447	6.793.411	203.207	(5.275.551)	1.794.514
Saldo Final al 31 de marzo de 2010	2.948.819	272.417.770	10.437.474	66.301.818	352.105.881

	por Garantía	por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento, Costos de Restauración y Rehabilitación	Otras Provisiones	Total
Movimientos en Provisiones					
Saldo Inicial al 1 de enero de 2009	9.259.434	190.451.554	2.319.202	120.461.202	322.491.392
Movimientos en Provisiones					
Provisiones Adicionales	906.083	83.456.936	8.145.666	6.800.178	99.308.863
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	(360.598)	16.068.663	(64.827)	5.428.891	21.072.129
Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios	-	(204.714)	-	(2.728.637)	(2.933.351)
Provisión Utilizada	-	(18.558.588)	-	(19.728.719)	(38.287.307)
Reversión de Provisión No Utilizada	-	(18.722.980)	-	(30.725.462)	(49.448.442)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	26.940	91.233	37.887	156.060
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	151.197	7.869.827	(257.007)	(7.603.706)	160.311
Otro Incremento (Decremento)	(7.080.744)	5.236.721	-	(364.265)	(2.208.288)
Total Movimientos en Provisiones	(6.384.062)	75.172.805	7.915.065	(48.883.833)	27.819.975
Saldo Final al 31 de diciembre de 2009	2.875.372	265.624.359	10.234.267	71.577.369	350.311.367

22.2 Litigios y arbitrajes.

A la fecha de preparación de estos Estados Financieros Consolidados intermedios, los litigios más relevantes de Enersis y sus filiales son los siguientes:

- La Ley 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, promulgada el 6 de enero de 2002 por las autoridades argentinas, dejó sin efecto determinadas condiciones del contrato de concesión de la filial Edesur. Esa norma preveía, además, que los contratos de concesión de servicios públicos se renegociasen en un plazo razonable para adaptarlos a la nueva situación. Sin embargo, la falta de renegociación del contrato de concesión de Edesur motivó que Enersis S.A., Chilectra S.A., Endesa Chile y Elesur S.A. (hoy Chilectra S.A.) presentaran en el año 2003 una solicitud de arbitraje al amparo del Tratado de Promoción y Protección de Inversiones Chileno-Argentino ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (“CIADI”). En el memorial de demanda se solicitó, por vía principal, que se declare la expropiación de la inversión con una indemnización total de US\$1.306.875.960; por vía subsidiaria, la indemnización de los daños ocasionados a la inversión por la falta de trato justo y equitativo, por un total de US\$318.780.600, en ambos casos con un interés compuesto del 6,9% anual; además, demandan las cantidades que resulten de los daños generador a partir del 1° de julio de 2004; y, finalmente, US\$102.164.683 para Elesur S.A. (hoy Chilectra S.A.), por el menor precio recibido en la venta de sus acciones. El 15 de junio de 2005 las autoridades argentinas y Edesur firmaron los documentos que constituyen el Acta Acuerdo, la cual no fue objetada por el Parlamento argentino y que fue luego ratificada por el Poder Ejecutivo. En el Acta Acuerdo se establecen los términos y condiciones modificatorias y complementarias del Contrato de Concesión previendo modificaciones a la tarifa, primero durante un período transitorio y luego mediante una Revisión Tarifaria Integral en la que se fijarán las condiciones para un período tarifario ordinario de cinco años. El arbitraje se encuentra suspendido desde marzo de 2006 en cumplimiento de exigencias del Acta Acuerdo. El proceso fue suspendido en una etapa en la cual el Tribunal debía notificar a las partes su laudo sobre la cuestión de jurisdicción planteada por la República Argentina. La actual suspensión es consecuencia de varias extensiones solicitadas por las demandantes. Respecto de la más reciente, con fecha 6 de agosto de 2009 el Tribunal solicitó a las partes que informen sobre la situación del proceso de negociación, de conformidad con el Acta Acuerdo. El día 12 de agosto de 2009 las demandantes dieron respuesta al requerimiento y solicitaron la extensión de la suspensión del arbitraje por un plazo de 12 meses a contar desde dicha presentación. La República Argentina indicó que no se oponía a la extensión del plazo de la suspensión solicitado por las demandantes. Con fecha 25 de agosto de 2009 se recibió comunicación del Tribunal Arbitral en la que se acordó mantener la suspensión del procedimiento arbitral hasta el 12 de agosto de 2010. Al concluir dicho plazo el Tribunal solicitará a las partes que le informen respecto a la situación que guarda el proceso de negociación de conformidad con el Acta Acuerdo. Una vez notificado lo anterior, el Tribunal emitirá una decisión respecto a la necesidad de continuar o no el presente procedimiento.
- Meridional Servicios, Emprendimientos y Participaciones (“Meridional”) es una empresa cuyo único activo son los derechos litigiosos que adquirió a las constructoras Mistral y CIVEL, que mantenían un contrato de obra civil con Centrais Elétricas Fluminense S.A. (“CELF”). El contrato fue rescindido por CELF con anterioridad al proceso de su privatización, del cual se originó a la filial brasilera de distribución Ampla. Dado que los activos de CELF fueron traspasados a Ampla en el proceso de privatización, Meridional demandó el año 1998 a Ampla, estimando que el traspaso de los referidos activos se había hecho en fraude de sus derechos. Cabe destacar que Ampla sólo adquirió activos de CELF, pero no es su sucesora legal, ya que esta sociedad estatal sigue existiendo y mantiene su personalidad jurídica. El demandante pide el pago de facturas pendientes y multas contractuales por la rescisión del contrato de obra civil. La cuantía se estima en US\$374,9 millones. La sentencia de primera instancia fue favorable a Ampla, y apelada por el demandante, apelación que fue acogida.. Ampla interpuso nuevos recursos (Embargos de Declaración) con el objetivo de anular la decisión de los recursos (Embargos de Declaración) anteriores y obtener un nuevo juicio. Los nuevos recursos fueron fallados el 02/06/09 favorablemente a Ampla, anulando las decisiones del proceso a partir del 14/04/09. Por resoluciones de fechas 1ero. y 15 de diciembre de 2009, la sentencia de apelación que había acogido el recurso de Meridional fue reformada, manteniéndose la sentencia de primera instancia favorable a Ampla y al Estado de Rio de Janeiro. Contra dicha decisión, Meridional interpuso recurso denominado Embargo de Declaração, el cual fue juzgado improcedente el 23/02/10. Esta última decisión está sujeta a eventual recurso por parte de Meridional (nuevos Embargos de Declaração o Recurso Especial)

- ENERTRADE. En diciembre de 2002, la filial brasilera de distribución Ampla y Enertrade Comercializadora de Energía S.A. (“Enertrade”) firmaron un contrato de compraventa de energía eléctrica a 20 años. Dicho contrato fue remitido a la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (“ANEEL”) para su evaluación y consecuente homologación y señaló que el precio de la energía debía ser menor. En razón de esa decisión, Ampla pagó por ese contrato el valor autorizado por ANEEL. En diciembre de 2005 Enertrade demandó arbitrariamente a Ampla ante la Cámara de Conciliación y Arbitraje de la Fundación Getúlio Vargas/RJ. El 19.03.2009 el Tribunal Arbitral dictó sentencia condenando a Ampla a: i) pagar la diferencia entre el precio del contrato y el valor pagado por el período 01/01/2004 a 28/08/2006, actualizado y con intereses; ii) pagar los meses de octubre a diciembre de 2003 actualizado y con intereses, más multa de un 2%. Además, el Tribunal falló que el contrato está terminado desde el 28/08/2006 y que Ampla nada debe a Enertrade después de esa fecha. Ampla presentó acción anulatoria contra la sentencia arbitral, incluyendo pedido de “anticipación de tutela”, para que sea suspendida la ejecución de la sentencia arbitral hasta que se falle finalmente el litigio pendiente de Enertrade contra Aneel (“Mandado de Seguridad”), donde se discute la aprobación administrativa del mismo contrato de compraventa de energía objeto del arbitraje. La cuantía se estima en US\$41,3 millones. El 22.05.09 se otorgó la “anticipación de tutela”, suspendiéndose de esta forma los efectos del fallo arbitral. El 30.06.09 se rechazó el recurso de Enertrade contra esa decisión, confirmándose dicha suspensión. El 09.07.09 se rechazó el pedido de efecto suspensivo solicitado por Enertrade en el recurso (agravo de instrumento). El 20.07.09 Enertrade presentó otro recurso (agravo regimental) contra la decisión que rechazó el pedido de efecto suspensivo antes solicitado. El 25.08.09 se rechazó el recurso (agravo de regimental) presentado por Enertrade. Ampla presentó su réplica y adjuntó la sentencia de 1ª instancia dictada en los autos del “mandado de seguridad” de Enertrade v/s ANEEL (el 07.07.09 se dictó sentencia de 1ª instancia, rechazándose la pretensión de ENERTRADE). El 02.09.09 se despachó oficio a la CCEE (Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica) acerca de la “anticipación de tutela”, para que sea suspendida la ejecución de la sentencia arbitral hasta que se falle finalmente la acción anulatoria. El 28.09.2009 quedó ejecutoriada la sentencia pronunciada en el litigio de Enertrade contra ANEEL, sentencia que reconoció la obligatoriedad para las partes de la adición al contrato de las condiciones impuestas por ANEEL (la reducción del precio). El 11.11.2009 las partes protocolizaron una petición conjunta requiriendo la suspensión del procedimiento por 30 días y en diciembre solicitaron la renovación de dicha suspensión. El 17/03/2010 fue requerida por las partes la prosecución de la acción anulatoria, ya que no fue posible un acuerdo global.
- La Companhia Brasileira de Antibióticos (“CIBRAN”) demanda a la filial brasilera de distribución Ampla la indemnización por la pérdida de productos y materias primas, rotura de maquinaria, entre otros, ocurridos debido al mal servicio suministrado por Ampla, entre 1987 y mayo de 1994, así como indemnización por daños morales. La cuantía se estima en US\$45,7 millones aprox. El litigio se encuentra en fase de discusión y prueba.
- Diputados estadual y federal con Coelce, CGTF, ANEEL y UF. En el año 2007 un diputado estadual y un diputado federal demandaron a la filial brasilera de distribución Coelce, a la filial brasilera de generación CGTF, a la ANEEL y a la Unión Federal brasilera, solicitando el recálculo inmediato del índice de revisión tarifaria de Coelce para el año 2007, substituyendo el valor de adquisición de la energía térmica por la energía más barata disponible (hidroeléctrica); la nulidad del contrato de suministro de energía firmado con fecha 31 de agosto de 2001 entre Coelce y CGTF por su elevado precio; y que sean incluidos en los cálculos de la revisión tarifaria de Coelce los ingresos adicionales obtenidos por esa filial de mayo a octubre de 2005. La cuantía es indeterminada. En noviembre de 2008 se dictó sentencia de primera instancia favorable a Coelce/CGTF, juzgándose improcedente lo pedido por los demandantes. Los demandantes no presentaron recursos; sin embargo, como se trata de una acción popular, el fallo obligatoriamente debe ser revisado por el Tribunal Regional Federal (“TRF”). Se está a la espera del análisis del recurso por el TRF. El 01.12.2009 se declaró la extinción del proceso, por no corresponder la vía procesal elegida a la pretensión invocada. El proceso fue enviado al juzgado de origen para baja y archivo el 08/03/10.
- TRACTEBELEI 26.10.2009 Tractebel Energía S.A. demandó a CIEN, en razón del supuesto incumplimiento del “Contrato de Compra y Venta de 300 MW de Potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina” celebrado el 20 de octubre de 1999 entre CIEN y Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A (Gerasul – actualmente Tractebel Energía). Tractebel pide la condena de CIEN al pago de multa rescisoria en la cuantía de R\$ 117.666.976,00 - US\$ 66.753.829,92 y demás penalidades, por la indisponibilidad de “potencia firme y energía asociada”, que se solicita sean determinadas en la fase de liquidación de la sentencia. El incumplimiento alegado se habría producido al no garantizar CIEN la disponibilidad de potencia contractualmente asegurada a Tractebel por el plazo de 20 años, lo que supuestamente habría pasado a ocurrir desde marzo de 2005. El 27.11.09 CIEN contestó la demanda, alegando en resumen que la indisponibilidad proviene de la “Crisis

Argentina”, país del cual CIEN importa toda la energía que entrega, cuando sea necesario, a Tractebel. Se alega también que la “Crisis Argentina” fue un evento extraordinario, en el cual CIEN no tuvo ninguna participación, y que ésta situación fue inclusive reconocida por las autoridades brasileñas en la época. El 09/04/10 CIEN presentó al Tribunal escrito de manifestación respecto de la réplica presentada por Tractebel.

- En la década de los 90, gran parte de las sociedades brasileñas proveedoras de servicios básicos entablaron recursos en contra del impuesto denominado COFINS (Contribución para el Financiamiento de la Seguridad Social) por considerar que la Constitución brasileña les exoneraba de dicho gravamen. La gran mayoría de las sociedades perdieron los pleitos. Nuestra filial brasilera de distribución AMPLA ganó el juicio (por el periodo 1996 a 2001) porque la Administración Tributaria olvidó recurrir de la decisión de segunda instancia judicial. Sin embargo, la Fiscalía de la Unión Federal inició un proceso excepcional llamado “acción rescisoria” para intentar anular la sentencia firme favorable a AMPLA. En diciembre de 2003 el Tribunal Regional de Río de Janeiro confirmó la improcedencia de la acción rescisoria interpuesta por la Unión Federal. En diciembre de 2007 la Unión Federal presentó Recurso Especial en contra de la decisión del Tribunal de Río que rechazó por unanimidad sus recursos anteriores. El Recurso Especial es dirigido al Superior Tribunal de Justicia (STJ), Tribunal de Brasilia. En febrero de 2008 AMPLA fue intimada a presentar sus razones en contra el Recurso Especial interpuesto por la Unión Federal. En abril de 2008 hubo decisión del Tribunal Regional Federal (Tribunal de Rio) que no aceptó el Recurso Especial de la Unión Federal, cuyo único objeto era llevar al Superior Tribunal de Justicia (STJ, tribunal de Brasilia) la discusión sobre la admisibilidad de la Acción Rescisoria.. En el de septiembre de 2008 AMPLA presentó sus alegaciones. En marzo de 2009 se aceptó a tramitación Recurso Especial presentado por la Unión Federal para que sea analizado por el STJ. En abril de 2009 la decisión fue publicada. En octubre de 2009 el STJ rechazó el Recurso Especial interpuesto por la Unión Federal, por no haberse presentado conjuntamente con el Recurso Extraordinario fundado. en la Jurisprudencia del propio STJ.. En noviembre de 2009 la Unión Federal presentó Recurso de Reconsideración al STJ. En diciembre 2009 el STJ rechazó, por unanimidad de votos, el Recurso de Reconsideración interpuesto por la Unión Federal. La cuantía asciende a unos US\$230 millones. En Febrero 2010 se publicó la resolución que rechazó el Recurso de Reconsideración interpuesto por la Unión Federal. En Marzo 2010 quedó firme y definitiva esta resolución, por cuanto la Unión Federal no presentó recurso alguno contra este fallo. En consecuencia, se rechazó definitivamente la acción rescisoria interpuesta por la Unión Federal por lo que el juicio se encuentra terminado.
- En diciembre de 2001 la Constitución Federal fue modificada en el artículo en que se basó nuestra filial brasilera de distribución AMPLA para discutir la inmunidad frente al COFINS, y en virtud del cual AMPLA no pagó tal tributo en cuanto dispone que los cambios legislativos. entran a regir 90 días después de su publicación. Basado en él, AMPLA comenzó a pagar COFINS sólo a contar del mes de abril de 2002. Sin embargo, la Receita Federal argumenta que tal norma constitucional, sólo rige para los cambios a normas de rango legal, pero no para la propia Constitución, cuyas modificaciones comenzarían a regir de inmediato. Además, la Receita Federal alega que con motivo del cambio de régimen fiscal efectuado por AMPLA (percibido por devengado), el monto imponible de COFINS habría aumentado durante el primer semestre de 2002. El acta fue notificada en julio de 2003. La decisión de primera. instancia administrativa fue desfavorable a AMPLA y ésta presentó recurso en octubre de 2003. En noviembre de 2007 el recurso fue decidido en la segunda instancia administrativa, en parte favorable al Fisco en relación al periodo de vigencia de cambio de la Constitución y, en parte, favorable a AMPLA en relación al cambio del régimen fiscal de percibido a devengado. En abril de 2008, la Hacienda Nacional presentó recurso contra esta decisión a la Cámara Superior de Recursos. En octubre de 2008 AMPLA presentó su respuesta al recurso y también presentó recurso a la Cámara Superior para intentar cambiar la parte de la decisión que no fue favorable a AMPLA. En el mes de mayo de 2009, la Hacienda Pública Federal incorporó un interés sobre la multa aplicada, el cual . ha sido calculado por la aplicación del Selic (Sistema Especial de Liquidación y Custodia: índice de corrección determinado por el gobierno federal basado en la tasa de interés referencial del Banco Central de Brasil), desde el mes siguiente al recibimiento del Acta de Infracción. En consecuencia, como el Acta fue recibida en julio de 2003, el Selic corresponde a los intereses acumulados desde el mes de agosto de 2003, lo que arroja una tasa del 81,42%. En agosto de 2009 se notificó a AMPLA que el Recurso Especial presentado por la empresa no fue aceptado a tramitación. Contra esta resolución AMPLA presentó otro recurso ante el Presidente de la Cámara Superior de Recursos Fiscales. Dicho recurso tiene por finalidad que el Recurso Especial sea acogido. Se encuentra pendiente el fallo de ambos recursos. La cuantía asciende a US\$88 millones.

- Con la finalidad de financiar su inversión en Coelce, en 1998 nuestra filial brasilera de distribución AMPLA emitió FRNs (bonos) por US\$350 millones con vencimiento en 2008, los cuales fueron suscritos por Cerj Overseas (filial en el exterior de AMPLA). Los bonos tenían un régimen tributario especial consistente en que no habría aplicación de withholding tax (que es de 15% ó 25%) sobre los pagos de intereses al exterior, siempre que, entre otros requisitos, no exista amortización anticipada antes del plazo promedio de 96 meses. Para adquirir dichos bonos, Cerj Overseas se financió con deuda a 6 meses fuera de Brasil. Al cabo de tal plazo (octubre 1998), por problemas de acceso a otras fuentes de financiamiento, Cerj Overseas se tuvo que refinanciar con la propia AMPLA quien le efectuó préstamos en reales. La Receita Federal argumenta que en el mismo año 1998, la franquicia se habría perdido dado que los préstamos en reales efectuados por AMPLA a Cerj Overseas equivaldrían a una amortización anticipada de la deuda antes del plazo promedio de amortización de 96 meses. El acta de infracción fue notificada en julio 2005. En agosto de 2005 AMPLA presentó recurso ante la primera instancia administrativa, el cual fue rechazado. En abril de 2006 se presentó recurso ante el Consejo de Contribuyentes (segunda instancia administrativa) el cual fue fallado favorablemente en diciembre de 2007 forma total a AMPLA. En enero de 2010 AMPLA fue notificada de esta decisión favorable del Consejo de Contribuyentes, como asimismo, del Recurso Especial interpuesto por la Hacienda Pública. En febrero de 2010 AMPLA presentó sus contra razones (argumentos) contra el Recurso Especial interpuesto por la Hacienda Pública. La cuantía asciende a US\$392 millones.
- El año 2002, el Estado de Río de Janeiro (RJ) a través de un decreto, estableció que el ICMS debería ser determinado y pagado los días 10, 20 y 30 del mismo mes del devengo. Por problemas de caja, nuestra filial brasilera de distribución AMPLA continuó pagando el ICMS de acuerdo con el sistema anterior (pago hasta el 5° día del mes siguiente al de su devengo). No obstante un acuerdo informal con el Estado de Río de Janeiro, y de dos leyes de amnistía, en octubre de 2004 el Estado de RJ levantó acta contra AMPLA para cobrar la multa por los pagos con retraso, acta que fue recurrida por AMPLA el mismo año. En febrero de 2007 AMPLA fue notificada de la decisión administrativa de primera instancia, la cual confirmó el Acta levantada por el Estado de RJ. En marzo de 2007 AMPLA presentó recurso ante el Consejo de Contribuyentes del Estado de RJ (2da instancia administrativa). AMPLA obtuvo "liminar" (medida cautelar) a su favor que le permitió presentar este recurso sin la necesidad de efectuar depósito o constituir garantía por el 30% del valor del acta actualizada. Se espera fallo de Consejo de Contribuyentes. La cuantía asciende a US\$89 millones.
- A fines de 2002, nuestra filial brasilera de generación CGTF interpuso acción judicial contra la Unión Federal, con el objetivo que se reconociera que los bienes importados para las unidades turbogeneradoras correspondían al ítem "Otros Grupos Electrónicos", con el fin de acceder a la tasa 0% por Impuesto a la Importación (II) y por Impuesto sobre Productos Industrializados (IPI). La Unión Federal argumenta que los bienes importados no corresponden a grupos electrónicos. CGTF obtuvo resolución incidental a su favor que permitió des-aduanar los bienes con tasa 0%, previo depósito judicial por R\$56 millones (US\$35,72 millones, actualizado a julio/2009). Por su parte, para evitar la caducidad de los impuestos, la Receita Federal levantó Acta con exigibilidad del tributo suspendida hasta que se resuelva el juicio pendiente contra la Unión Federal.: Respecto del pleito contra la Unión Federal, en septiembre de 2008 se dictó sentencia de primera instancia íntegramente favorable a CGTF. La señalada decisión reconoció la clasificación del Grupo Electrónico de acuerdo a la pretensión de CGTF, y determinó que el depósito judicial deberá seguir como garantía del proceso hasta su decisión final.. En febrero de 2009 la Receita Federal presentó recurso de apelación ante el Tribunal Regional Federal (TRF). En septiembre de 2009 se resolvió definitivamente en forma favorable a CGTF el incidente que le permitió calificar los bienes con tasa 0% y des-aduanar los equipos, previo depósito judicial. Se encuentra pendiente el juzgamiento del recurso de apelación interpuesto por la Hacienda Pública. En la vía administrativa:, respecto del Acta de la Receita Federal que fue reclamada en : en febrero de 2006 la decisión de primera instancia administrativa fue en favor de CGTF, siendo el Acta declarada nula. . La decisión está basada en que el Acta fue levantada sin observar los requisitos y formalidades jurídicos debidos, por ello fue declarada nula, es decir, no hubo una decisión sobre el tema de fondo. De ello resulta que en tesis la Receita Federal podrá levantar otra Acta que cumpla con los requisitos formales, para lo cual no existe plazo. En octubre de 2008 el Consejo de Contribuyentes, segunda instancia Administrativa, confirmó íntegramente la decisión de primera instancia que juzgó nula el Acta de la Receita Federal por adolecer de vicios formales. I. En abril de 2009 la decisión que juzgó nula el Acta por vicios formales quedó firme y definitiva, por lo que el Acta se encuentra extinta. La cuantía asciende a US\$39 millones.
- En el ejercicio 2005 se interpusieron tres demandas en contra de Endesa Chile, el Fisco y la Dirección General de Aguas (DGA), las cuales actualmente se substancian en un solo procedimiento judicial, solicitándose en ellas se declare la nulidad de derecho público de la Resolución de la DGA N° 134, que constituye en favor de Endesa

un derecho de aprovechamiento de aguas no consuntivo para llevar a cabo el proyecto de la Central Neltume, con indemnización de perjuicios. En subsidio, se demanda la indemnización de daños y perjuicios supuestamente causados a los demandantes por la pérdida de su calidad de propietarios riberanos del lago Pirehueico así como por la desvalorización predial. La cuantía de estos juicios es indeterminada. Las demandadas, entre ellas Endesa Chile, han rechazado estas pretensiones fundadas en que la resolución mencionada cumple con todos los requisitos legales y que el ejercicio de este derecho no causa perjuicios a los demandantes, entre otros argumentos. A la presente fecha en este proceso judicial se dictó la resolución que recibió la causa a prueba, existiendo actualmente recursos de reposición pendientes de resolver por el tribunal.

- Existen seis procesos judiciales iniciados en los años 2008 y 2009 en contra de Empresa Eléctrica Pangué S.A., filial de Endesa Chile, cuya cuantía en total es de un valor superior a \$53.386.658.000 (aprox. US\$ 109 millones), los cuales persiguen la indemnización de los perjuicios ocasionados, según los demandantes, por inundaciones consecuencia de la operación de la central Pangué, particularmente por vertimientos ocurridos en el mes de julio de 2006. Pangué S.A. ha contestado dichas demandas sosteniendo que se ajustó a la normativa vigente en la operación de la central y actuó con la debida diligencia y cuidado, no existiendo relación de causalidad entre dichas inundaciones y los vertimientos de dicha central en el período mencionado. Estos procesos se substancian en distintos tribunales y actualmente se encuentran en etapa probatoria o bien con diligencias probatorias pendientes. Se solicitó la acumulación de todos estos juicios, lo que fue rechazado. Cuatro de los seis procesos fueron cubiertos por una compañía de seguros, la que asumió un riesgo ascendente a aprox. US\$ 95 millones. En consecuencia el riesgo patrimonial de Endesa Chile y filiales quedó reducido a US\$ 14 millones.. En agosto de 2009 Pangué obtuvo sentencia favorable en uno de estos procesos, no cubierto por el seguro, habiéndose rechazado la demanda de \$4.927.194.000 (aprox. US\$ 10 millones de dólares), decisión judicial que fue apelada por los demandantes ante la Corte de Apelaciones respectiva.
- En el año 2001 se presentó en contra de la filial colombiana de generación Emgesa S.A. ESP., Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP. y de la Corporación Autónoma Regional una demanda por los habitantes de Sibaté, Departamento de Cundinamarca, la cual busca que las demandadas respondan solidariamente por los daños y perjuicios derivados de la contaminación en el embalse de El Muña, a raíz del bombeo que hace Emgesa S.A. ESP. de las aguas contaminadas del río Bogotá. Frente a dicha demanda, Emgesa se ha opuesto a las pretensiones argumentando que la empresa no tiene responsabilidad en estos hechos pues recibe las aguas ya contaminadas, entre otros argumentos. El total demandado asciende aproximadamente a US\$1.200 millones. Emgesa S.A. ESP. solicitó la vinculación de aproximadamente 80 entidades públicas y privadas que hacen vertimientos al río Bogotá o que de una u otra manera tienen competencia en la gestión ambiental de la cuenca de este río, motivo de lo cual el expediente fue enviado al Consejo de Estado encontrándose a la presente fecha con recursos pendientes presentados por estas entidades ante este organismo.

La Administración de Enersis S.A. considera que las provisiones registradas en los estados financieros consolidados intermedios cubren adecuadamente los riesgos por los litigios descritos en esta Nota, por lo que no esperan que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados.

Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago si, en su caso, las hubiese.

23. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.

23.1 Aspectos generales:

Enersis S.A. y algunas de sus filiales radicadas en Chile, Brasil, Colombia y Argentina otorgan diferentes planes de beneficios post empleo bien a todos o a una parte de sus trabajadores activos o jubilados, los cuales se determinan y registran en los estados financieros siguiendo los criterios descritos en la nota 3.I.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

a) Beneficios de prestación definida:

- **Pensión complementaria:** Otorga al beneficiario el derecho a percibir un monto mensual que complementa la pensión que obtiene de acuerdo al régimen establecido por el respectivo sistema de seguridad social.
- **Indemnizaciones por años de servicios:** El beneficiario percibe un determinado número de sueldos contractuales en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante un período mínimo de tiempo que, dependiendo de la compañía, varía en un rango desde 5 a 15 años.
- **Suministro energía eléctrica:** El beneficiario recibe una bonificación mensual, que cubre una parte de la facturación por su consumo domiciliario.
- **Beneficio de salud:** El beneficiario recibe una cobertura adicional a la proporcionada por el régimen previsional.

b) Beneficios de aportación definida:

La compañía realiza aportaciones definidas con el propósito de que el beneficiario reciba complementos adicionales por pensión de jubilación, invalidez o fallecimiento.

23.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

- a) Al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas y el plan de activos relacionado se resume como sigue:

Cuentas contables:

	Saldo al	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Obligaciones post empleo corriente	6.151.895	4.915.167
Obligaciones post empleo no corriente	189.779.898	182.688.990
Total	195.931.793	187.604.157

Conciliación con cuentas contables:

	Saldo al	
	31-03-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Obligaciones post empleo	521.379.650	510.334.175
(-) Plan de activos (*)	(365.731.355)	(362.690.337)
Total	155.648.295	147.643.838
Saldo inicial ejercicios 2009 y 2008	39.960.319	2.126.401
Importe no reconocido debido al límite de Activos de Activos de Planes de Beneficios definidos	-	28.816.465
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	-	9.848.229
Transferencia a grupos mantenidos para la venta (**)	(29.889)	(2.149.778)
Diferencia de Conversión	353.068	1.319.002
Total Obligaciones Post Empleo, neto	195.931.793	187.604.157

(*) Los activos afectos se corresponden únicamente con los compromisos de prestación definida otorgados por nuestras filiales radicadas en Brasil (Ampla y Coelce).

(**) Corresponde a las Obligaciones Post Empleo de Cam (ver Nota 11).

Las filiales brasileñas, deben mantener un mínimo de financiación para cubrir el déficit por aportes comprometidos a la patrocinadora, según normativa CINIIF 14, estos acuerdos para ser reembolsados a la patrocinadora, el actuario supone que sólo un 26,75% retornó a diciembre 2009.

- b) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2009	443.320.261
Costo del servicio corriente	5.138.692
Costo por intereses	51.679.594
(Ganancias) pérdidas actuariales	35.705.096
Diferencia de conversión de moneda extranjera	11.423.745
Contribuciones pagadas	(44.397.635)
Combinaciones de negocios (***)	7.464.422
Saldo al 31 de diciembre de 2009	510.334.175
Costo del servicio corriente	1.095.359
Costo por intereses	5.051.631
(Ganancias) pérdidas actuariales	(1.971.253)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	12.611.278
Contribuciones pagadas	(5.741.540)
Saldo final al 31 de marzo de 2010	521.379.650

(***) Saldo proveniente de la combinación de negocios producida con fechas 25 de febrero 2009 (ver nota 14.2).

Al 31 de marzo de 2010, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 7,1% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (7,1% a 31 de diciembre de 2009), en un 75,3% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (76,3% a 31 de diciembre de 2009), en un 17,2% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (16,2% a 31 de diciembre 2009) y el 0,4% restante con compromisos de prestación definida otorgados por una empresa argentina (0,4% a 31 de diciembre de 2009).

c) Los cambios en el valor razonable de los activos afectos a los planes es el siguiente:

Valor razonable del plan de activos	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2009	(264.762.082)
Rendimiento esperado	(32.050.585)
(Ganancia) pérdida actuarial	(60.896.738)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(21.040.531)
Aportaciones del empleador	(15.488.990)
Contribuciones pagadas	31.548.589
Saldo al 31 de diciembre de 2009	(362.690.337)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(3.041.018)
Saldo final al 31 de marzo de 2010	(365.731.355)

A continuación se presenta los activos afectos a los planes, invertidos en acciones e inmuebles propios del Grupo.

	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Acciones	8.318.669	8.448.047
Inmuebles	423.456	1.722.538
Total	8.742.125	10.170.585

d) Las principales categorías de los activos afectos a los planes es el siguiente:

Categoría de los Activos del Plan	31-03-2010		31-12-2009	
	M\$	%	M\$	%
Acciones (renta variable)	66.466.523	19%	67.097.712	19%
Activos de renta fija	268.098.082	73%	264.763.946	73%
Inversiones inmobiliarias	25.601.195	7%	25.388.324	7%
Otros	5.565.555	1%	5.440.355	1%
Total	365.731.355	100%	362.690.337	100%

La rentabilidad esperada de los activos afectos se ha estimado teniendo en cuenta las proyecciones de los principales mercados financieros de renta fija y variable, y asumiendo que las categorías de activos tendrán una ponderación similar a la del ejercicio anterior. La rentabilidad real al 31 de diciembre de 2009 fue en promedio del 19,77%.

e) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales al 31 de marzo de 2010 y 2009 son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	1.095.359	946.717
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	5.051.631	483.317
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	6.146.990	1.430.034
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	(1.971.253)	3.632.141
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	4.175.737	5.062.175

23.3 Otras revelaciones:

- **Hipótesis actuariales:**

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes, al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina	
	31-03-2010	31-12-2009	31-03-2010	31-12-2009	31-03-2010	31-12-2009	31-03-2010	31-12-2009
Tasas de descuento utilizadas	6,50%	6,50%	10,80% / 11,50%	10,80% / 11,50%	11,59%	11,59%	13,94%	13,94%
Rendimiento esperado de activos del plan	N/A	N/A	10,28% / 13,02%	10,28% / 13,02%	N/A	N/A	N/A	N/A
Tasa esperada de incrementos salariales	3,00%	3,00%	5,77% / 6,59%	5,77% / 6,59%	6,48%	6,48%	8,00%	8,00%
Tablas de mortalidad	RV-2004 / RV-85	RV-2004 / RV-85	AT-83/AT-49	AT-83/AT-49	ISS 1980-1989	ISS 1980-1989	CSO 1980	CSO 1980

- **Sensibilización:**

Al 31 de marzo de 2010, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios post empleo ante variaciones de 100 puntos básicos en la tasa de descuento supone una disminución de M\$40.075.181 (M\$40.456.334 al 31 de diciembre de 2009) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$46.128.331 (M\$47.466.911 al 31 de diciembre de 2009) en caso de una baja de la tasa.

- **Desembolso futuro:**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida en los próximos 12 meses asciende a M\$6.151.895.

- **Aportación definida:**

Las aportaciones realizadas a los planes de aportación definida, se registran directamente en el rubro "Gastos por beneficios a los empleados" en el estado de resultados consolidados. Los montos registrados por este concepto al 31 de marzo de 2010 y 2009 han ascendido a M\$ 315.458 y M\$ 293.665.

24. PATRIMONIO.

24.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

24.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

Al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 el capital social de Enersis S.A. asciende a M\$ 2.824.882.834 y está representado por 32.651.166.465 acciones de valor nominal totalmente suscritas y pagadas que se encuentran admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile, Bolsa de Valores de Valparaíso, Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE) y Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (LATIBEX). Estas cifras no han sufrido ninguna variación durante el ejercicio 2009 y 2010.

La prima de emisión corresponde al sobreprecio en colocación de acciones originado en las operaciones de aumento de capital ocurridas en los años 2003 y 1995. En el primer caso el sobreprecio ascendió a M\$ 125.881.577, mientras que en el segundo el monto alcanzó los M\$ 32.878.071.

24.1.2 Dividendos

La Junta General Ordinaria de Accionistas de Enersis, celebrada el 1 de abril de 2008, aprobó como política de dividendos que el Directorio esperaba cumplir durante el ejercicio 2008, distribuir como dividendo definitivo por un monto equivalente al 70% de las utilidades líquidas del ejercicio 2008. Además, se tenía la intención de repartir un dividendo provisorio, con cargo a las utilidades del ejercicio 2008, de un 15% de las utilidades líquidas al 30 de septiembre de 2008, según muestren los estados financieros a dicha fecha.

El Directorio en su Sesión Ordinaria de fecha 29 de octubre de 2008, acordó repartir con fecha 19 de diciembre del año 2008, un dividendo provisorio de \$1,53931 por acción, con cargo a los resultados del ejercicio 2008, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas al 30 de septiembre de 2008.

El Directorio en su Sesión Ordinaria de fecha 25 de marzo de 2009, acordó proponer a la Junta General Ordinaria de Accionistas, la distribución de un dividendo definitivo cuyo monto sea equivalente al 35,27% de las utilidades líquidas correspondientes al ejercicio 2008, esto es \$6,1 por acción.

La propuesta anterior modificó la Política de Dividendos correspondiente al ejercicio 2008, que consideraba una proposición de reparto de un dividendo definitivo por un monto equivalente al 70% de las utilidades líquidas, lo cual fue informado como Hecho Esencial con fecha 25 de marzo de 2009. Tal como se informó al mercado en dicha oportunidad, esta modificación de la política de dividendos vigente se debió a que las utilidades líquidas de la Compañía experimentaron un crecimiento del 181,9% respecto del año anterior y que la crisis mundial hace recomendable mantener un adecuado nivel de liquidez. No obstante esta modificación, el dividendo finalmente propuesto es el mayor de la historia de la Compañía y representa un crecimiento del 53% respecto del año anterior.

El Directorio en su Sesión Ordinaria de fecha 26 de febrero de 2010, acordó proponer a la Junta General Ordinaria de Accionistas, a celebrarse el 22 de abril de 2010, la distribución de un dividendo definitivo del 35,11% de las utilidades líquidas de la Compañía correspondientes al ejercicio 2009, esto es \$7,1 por acción.

La propuesta anterior modifica la Política de Dividendos vigente, que preveía el reparto de un dividendo definitivo del 60% de las utilidades líquidas de la Compañía. Lo anterior fue informado como Hecho Esencial con fecha 26 de febrero de 2010.

El detalle de los Dividendos pagados al 31 de marzo de 2010 es el siguiente:

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Pago	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio
72	Definitivo	20-04-2005	0,41654	2004
73	Definitivo	03-04-2006	1,00000	2005
74	Provisorio	26-12-2006	1,11000	2006
75	Definitivo	23-05-2007	4,89033	2006
76	Provisorio	27-12-2007	0,53119	2007
77	Definitivo	30-04-2008	3,41256	2007
78	Provisorio	19-12-2008	1,53931	2008
79	Definitivo	12-05-2009	4,56069	2008
80	Provisorio	17-12-2009	2,45677	2009

24.2 Reservas por Diferencias de conversión.

El detalle por sociedades de las diferencias de conversión de la dominante, netas de impuestos del Estado de Situación Financiera Consolidado al 31 de marzo de 2010 y 2009 es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$
Distrilec Inversora S.A.	(19.807.162)	(12.660.704)
Edesur	(25.506.743)	(16.515.046)
Ampla Energia	62.345.029	34.239.050
Ampla Invermentos	3.869.187	29.961
Codensa	21.592.064	(1.347.769)
Distrilima	3.921.476	4.371.350
Investluz	3.350.212	3.350.212
Endesa Brasil	61.459.741	(25.269.473)
Central Costanera S.A.	(1.158.473)	(784.577)
Endesa Argentina S.A.	1.144.062	4.490.668
Gas Atacama	(6.108.245)	(2.662.083)
Em gesa	57.693.395	29.812.161
Hidroelectrica El Chocon S.A.	(2.528.632)	2.103.038
Generandes Perú S.A.	18.559.508	26.342.943
Grupo Synapsis	679.193	(137.526)
Grupo Cia A. Multiser. Ltda.	(1.026)	1.505.261
Fondos de comercio	72.903.661	37.587.433
Diferencia conversión deuda	8.363.460	1.633.382
Otros	10.538.366	(4.494.044)
TOTAL	271.309.073	81.594.237

24.3 Gestión del capital.

El objetivo de la compañía en materia de gestión de capital es mantener un nivel adecuado de capitalización, que le permita asegurar el acceso a los mercados financieros para el desarrollo de sus objetivos de mediano y largo plazo, optimizando el retorno a sus accionistas y manteniendo una sólida posición financiera.

24.4 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.

La compañía tiene algunas filiales que deben cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio o contienen otras características que restringen la transferencia de activos a la matriz. La participación de la compañía en los activos netos restringidos al 31 de marzo de 2010 de sus filiales Endesa Chile, Endesa Brasil y Edelnor corresponden a M\$1.040.226.822, M\$ 524.628.242 y M\$ 79.453.378, respectivamente.

24.5 Otras reservas.

Al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009, la naturaleza y destino de las Otras reservas es el siguiente:

	Saldo al 1 de enero de 2010 M\$	Movimiento 2010 M\$	Saldo al 31 de marzo de 2010 M\$
Diferencias de cambio por conversión	196.973.210	74.335.863	271.309.073
Coberturas de flujo de caja	(188.691.145)	(39.683.548)	(228.374.693)
Activos financieros disponibles para la venta	41.699	1.652	43.351
TOTAL	8.323.764	34.653.967	42.977.731

- **Reservas de conversión:** Proviene fundamentalmente a las diferencias de cambio que se originan en:
 - La conversión de nuestras filiales que tienen moneda funcional distinta al peso chileno (nota 2.5.3) y
 - valorización de las plusvalías compradas surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al peso chileno (nota 3.c.).

- **Reservas de cobertura:** Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (nota 3.g.4. y 3.m).

24.6 Otras participaciones en el patrimonio:

Los saldos incluidos en este rubro corresponden fundamentalmente a los siguientes conceptos:

(i) En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulada desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.

Cabe mencionar que si bien es cierto la compañía adoptó las NIIF como su norma contable estatutaria a contar del 1 de enero de 2009, la fecha de transición a la citada norma internacional fue la misma utilizada por su Matriz Endesa, S.A., esto es 1 de enero de 2004. Lo anterior, en aplicación de la exención prevista en el párrafo 24 a) de la NIIF 1 “Adopción por primera vez”.

(ii) Diferencias de cambio por conversión existentes a la fecha de transición a NIIF (exención NIIF 1 “adopción por primera vez”).

(iii) Efectos provenientes de combinaciones de negocios bajo control común, principalmente explicadas por la creación del holding Endesa Brasil en 2005 y la fusión de nuestras filiales colombianas Emgesa y Betania en 2007.

24.7 Participaciones no controladoras.

- Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios

Las disminuciones que se presentan en este epígrafe corresponden principalmente a las participaciones de los accionistas minoritarios sobre los dividendos declarados por las sociedades consolidadas.

Al 31 de marzo de de 2010, no hubieron variaciones en las participaciones minoritarias del grupo.

25. INGRESOS.

El detalle de este rubro de las Cuentas de Resultados Consolidada del ejercicio 2010 y 2009, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al	
	31-03-2010	31-03-2009
	M\$	M\$
Ventas de energía	1.314.909.237	1.420.702.514
Otras ventas	10.733.085	9.385.486
Ventas equipos de medida	912.362	770.609
Ventas de materiales electrónicos	3.530.438	378.079
Ventas de productos y servicios	6.290.285	8.236.798
Otras prestaciones de servicios	83.245.708	118.840.723
Peajes y transmisión	32.320.651	54.093.977
Arriendo equipos de medida	2.019.565	3.609.606
Alumbrado público	5.972.068	7.751.422
Verificaciones y enganches	2.631.164	4.616.169
Servicios de ingeniería	3.437.603	6.578.968
Servicios de consultoría	2.488.665	4.637.902
Otras prestaciones	34.375.992	37.552.679
Total Ingresos de actividades ordinarias	1.408.888.030	1.548.928.723

Otros ingresos por naturaleza	Saldo al	
	31-03-2010	31-03-2009
	M\$	M\$
Ingresos por contratos de construcción	38.250.568	35.449.122
Apoyos mutuos	4.772.425	4.752.170
Prestaciones de terceros instalaciones propias y ajenas	1.139.263	1.606.891
Arrendamientos	167.017	2.640.560
Ventas de productos de instalaciones propias	-	1.092.085
Ventas de nuevos negocios	2.101.980	12.798.715
Otros Ingresos	16.580.767	15.008.243
Total Otros ingresos por naturaleza	63.012.020	73.347.786

26. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.

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

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al	
	31-03-2010	31-03-2009
	M\$	M\$
Compras de energía	(379.229.446)	(432.006.902)
Consumo de combustible	(153.149.852)	(181.533.113)
Gastos de transporte	(78.504.418)	(77.528.223)
Costos por contratos de construcción	(38.250.568)	(35.449.122)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(121.735.921)	(120.093.248)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(770.870.205)	(846.610.608)

27. GASTOS DE PERSONAL.

La composición de esta partida al 31 de marzo de 2010 y 2009, es la siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al	
	31-03-2010	31-03-2009
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	(70.082.083)	(72.125.313)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(1.410.817)	(1.240.382)
Seguridad social y otras cargas sociales	(12.189.293)	(12.566.218)
Otros gastos de personal	(954.014)	(2.914.225)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(84.636.207)	(88.846.138)

28. DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO.

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

	Saldo al	
	31-03-2010	31-03-2009
	M\$	M\$
Depreciaciones	(92.229.648)	(85.473.982)
Amortizaciones	(28.145.970)	(21.574.104)
Total	(120.375.618)	(107.048.086)

29. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.

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

Otros gastos por naturaleza	Saldo al	
	31-03-2010	31-03-2009
	M\$	M\$
Otros aprovisionamientos	(3.475.264)	(3.718.566)
Gastos de medioambiente	(198.924)	(128.217)
Arrendamientos y cánones	(3.615.012)	(4.038.567)
Reparaciones y conservación	(16.387.898)	(16.279.788)
Indemnizaciones y multas	(6.210.470)	(5.220.091)
Servicios profesionales independientes	(3.141.959)	(7.463.797)
Servicios externalizados	(27.510.742)	(25.237.492)
Primas de seguros	(4.412.468)	(4.848.465)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(993.597)	(2.816.144)
Gastos de viajes	(431.807)	(1.574.366)
Tributos y tasas	(17.569.203)	(16.301.480)
Otros Suministros y Servicios	(33.814.433)	(35.608.901)
Total Otros gastos por naturaleza	(117.761.777)	(123.235.875)

30. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).

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

Otras ganancias (pérdidas)	Saldo al	
	31-03-2010	31-03-2009
	M\$	M\$
Ajuste a venta de cartera Codensa Hogar	510.354	-
Otros	91.665	4.434
Total Otras ganancias (pérdidas)	602.019	4.434

31. RESULTADO FINANCIERO.

El detalle del ingreso y gasto financiero al 31 de marzo de 2010 y 2009, es el siguiente:

Ingresos financieros	Saldo al	
	31-03-2010	31-03-2009
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	14.186.678	23.927.039
Otros ingresos financieros	9.835.687	11.049.108
Total Ingresos Financieros	24.022.365	34.976.147

Gasto financiero	Saldo al	
	31-03-2010	31-03-2009
	M\$	M\$
Gastos Financieros	(96.882.005)	(106.729.739)
Gastos por préstamos bancarios	(34.893.410)	(29.944.987)
Gastos por obligaciones garantizadas y no garantizadas	(32.682.715)	(60.246.919)
Gastos por arrendamientos financieros (leasing)	(789.957)	(1.089.275)
Gastos por valoración derivados financieros	(4.450.658)	(560.912)
Gastos por provisiones financieras	(11.205.621)	(6.667.561)
Gastos por obligación por beneficios post empleo	(5.051.631)	(483.317)
Gastos por otros	(7.808.013)	(7.736.768)
Resultado por unidades de reajuste	(1.142.144)	20.411.442
Diferencias de cambio	(9.032.664)	(33.445.161)
Positivas	23.819.521	12.029.772
Negativas	(32.852.185)	(45.474.933)
Total Gasto Financiero	(107.056.813)	(119.763.458)
Total Resultado Financiero	(83.034.448)	(84.787.311)

32. IMPUESTO A LAS GANANCIAS.

A continuación se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente al "Resultado Antes de Impuestos" y el gasto registrado por el citado impuesto en el Estado de Resultados Consolidado correspondiente a los ejercicios 2010 y 2009:

(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	Saldo al	
	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$
Gasto por Impuestos Corrientes	(80.902.494)	(110.934.318)
Beneficio Fiscal que Surge de Activos por Impuestos No Reconocidos Previamente Usados para Reducir el Gasto por Impuesto Corriente	2.960.505	-
Ajustes al Impuesto Corriente del Periodo Anterior	(765.080)	(668.313)
Otro Gasto por Impuesto Corriente	(562.958)	(380.108)
Total Gasto por Impuestos Corrientes, Neto	(79.270.027)	(111.982.739)
Ingreso Diferido (gasto) por Impuestos Relativos a la Creación y Reversión de Diferencias Temporarias	(18.691.971)	31.806.601
Beneficio Fiscal que Surge de Activos por Impuestos No Reconocidos Previamente usados para Reducir el Gasto por Impuesto Diferido	-	(924.235)
Otro Gasto por Impuesto Diferido	1.211.567	9.313.107
total Gasto por Impuestos Diferidos, Neto	(17.480.404)	40.195.473
Efecto del Cambio en la Situación Fiscal de la Entidad o de sus Accionistas	-	-
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(96.750.431)	(71.787.266)

Las principales diferencias temporales se encuentran detalladas en nota 17 a.

Conciliación del Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal con el Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal (17%)	(51.600.454)	(64.703.270)
Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones	(36.136.663)	(31.509.063)
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imponibles	15.275.926	5.371.861
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente	(12.063.948)	(2.249.495)
Efecto impositivo de la utilización de pérdidas fiscales no reconocidas anteriormente	-	195.116
Efecto impositivo de beneficio fiscal no reconocido anteriormente en el estado de resultados	(539.808)	(26.657)
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en periodos anteriores	(765.080)	7.342.789
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	(10.920.404)	13.791.453
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(45.149.977)	(7.083.996)
Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	(96.750.431)	(71.787.266)

33. INFORMACIÓN POR SEGMENTO.

33.1 Criterios de segmentación.

En el desarrollo de su actividad la organización del Grupo se articula sobre la base del enfoque prioritario a sus negocios básicos, constituidos por la generación y transmisión de energía eléctrica y distribución de energía eléctrica. En este sentido se establecen dos líneas de negocio.

Además la información por segmentos se ha estructurado siguiendo la distribución geográfica por país:

- Chile
- Argentina
- Brasil
- Perú
- Colombia

Dado que la organización societaria del Grupo coincide, básicamente, con la de los negocios y por tanto, de los segmentos, los repartos establecidos en la información por segmentos que se presenta a continuación se basan en la información financiera de las sociedades que se integran en cada segmento.

A continuación se presenta la información por segmentos señaladas, correspondientes al ejercicio 2010 y 2009.

33.2 Generación ,distribución y otros.

Linea de Negocio	Generación		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
ACTIVOS								
ACTIVOS CORRIENTES	1.160.811.239	1.251.419.545	1.239.264.431	1.216.399.232	97.204.397	103.636.879	2.497.280.067	2.571.455.657
Activos Corrientes en Operación	1.160.811.239	1.251.419.545	1.239.264.431	1.216.399.232	40.070.619	33.276.028	2.440.146.289	2.501.094.805
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	517.624.773	619.035.609	404.667.285	431.604.221	99.870.782	84.260.991	1.022.162.840	1.134.900.821
Otros activos financieros corrientes	1.087.828	1.536.089	-	-	-	60	1.087.828	1.536.149
Otros Activos No Financieros, Corriente	10.541.510	12.989.823	20.308.106	22.454.464	2.928.340	3.057.535	33.777.956	38.501.822
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	386.675.193	393.160.225	735.438.244	719.323.724	29.207.258	26.162.612	1.151.320.695	1.138.646.561
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente	130.864.813	120.472.782	5.898.737	4.072.112	(115.434.385)	(105.530.662)	21.329.165	19.014.232
Inventarios	39.656.959	40.201.722	18.107.041	16.117.546	-	0	57.764.000	56.319.268
Activos por impuestos corrientes	74.360.163	64.023.295	54.845.018	22.827.165	23.498.624	25.325.492	152.703.805	112.175.952
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	57.133.778	70.360.851	57.133.778	70.360.851
ACTIVOS NO CORRIENTES	6.089.949.673	5.853.309.145	4.813.774.467	4.640.589.157	102.973.435	144.786.363	11.006.697.575	10.638.684.664
Otros activos financieros no corrientes	10.209.016	4.141.795	1.747.909	1.673.211	25.809.455	24.681.751	37.766.380	30.496.757
Otros activos no financieros no corrientes	33.808.117	32.513.871	60.896.943	60.321.995	1.371.346	1.419.387	96.076.406	94.255.253
Derechos por cobrar no corrientes	87.055.975	87.673.729	121.617.001	105.909.541	1.828.978	1.394.143	210.501.954	194.977.413
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corrien	11.688.337	10.958.042	212.916	210.855	(11.901.253)	(11.168.897)	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la partic	607.383.243	584.075.094	707.373.344	683.579.189	(1.295.125.974)	(1.246.372.822)	19.630.613	21.281.461
Activos intangibles distintos de la plusvalía	28.684.521	30.060.644	1.406.864.584	1.392.815.685	22.272.129	23.245.916	1.457.821.234	1.446.122.245
Plusvalía	109.452.348	102.811.891	136.269.207	134.386.985	1.271.958.734	1.264.153.057	1.517.680.289	1.501.351.933
Propiedades, Planta y Equipo	5.044.508.952	4.859.937.779	2.110.230.626	1.996.440.599	5.735.177	7.692.864	7.160.474.755	6.864.071.242
Propiedad de inversión	-	-	-	-	30.907.878	31.231.839	30.907.878	31.231.839
Activos por impuestos diferidos	157.159.164	141.136.300	268.561.937	265.251.097	50.116.965	48.509.124	475.838.066	454.896.521
TOTAL ACTIVOS	7.250.760.912	7.104.728.690	6.053.038.898	5.856.988.389	200.177.832	248.423.242	13.503.977.642	13.210.140.321

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Generación		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
PASIVOS CORRIENTES	1.101.207.693	1.133.935.750	1.121.738.321	1.071.289.696	(32.749.396)	(9.837.908)	2.190.196.618	2.195.387.538
Pasivos Corrientes en Operación	1.101.207.693	1.133.935.750	1.121.738.321	1.071.289.696	(72.928.609)	(60.488.274)	2.150.017.405	2.144.737.172
Otros pasivos financieros corrientes	299.271.273	412.941.840	226.824.829	249.970.126	68.248.109	67.738.046	594.344.211	730.650.012
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	428.063.483	413.827.992	504.549.710	487.384.305	81.757.101	75.294.167	1.014.370.294	976.506.464
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	188.044.587	133.099.350	222.482.322	212.446.858	(249.439.516)	(233.590.429)	161.087.393	111.955.779
Otras provisiones a corto plazo	28.714.929	31.787.013	48.867.887	46.641.813	17.231.501	21.595.629	94.814.317	100.024.455
Pasivos por Impuestos corrientes	145.661.416	132.249.173	92.160.565	49.105.703	4.283.449	3.930.795	242.105.430	185.285.671
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	3.802.906	3.448.733	2.242.393	1.359.124	106.596	107.310	6.151.895	4.915.167
Otros pasivos no financieros corrientes	7.649.099	6.581.649	24.610.615	24.381.767	4.884.151	4.436.208	37.143.865	35.399.624
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	40.179.213	50.650.366	40.179.213	50.650.366
PASIVOS NO CORRIENTES	2.542.074.163	2.487.255.434	1.877.077.196	1.804.820.750	369.252.585	345.672.955	4.788.403.944	4.637.749.139
Otros pasivos financieros no corrientes	1.993.817.781	1.957.137.539	1.071.347.367	1.031.369.251	576.249.501	542.330.654	3.641.414.649	3.530.837.444
Pasivos no corrientes	23.223.017	24.082.594	37.613.587	34.436.935	208.418	207.974	61.045.022	58.727.503
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, no corriente	48.812.987	46.997.128	189.951.377	181.853.843	(235.097.745)	(225.294.299)	3.666.619	3.556.672
Otras provisiones a largo plazo	60.442.837	58.292.397	196.848.046	191.993.937	681	578	257.291.564	250.286.912
Pasivo por impuestos diferidos	365.110.279	352.011.147	223.847.768	213.169.128	6.957.119	7.869.022	595.915.166	573.049.297
Obligación por Beneficios Post Empleo, No Corriente	27.941.122	26.576.882	153.976.242	148.308.890	7.862.534	7.803.218	189.779.898	182.688.990
Otros pasivos no financieros no corrientes	22.726.140	22.157.747	3.492.809	3.688.766	13.072.077	12.755.808	39.291.026	38.602.321
PATRIMONIO NETO	3.607.479.056	3.483.537.506	3.054.223.381	2.980.877.943	(136.325.357)	(87.411.805)	6.525.377.080	6.377.003.644
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.607.479.056	3.483.537.506	3.054.223.381	2.980.877.943	(136.325.357)	(87.411.805)	3.617.817.344	3.518.479.555
Capital emitido	1.546.369.916	1.752.378.473	1.122.271.982	1.122.271.981	156.240.937	(49.767.619)	2.824.882.835	2.824.882.835
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.224.449.439	1.423.967.654	1.034.216.906	1.310.880.528	(376.369.317)	(917.234.976)	1.882.297.028	1.817.613.206
Primas de emisión	206.008.557	-	-	-	(47.248.909)	158.759.648	158.759.648	158.759.648
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	(1.291.099.898)	(1.291.099.898)	(1.291.099.898)	(1.291.099.898)
Otras reservas	630.651.144	307.191.379	897.734.493	547.725.434	1.422.151.830	2.011.931.040	42.977.731	8.323.764
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	2.907.559.736	2.858.524.089
Total Patrimonio Neto y Pasivos	7.250.760.912	7.104.728.690	6.053.038.898	5.856.988.389	200.177.832	248.423.242	13.503.977.642	13.210.140.321

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Generación		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$
INGRESOS	583.315.495	720.978.178	1.025.389.653	1.014.085.697	(136.805.098)	(112.787.366)	1.471.900.050	1.622.276.509
Ingresos de actividades ordinarias	580.786.669	719.413.817	964.907.058	942.649.103	(136.805.697)	(113.134.197)	1.408.888.030	1.548.928.723
Ventas de energía	573.325.723	685.373.862	911.621.862	882.786.270	(170.038.348)	(147.457.618)	1.314.909.237	1.420.702.514
Otras ventas	217.530	2.857.925	937.555	1.604.561	9.578.000	4.923.000	10.733.085	9.385.486
Otras prestaciones de servicios	7.243.416	31.182.030	52.347.641	58.258.272	23.654.651	29.400.421	83.245.708	118.840.723
Otros ingresos por naturaleza	2.528.826	1.564.361	60.482.595	71.436.594	599	346.831	63.012.020	73.347.786
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(277.949.318)	(302.117.987)	(644.210.109)	(667.673.165)	151.289.222	123.180.544	(770.870.205)	(846.610.608)
Compras de energía	(65.602.206)	(46.328.136)	(483.390.123)	(533.295.570)	169.762.883	147.616.804	(379.229.446)	(432.006.902)
Consumo de combustible	(153.149.056)	(181.532.212)	-	-	(796)	(901)	(153.149.852)	(181.533.113)
Gastos de transporte	(40.886.664)	(55.944.656)	(42.383.170)	(26.528.142)	4.765.416	4.944.575	(78.504.418)	(77.528.223)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(18.311.392)	(18.312.983)	(118.436.816)	(107.849.453)	(23.238.281)	(29.379.934)	(159.986.489)	(155.542.370)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	305.366.177	418.860.191	381.179.544	346.412.532	14.484.124	10.393.179	701.029.845	775.665.902
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	124.981	200.271	6.880.627	7.512.767	-	-	7.005.608	7.713.038
Gastos por beneficios a los empleados	(16.154.835)	(17.443.260)	(49.731.618)	(50.040.818)	(18.749.754)	(21.362.060)	(84.636.207)	(88.846.138)
Otros Gastos por naturaleza	(27.557.708)	(28.218.203)	(96.244.831)	(97.892.037)	6.040.762	2.874.365	(117.761.777)	(123.235.875)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	261.778.615	373.398.999	242.083.722	205.992.444	1.775.132	(8.094.516)	505.637.469	571.296.927
Gastos por depreciación y amortización	(61.940.662)	(55.087.095)	(55.657.486)	(49.471.420)	(2.777.470)	(2.489.571)	(120.375.618)	(107.048.086)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	199.837.953	318.311.904	186.426.236	156.521.024	(1.002.338)	(10.584.087)	385.261.851	464.248.841
RESULTADO FINANCIERO	(36.131.127)	(66.456.837)	(30.062.812)	(28.287.849)	(16.840.509)	9.957.374	(83.034.448)	(84.787.312)
Ingresos financieros	7.062.349	14.383.276	16.388.294	19.119.573	571.722	1.473.298	24.022.365	34.976.147
Gastos financieros	(47.304.569)	(63.235.434)	(44.817.430)	(45.733.179)	(4.760.006)	2.238.874	(96.882.005)	(106.729.739)
Resultados por Unidades de Reajuste	(54.308)	9.094.933	189.793	(585.827)	(1.277.629)	11.902.336	(1.142.144)	20.411.442
Diferencias de cambio	4.165.401	(26.699.612)	(1.823.469)	(1.088.416)	(11.374.596)	(5.657.133)	(9.032.664)	(33.445.161)
Positivas	18.072.527	8.650.328	498.687	2.736.131	5.248.307	643.313	23.819.521	12.029.772
Negativas	(13.907.126)	(35.349.940)	(2.322.156)	(3.824.547)	(16.622.903)	(6.300.446)	(32.852.185)	(45.474.933)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Pa	588.290	973.012	-	-	114.364	168.494	702.654	1.141.506
Resultado de Otras Inversiones	-	(10.973)	(130.104)	-	-	-	(130.104)	(10.973)
Resultados en Ventas de Activos	(6.622)	(36.308)	450.123	16.851	288.622	34.864	732.123	15.407
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	164.288.494	252.780.798	156.683.443	128.250.026	(17.439.861)	(423.355)	303.532.076	380.607.469
Impuesto Sobre Sociedades	(44.638.076)	(47.475.705)	(48.012.055)	(29.236.788)	(4.100.300)	4.925.227	(96.750.431)	(71.787.266)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES	119.650.418	205.305.093	108.671.388	99.013.238	(21.540.161)	4.501.872	206.781.645	308.820.203
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES	119.650.418	205.305.093	108.671.388	99.013.238	(21.540.161)	4.501.872	206.781.645	308.820.203
RESULTADO DEL EJERCICIO	119.650.418	205.305.093	108.671.388	99.013.238	(21.540.161)	4.501.872	206.781.645	308.820.203
Sociedad dominante	-	-	-	-	-	-	91.925.575	152.049.570
Accionistas minoritarios	-	-	-	-	-	-	114.856.070	156.770.633

33.3 Países.

ACTIVOS	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	618.341.017	843.756.651	279.001.916	238.697.969	965.303.491	867.294.187	528.946.786	566.973.953	114.307.856	107.238.468	(8.620.999)	(52.505.572)	2.497.280.067	2.571.455.656
Activos Corrientes en Operación	618.341.017	843.756.651	279.001.916	238.697.969	965.303.491	867.294.187	528.946.786	566.973.953	114.307.856	107.238.468	(65.754.777)	(122.866.423)	2.440.146.289	2.501.094.805
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	160.425.815	285.514.616	61.124.127	53.307.697	417.012.819	370.493.421	350.039.903	395.571.472	33.560.176	30.013.615	-	-	1.022.162.840	1.134.900.821
Otros activos financieros corrientes	1.087.828	1.536.149	57.751	-	(57.751)	-	-	-	-	-	-	-	1.087.828	1.536.149
Otros Activos No Financieros, Corriente	5.926.953	7.146.069	9.663.816	10.472.150	12.582.627	14.426.954	2.352.147	3.440.009	3.252.413	3.016.640	-	-	33.777.956	38.501.822
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	305.298.093	453.263.074	165.974.451	144.721.842	463.637.274	435.142.404	163.402.149	154.237.487	60.425.922	58.929.971	(7.417.194)	(107.648.217)	1.151.320.695	1.138.646.561
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente	55.756.122	12.683.334	23.516.621	21.301.343	199.186	168.850	140.874	(117.203)	53.945	114.182	(58.337.583)	(15.136.274)	21.329.165	19.014.232
Inventarios	22.578.003	20.148.347	5.291.984	7.295.836	1.833.725	1.512.096	11.532.440	12.448.709	16.527.848	14.914.280	-	-	57.764.000	56.319.268
Activos por impuestos corrientes	67.268.203	63.465.062	13.373.166	1.599.101	70.095.611	45.550.462	1.479.273	1.393.479	487.552	249.780	-	(81.932)	152.703.805	112.175.952
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	57.133.778	70.360.851	57.133.778	70.360.851
ACTIVOS NO CORRIENTES	7.971.420.982	7.901.624.978	597.338.799	574.512.830	3.703.876.872	3.670.419.041	2.330.323.541	2.113.095.226	1.229.979.419	1.150.463.047	(4.826.242.038)	(4.771.430.457)	11.006.697.575	10.638.684.665
Otros activos financieros no corrientes	35.683.678	28.767.604	115.308	-	-	-	9.212	874	1.958.182	1.728.279	-	-	37.766.380	30.496.757
Otros activos no financieros no corrientes	2.089.484	1.953.655	12.454.451	11.592.175	79.905.038	79.129.668	1.199.585	1.124.049	427.848	455.706	-	-	96.076.406	94.255.253
Derechos por cobrar no corrientes	12.069.171	13.413.378	72.031.121	70.806.123	116.315.213	101.549.009	9.748.248	8.893.522	338.201	315.381	-	-	210.501.954	194.977.413
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente	-	-	-	-	38.651.157	36.839.087	-	-	-	-	(38.651.157)	(36.839.087)	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	4.789.935.410	4.767.024.721	8.366.318	7.966.302	1.244.431.191	1.234.083.877	1.523	1.370	50.042.923	47.596.359	(6.073.146.752)	(6.035.391.168)	19.630.613	21.281.461
Activos intangibles distintos de la plusvalía	43.018.713	44.867.672	3.548.806	3.150.025	1.369.232.923	1.359.418.701	37.918.925	34.811.295	4.101.867	3.874.552	-	0	1.457.821.234	1.446.122.245
Plusvalía	2.313.032	2.312.300	2.879.000	2.780.777	125.694.098	124.648.965	8.334.631	7.497.542	11.850.212	11.050.603	1.366.609.316	1.353.061.746	1.517.680.289	1.501.351.933
Propiedades, Planta y Equipo	2.948.258.851	2.904.691.507	466.886.837	449.530.241	539.912.287	548.867.547	2.133.846.799	1.933.700.358	1.156.349.120	1.083.269.232	(84.779.139)	(55.987.643)	7.160.474.755	6.864.071.242
Propiedad de inversión	30.907.878	31.231.839	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30.907.878	31.231.839
Activos por impuestos diferidos	107.144.765	107.362.302	31.056.958	28.687.187	189.734.965	185.882.187	139.264.618	127.066.216	4.911.066	2.172.935	3.725.694	3.725.694	475.838.066	454.896.521
TOTAL ACTIVOS	8.589.761.999	8.745.381.629	876.340.715	813.210.799	4.669.180.363	4.537.713.228	2.859.270.327	2.680.069.179	1.344.287.275	1.257.701.515	(4.834.863.037)	(4.823.936.029)	13.503.977.642	13.210.140.321

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
PASIVOS CORRIENTES	691.653.269	903.928.510	363.310.301	315.322.679	593.893.694	577.406.981	474.640.019	333.334.592	134.950.360	122.026.286	(68.251.025)	(56.631.510)	2.190.196.618	2.195.387.538
Pasivos Corrientes en Operación	691.653.269	903.928.510	363.310.301	315.322.679	593.893.694	577.406.981	474.640.019	333.334.592	134.950.360	122.026.286	(108.430.238)	(107.281.876)	2.150.017.405	2.144.737.172
Otros pasivos financieros corrientes	69.446.690	201.293.505	87.694.167	72.071.471	230.718.576	259.252.665	139.497.036	142.035.231	66.987.742	56.003.931	-	(6.791)	594.344.211	730.650.012
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	357.939.841	412.036.076	153.194.134	145.853.738	277.312.330	259.436.435	186.361.965	121.147.948	39.562.024	38.025.476	-	6.791	1.014.370.294	976.506.464
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	139.849.322	156.069.449	35.056.662	31.800.330	29.543.910	31.040.271	60.613.603	120.530	4.454.134	125.143	(108.430.238)	(107.199.944)	161.087.393	111.955.779
Otras provisiones a corto plazo	41.071.391	52.152.629	27.886.713	23.007.266	10.612.340	9.409.249	3.724.715	3.592.400	11.519.158	11.862.911	-	-	94.814.317	100.024.455
Pasivos por Impuestos corrientes	69.810.721	71.611.640	44.147.584	27.624.545	43.238.775	15.799.839	75.673.463	57.901.052	9.234.887	12.430.527	-	(81.932)	242.105.430	185.285.671
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	1.723.880	1.714.434	154.879	119.702	-	-	4.273.136	3.081.031	-	-	-	-	6.151.895	4.915.167
Otros pasivos no financieros corrientes	11.811.424	9.050.777	15.176.162	14.845.627	2.467.763	2.468.522	4.496.101	5.456.400	3.192.415	3.578.298	-	-	37.143.865	35.399.624
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40.179.213	50.650.366	40.179.213	50.650.366
PASIVOS NO CORRIENTES	1.952.767.583	1.929.817.486	210.206.732	214.399.921	1.151.688.193	1.140.582.690	912.818.448	817.235.201	601.662.526	572.081.308	(40.739.538)	(36.367.467)	4.788.403.944	4.637.749.139
Otros pasivos financieros no corrientes	1.650.669.914	1.631.162.226	123.155.182	131.351.744	738.677.275	735.805.463	765.538.448	682.712.921	363.373.830	349.805.090	-	-	3.641.414.649	3.530.837.444
Pasivos no corrientes	7.183.484	7.570.291	632.189	478.409	52.316.926	49.957.441	825.963	721.362	86.460	-	-	-	61.045.022	58.727.503
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, no corriente	-	-	39.905.493	37.218.338	4.500.664	3.556.672	-	-	-	-	(40.739.538)	(37.218.338)	3.666.619	3.556.672
Otras provisiones a largo plazo	16.590.378	16.062.212	7.975.350	7.703.251	218.038.465	213.128.470	3.014.536	2.725.990	11.672.835	10.666.989	-	-	257.291.564	250.286.912
Pasivo por impuestos diferidos	217.913.307	216.277.536	24.979.387	24.538.307	68.715.911	69.347.637	58.020.560	51.497.425	226.286.001	211.388.392	-	-	595.915.166	573.049.297
Obligación por Beneficios Post Empleo, No Corriente	32.938.426	32.408.576	1.983.579	1.915.904	69.438.952	68.787.007	85.418.941	79.577.503	-	-	-	-	189.779.898	182.688.990
Otros pasivos no financieros no corrientes	27.472.074	26.336.645	11.575.552	11.193.968	-	-	-	-	243.400	220.837	-	850.871	39.291.026	38.602.321
PATRIMONIO NETO	5.945.341.147	5.911.635.633	302.823.682	283.488.199	2.923.598.476	2.819.723.557	1.471.811.860	1.529.499.386	607.674.389	563.593.921	(4.725.872.474)	(4.730.937.052)	6.525.377.080	6.377.003.644
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	5.945.341.147	5.911.635.633	302.823.682	283.488.199	2.923.598.476	2.819.723.557	1.471.811.860	1.529.499.386	607.674.389	563.593.921	(4.725.872.474)	(4.730.937.052)	6.517.817.344	6.371.479.555
Capital emitido	5.284.579.668	5.486.091.755	231.131.873	231.131.872	1.016.332.368	1.016.332.368	263.851.437	263.851.437	198.134.490	198.134.490	(4.169.147.001)	(4.370.659.087)	2.824.882.835	2.824.882.835
Ganancias (pérdidas) acumuladas	2.652.722.790	2.779.151.819	19.201.432	42.103.877	58.529.661	441.729.773	45.715.212	266.283.171	37.631.143	54.446.993	(931.503.210)	(1.766.102.427)	1.882.297.028	1.817.613.206
Primas de emisión	364.768.205	158.759.648	-	-	-	-	-	-	-	-	(206.008.557)	-	158.759.648	158.759.648
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.291.099.898)	(1.291.099.898)	(1.291.099.898)	(1.291.099.898)
Otras reservas	(2.356.729.516)	(2.512.367.589)	52.490.377	10.252.450	-	1.361.661.416	1.162.245.211	999.364.778	371.908.756	311.012.438	1.871.886.192	2.696.924.360	42.977.731	8.323.764
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.907.559.736	2.858.524.089
Total Patrimonio Neto y Pasivos	8.589.761.999	8.745.381.629	876.340.715	813.210.799	4.669.180.363	4.537.713.228	2.859.270.327	2.680.069.179	1.344.287.275	1.257.701.515	(4.834.863.037)	(4.823.936.029)	13.503.977.642	13.210.140.321

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES														
INGRESOS	445.242.316	639.103.557	139.570.546	164.930.329	504.000.434	438.216.857	277.731.640	260.234.599	105.863.027	120.365.324	(507.913)	(574.157)	1.471.900.050	1.622.276.509
Ingresos de actividades ordinarias	443.121.647	630.608.256	136.004.822	162.569.863	456.602.484	392.760.075	270.838.993	246.433.868	102.827.997	117.130.818	(507.913)	(574.157)	1.408.888.030	1.548.928.723
Ventas de energía	409.944.738	582.982.011	128.560.562	153.711.514	439.276.590	357.710.118	242.858.906	220.633.352	94.268.441	105.665.519	-	-	1.314.909.237	1.420.702.514
Otras ventas	7.312.947	7.940.400	(329.228)	(729.519)	682.227	339.415	2.344.136	1.512.506	779.818	624.558	(56.815)	(301.874)	10.733.085	9.385.486
Otras prestaciones de servicios	25.863.962	39.685.845	7.773.488	9.587.868	16.643.667	34.710.542	25.635.951	24.288.010	7.779.738	10.840.741	(451.098)	(272.283)	83.245.708	118.840.723
Otros ingresos por naturaleza	2.120.669	8.495.301	3.565.724	2.360.466	47.397.950	45.456.782	6.892.647	13.800.731	3.035.030	3.234.506	-	-	63.012.020	73.347.786
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(247.361.634)	(354.283.089)	(74.209.046)	(90.088.274)	(278.186.996)	(263.838.076)	(130.060.774)	(95.538.080)	(41.324.912)	(43.220.594)	273.157	357.505	(770.870.205)	(846.610.608)
Compras de energía	(111.379.871)	(158.694.636)	(38.743.905)	(49.026.466)	(135.488.973)	(151.466.152)	(73.677.642)	(50.579.321)	(19.939.055)	(22.240.327)	-	-	(379.229.446)	(432.006.902)
Consumo de combustible	(95.040.206)	(131.593.692)	(30.712.171)	(33.795.046)	(5.597.708)	(472.664)	(12.190.690)	(3.872.408)	(9.609.077)	(11.799.303)	-	-	(153.149.852)	(181.533.113)
Gastos de transporte	(24.583.473)	(38.699.180)	(793.182)	(2.395.284)	(23.069.287)	(9.783.019)	(26.840.467)	(23.551.399)	(3.218.009)	(3.099.341)	-	-	(78.504.418)	(77.528.223)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(16.358.084)	(25.295.581)	(3.959.788)	(4.871.478)	(114.031.028)	(102.116.241)	(17.351.975)	(17.534.952)	(8.558.771)	(6.081.623)	273.157	357.505	(159.986.489)	(155.542.370)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	197.880.682	284.820.469	65.361.500	74.842.055	225.813.438	174.378.781	147.670.866	164.696.519	64.538.115	77.144.730	(234.756)	(216.652)	701.029.845	775.665.902
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	309.008	520.919	1.856.749	2.296.547	3.787.048	3.722.461	726.939	458.568	325.864	714.543	-	-	7.005.608	7.713.038
Gastos por beneficios a los empleados	(25.086.137)	(27.285.772)	(16.665.475)	(19.301.724)	(25.742.549)	(25.424.289)	(11.688.235)	(10.353.514)	(5.453.811)	(6.480.839)	-	-	(84.636.207)	(88.846.138)
Otros Gastos por naturaleza	(23.747.807)	(24.099.401)	(18.906.809)	(22.041.163)	(40.608.947)	(39.240.004)	(26.268.463)	(25.025.376)	(8.452.343)	(13.046.583)	222.592	216.652	(117.761.777)	(123.235.875)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	149.355.746	233.956.215	31.645.965	35.795.715	163.248.990	113.436.949	110.441.107	129.776.197	50.957.825	58.331.851	(12.164)	-	505.637.469	571.296.927
Gastos por depreciación y amortización	(33.116.448)	(29.791.345)	(8.651.515)	(10.843.373)	(38.755.529)	(29.227.147)	(24.961.904)	(22.295.586)	(14.890.222)	(14.890.635)	-	-	(120.375.618)	(107.048.086)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	116.239.298	204.164.870	22.994.450	24.952.342	124.493.461	84.209.802	85.479.203	107.480.611	36.067.603	43.441.216	(12.164)	-	385.261.851	464.248.841
RESULTADO FINANCIERO	(32.146.053)	(34.516.100)	(9.434.447)	(20.790.701)	(23.148.697)	(14.624.475)	(13.512.590)	(17.264.344)	(6.052.409)	(5.929.869)	1.259.748	8.338.177	(83.034.448)	(84.787.312)
Ingresos financieros	3.491.757	8.656.620	1.736.400	3.905.626	13.940.428	16.550.396	5.118.832	5.597.664	465.780	1.099.648	(730.832)	(833.807)	24.022.365	34.976.147
Gastos financieros	(30.680.504)	(37.486.285)	(8.617.700)	(8.490.476)	(32.901.851)	(31.908.434)	(18.669.890)	(22.725.283)	(6.742.892)	(6.953.068)	730.832	833.807	(96.882.005)	(106.729.739)
Resultados por Unidades de Reajuste	(1.142.144)	20.411.442	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.142.144)	20.411.442
Diferencias de cambio	(3.815.162)	(26.097.876)	(2.553.147)	(16.205.851)	(4.187.274)	733.563	38.468	(136.725)	224.703	(76.449)	1.259.748	8.338.177	(9.032.664)	(33.445.161)
Positivas	13.397.034	4.118.624	567.528	3.534.222	10.055.157	3.058.787	183.011	607.408	561.483	710.731	(944.692)	-	23.819.521	12.029.772
Negativas	(17.212.196)	(30.216.500)	(3.120.675)	(19.740.073)	(14.242.431)	(2.325.224)	(144.543)	(744.133)	(336.780)	(787.180)	2.204.440	8.338.177	(32.852.185)	(45.474.933)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	588.374	973.012	114.416	168.494	-	-	-	-	-	-	(136)	-	702.654	1.141.506
Resultado de Otras Inversiones	1.256.099	-	55.781	-	-	-	(130.104)	(10.973)	-	-	(1.311.880)	-	(130.104)	(10.973)
Resultados en Ventas de Activos	278.150	15.374	-	-	575	7.620	450.123	49.379	3.275	(74.543)	-	17.577	732.123	15.407
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	86.215.868	170.637.156	13.730.200	4.330.135	101.345.339	69.600.304	72.286.632	90.254.673	30.018.469	37.436.804	(64.432)	8.348.397	303.532.076	380.607.469
Impuesto Sobre Sociedades	(31.074.736)	(13.087.588)	(4.515.998)	(817.659)	(22.585.619)	(16.302.318)	(28.573.091)	(27.300.660)	(10.000.987)	(14.279.041)	-	-	(96.750.431)	(71.787.266)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	55.141.132	157.549.568	9.214.202	3.512.476	78.759.720	53.297.986	43.713.541	62.954.013	20.017.482	23.157.763	(64.432)	8.348.397	206.781.645	308.820.203
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUPTIDAS	55.141.132	157.549.568	9.214.202	3.512.476	78.759.720	53.297.986	43.713.541	62.954.013	20.017.482	23.157.763	(64.432)	8.348.397	206.781.645	308.820.203
RESULTADO DEL EJERCICIO	55.141.132	157.549.568	9.214.202	3.512.476	78.759.720	53.297.986	43.713.541	62.954.013	20.017.482	23.157.763	(64.432)	8.348.397	206.781.645	308.820.203
Sociedad dominante	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	91.925.575	152.049.570
Accionistas minoritarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	114.856.070	156.770.633

33.4 Generación y distribución por países.

a) Generación

Línea de Negocio	Generación														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
ACTIVOS															
ACTIVOS CORRIENTES	325.717.261	507.744.040	150.980.380	140.991.440	352.600.176	306.278.528	304.249.245	256.813.794	58.879.564	54.343.007	(31.615.387)	(14.751.264)	1.160.811.239	1.251.419.545	
Activos Corrientes en Operación	325.717.261	507.744.040	150.980.380	140.991.440	352.600.176	306.278.528	304.249.245	256.813.794	58.879.564	54.343.007	(31.615.387)	(14.751.264)	1.160.811.239	1.251.419.545	
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	55.375.419	239.557.586	24.469.850	24.950.525	210.066.575	172.292.830	205.840.448	160.939.980	21.872.481	21.294.688	-	-	517.624.773	619.035.609	
Otros activos financieros corrientes	1.087.828	1.536.089	57.751	-	(57.751)	-	-	-	-	-	-	-	1.087.828	1.536.089	
Otros Activos No Financieros, Corriente	1.817.498	3.006.861	5.090.269	5.697.002	341.254	714.402	1.138.384	1.554.560	2.154.105	2.016.998	-	-	10.541.510	12.989.823	
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	116.897.602	165.592.963	98.742.220	88.133.531	84.814.348	80.628.076	55.646.300	55.169.859	12.892.466	11.073.405	17.682.257	(7.437.609)	386.675.193	393.160.225	
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente	80.858.726	35.218.885	20.283.019	18.151.446	31.708.691	32.909.657	37.157.330	32.526.869	10.154.691	8.979.580	(49.297.644)	(7.313.655)	130.864.813	120.472.782	
Inventarios	21.343.087	18.778.149	2.018.948	3.803.384	22.320	22.134	4.466.783	6.622.526	11.805.821	10.975.529	-	-	39.656.959	40.201.722	
Activos por impuestos corrientes	48.337.101	44.053.507	318.323	255.552	25.704.739	19.711.429	-	-	-	2.807	-	-	74.360.163	64.023.295	
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ACTIVOS NO CORRIENTES	4.024.823.967	3.993.095.099	256.764.642	249.643.009	672.094.616	676.395.960	1.354.640.881	1.228.326.578	840.250.030	785.935.394	(1.058.624.463)	(1.080.086.895)	6.089.949.673	5.853.309.145	
Otros activos financieros no corrientes	9.847.914	4.060.933	115.308	-	-	-	-	-	245.794	80.862	-	-	10.209.016	4.141.795	
Otros activos no financieros no corrientes	516.695	550.079	11.630.735	10.805.636	20.095.200	19.728.902	1.199.585	1.092.649	365.902	336.605	-	-	33.808.117	32.513.871	
Derechos por cobrar no corrientes	1.486.126	2.378.486	65.147.244	62.959.282	17.075.309	19.307.193	3.347.296	3.028.768	-	-	-	-	87.055.975	87.673.729	
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente	1.746.461	-	-	-	48.505.295	47.710.556	-	-	-	-	(38.563.419)	(36.752.514)	11.688.337	10.958.042	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.598.192.472	1.598.184.456	3.532.889	3.297.780	11.403.509	11.308.690	1.519	1.366	50.042.923	47.596.359	(1.055.790.069)	(1.076.313.557)	607.383.243	584.075.094	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	7.815.528	8.007.620	249.243	246.210	987.934	4.055.751	19.144.264	17.245.016	487.552	506.047	-	-	28.684.521	30.060.644	
Plusvalía	14.424	13.692	2.879.000	2.780.777	-	-	-	-	11.850.212	11.050.603	94.708.712	88.966.819	109.452.348	102.811.891	
Propiedades, Planta y Equipo	2.382.016.037	2.359.882.964	157.493.568	154.533.019	523.463.688	528.479.286	1.268.114.405	1.148.817.647	772.400.941	724.212.506	(58.979.687)	(55.987.643)	5.044.508.952	4.859.937.779	
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Activos por impuestos diferidos	23.188.310	20.016.869	15.716.655	15.020.305	50.563.681	45.805.582	62.833.812	58.141.132	4.856.706	2.152.412	-	-	157.159.164	141.136.300	
TOTAL ACTIVOS	4.350.541.228	4.500.839.139	407.745.022	390.634.449	1.024.694.792	982.674.488	1.658.890.126	1.485.140.372	899.129.594	840.278.401	(1.090.239.850)	(1.094.838.159)	7.250.760.912	7.104.728.690	

Línea de Negocio	Generación														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS															
PASIVOS CORRIENTES	471.083.688	625.965.349	157.433.744	143.720.453	195.088.115	180.531.897	264.248.881	130.634.275	77.551.741	71.313.577	(64.198.476)	71.313.577	1.101.207.693	1.133.935.750	
Pasivos Corrientes en Operación	471.083.688	625.965.349	157.433.744	143.720.453	195.088.115	180.531.897	264.248.881	130.634.275	77.551.741	71.313.577	(64.198.476)	71.313.577	1.101.207.693	1.133.935.750	
Otros pasivos financieros corrientes	58.706.162	189.810.430	76.813.980	61.487.491	71.849.157	66.171.126	51.660.349	57.137.900	40.241.625	38.334.893	-	38.334.893	299.271.273	412.941.840	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	233.826.687	279.642.827	23.648.345	30.014.055	54.585.896	55.325.502	95.904.221	28.526.181	20.098.334	20.319.427	-	20.319.427	428.063.483	413.827.992	
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	96.477.578	70.031.934	31.994.795	29.317.861	46.565.259	49.239.836	68.227.674	2.477.464	8.977.757	262.056	(64.198.476)	262.056	188.044.587	133.099.350	
Otras provisiones a corto plazo	22.063.435	25.922.905	882.711	1.163.928	2.739.133	1.883.131	25.527	26.684	3.004.123	2.790.365	-	2.790.365	28.714.929	31.787.013	
Pasivos por Impuestos corrientes	54.781.101	57.461.125	23.861.804	21.511.319	19.348.670	7.912.298	43.212.658	37.298.367	4.457.183	8.066.064	-	8.066.064	145.661.416	132.249.173	
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	377.862	367.702	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otros pasivos no financieros corrientes	4.850.863	2.728.426	232.109	225.799	-	4	1.793.408	2.086.648	772.719	1.540.772	-	1.540.772	7.649.099	6.581.649	
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PASIVOS NO CORRIENTES	1.298.936.394	1.310.207.063	154.224.684	160.157.823	275.270.085	270.850.843	470.598.941	424.071.893	381.607.478	358.335.279	(38.563.419)	358.335.279	2.542.074.163	2.487.255.434	
Otros pasivos financieros no corrientes	1.075.359.007	1.089.852.354	89.283.884	98.646.588	166.791.559	162.226.842	451.529.815	406.377.244	210.853.516	200.034.511	-	200.034.511	1.993.817.781	1.957.137.539	
Pasivos no corrientes	6.974.673	7.361.867	28.287	-	16.133.597	16.720.727	-	-	86.460	-	-	-	23.223.017	24.082.594	
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, no corriente	77.190	76.986	39.905.493	37.218.338	47.393.723	46.920.142	-	-	-	-	(38.563.419)	-	48.812.987	46.997.128	
Otras provisiones a largo plazo	9.347.594	9.246.395	-	-	39.121.701	38.132.390	498.399	430.975	11.475.143	10.482.637	-	10.482.637	60.442.837	58.292.397	
Pasivo por impuestos diferidos	186.641.611	184.228.532	13.446.804	13.113.742	5.829.505	6.850.742	-	-	159.192.359	147.818.131	-	147.818.131	365.110.279	352.011.147	
Obligación por Beneficios Post Empleo, No Corriente	9.370.395	9.313.208	-	-	-	-	18.570.727	17.263.674	-	-	-	-	27.941.122	26.576.882	
Otros pasivos no financieros no corrientes	11.165.924	10.127.721	11.560.216	11.179.155	-	-	-	-	-	-	-	-	22.726.140	22.157.747	
PATRIMONIO NETO	2.580.521.146	2.564.666.727	96.086.594	86.756.173	554.336.592	531.291.748	924.042.304	930.434.204	439.970.375	410.629.545	(987.477.955)	410.629.545	3.607.479.056	3.483.537.506	
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	2.580.521.146	2.564.666.727	96.086.594	86.756.173	554.336.592	531.291.748	924.042.304	930.434.204	439.970.375	410.629.545	(987.477.955)	410.629.545	3.607.479.056	3.483.537.506	
Capital emitido	1.912.833.950	2.114.323.325	92.185.037	92.185.037	203.659.553	203.659.553	259.460.190	259.460.190	164.297.758	164.297.758	(1.086.066.572)	164.297.758	1.546.369.916	1.752.378.473	
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.028.425.059	1.133.764.178	3.240.146	3.698.891	18.251.605	124.457.334	22.564.334	138.029.796	9.244.141	21.916.044	142.724.154	21.916.044	1.224.449.439	1.423.967.654	
Primas de emisión	206.008.557	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	206.008.557	-	
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras reservas	(566.746.420)	(683.420.776)	661.411	(9.127.755)	332.425.434	203.174.861	642.017.780	532.944.218	266.428.476	224.415.743	(44.135.537)	224.415.743	630.651.144	307.191.379	
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total Patrimonio Neto y Pasivos	4.350.541.228	4.500.839.139	407.745.022	390.634.449	1.024.694.792	982.674.488	1.658.890.126	1.485.140.372	899.129.594	840.278.401	(1.090.239.850)	840.278.401	7.250.760.912	7.104.728.690	

Línea de Negocio	Generación														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES															
INGRESOS	283.400.259	410.375.167	62.613.584	68.827.938	59.453.088	67.337.969	123.136.386	118.591.102	54.934.770	56.062.654	(222.592)	(216.652)	583.315.495	720.978.178	
Ingresos de actividades ordinarias	283.207.594	409.098.731	60.697.327	68.824.910	59.117.312	67.179.538	123.114.119	118.540.323	54.872.909	55.986.967	(222.592)	(216.652)	580.786.669	719.413.817	
Ventas de energía	279.892.988	400.742.916	59.234.639	66.976.806	59.115.586	48.240.915	122.974.204	118.314.625	52.108.306	51.098.600	-	-	573.325.723	685.373.862	
Otras ventas	217.530	2.857.925	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	217.530	2.857.925	
Otras prestaciones de servicios	3.097.076	5.497.890	1.462.688	1.848.104	1.726	18.938.623	139.915	225.698	2.764.603	4.888.367	(222.592)	(216.652)	7.243.416	31.182.030	
Otros ingresos por naturaleza	192.665	1.276.436	1.916.257	3.028	335.776	158.431	22.267	50.779	61.861	75.687	-	-	2.528.826	1.564.361	
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(145.225.723)	(189.565.731)	(36.523.780)	(41.821.605)	(16.108.622)	(24.129.259)	(60.055.168)	(35.342.380)	(20.036.025)	(11.259.012)	-	-	(277.949.318)	(302.117.987)	
Compras de energía	(23.657.966)	(17.882.676)	(2.162.413)	(2.950.204)	(4.478.453)	(15.098.982)	(30.034.156)	(14.527.774)	(5.269.218)	4.131.500	-	-	(65.602.206)	(46.328.136)	
Consumo de combustible	(95.039.410)	(131.592.791)	(30.712.171)	(33.795.046)	(5.597.708)	(472.664)	(12.190.690)	(3.872.408)	(9.609.077)	(11.799.303)	-	-	(153.149.056)	(181.532.212)	
Gastos de transporte	(24.582.262)	(38.699.180)	(601.077)	(1.811.602)	(1.317.785)	(1.076.697)	(11.139.755)	(11.257.836)	(3.245.785)	(3.099.341)	-	-	(40.886.664)	(55.944.656)	
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(1.946.085)	(1.391.084)	(3.048.119)	(3.264.753)	(4.714.676)	(7.480.916)	(6.690.567)	(5.684.362)	(1.911.945)	(491.868)	-	-	(18.311.392)	(18.312.983)	
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	138.174.536	220.809.436	26.089.804	27.006.333	43.344.466	43.208.710	63.081.218	83.248.722	34.898.745	44.803.642	(222.592)	(216.652)	305.366.177	418.860.191	
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	-	-	-	-	124.981	120.390	-	79.881	-	-	124.981	200.271	
Gastos por beneficios a los empleados	(6.499.109)	(6.802.460)	(2.422.813)	(2.899.069)	(2.599.891)	(2.792.370)	(2.786.641)	(2.841.192)	(1.846.381)	(2.108.169)	-	-	(16.154.835)	(17.443.260)	
Otros Gastos por naturaleza	(12.002.715)	(9.657.800)	(2.505.352)	(3.198.313)	(2.974.510)	(3.017.011)	(6.549.285)	(6.701.828)	(3.748.438)	(5.859.903)	222.592	216.652	(27.557.708)	(28.218.203)	
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	119.672.712	204.349.176	21.161.639	20.908.951	37.770.065	37.399.329	53.870.273	73.826.092	29.303.926	36.915.451	-	-	261.778.615	373.398.999	
Gastos por depreciación y amortización	(24.956.849)	(22.524.190)	(4.964.777)	(6.223.535)	(12.683.533)	(7.945.698)	(9.744.438)	(8.793.667)	(9.591.065)	(9.600.005)	-	-	(61.940.662)	(55.087.095)	
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	94.715.863	181.824.986	16.196.862	14.685.416	25.086.532	29.453.631	44.125.835	65.032.425	19.712.861	27.315.446	-	-	199.837.953	318.311.904	
RESULTADO FINANCIERO	(11.733.708)	(32.848.711)	(7.759.153)	(20.061.181)	(7.413.832)	(7.529.786)	(7.525.424)	(10.841.530)	(3.123.456)	(3.513.806)	1.424.446	8.338.177	(36.131.127)	(66.456.837)	
Ingresos financieros	1.937.168	5.269.332	18.771	1.568.204	3.812.943	4.283.404	1.906.109	3.760.415	110.804	335.728	(723.446)	(833.807)	7.062.349	14.383.276	
Gastos financieros	(20.985.922)	(27.826.223)	(4.826.988)	(5.173.746)	(9.303.328)	(12.604.292)	(9.425.705)	(14.615.446)	(3.486.072)	(3.849.534)	723.446	833.807	(47.304.569)	(63.235.434)	
Resultados por Unidades de Reajuste	(54.308)	9.094.933	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(54.308)	9.094.933	
Diferencias de cambio	7.369.354	(19.386.753)	(2.950.936)	(16.455.639)	(1.923.447)	791.102	(5.828)	13.501	251.812	-	1.424.446	8.338.177	4.165.401	(26.699.612)	
Positivas	8.267.744	4.728.549	166.011	985.532	9.885.111	2.873.031	61.409	63.216	251.812	-	(559.560)	-	18.072.527	8.650.328	
Negativas	(898.390)	(24.115.302)	(3.116.947)	(17.441.171)	(11.808.558)	(2.081.929)	(67.237)	(49.715)	-	-	1.984.006	8.338.177	(13.907.126)	(35.349.940)	
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	588.238	973.012	52	-	-	-	-	-	-	-	-	-	588.290	973.012	
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	-	-	-	(10.973)	-	-	-	-	-	-	(10.973)	
Resultados en Ventas de Activos	(10.472)	(2.668)	-	-	575	3.153	-	49.379	3.275	(86.172)	-	-	(6.622)	(36.308)	
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	83.559.921	149.946.619	8.437.761	(5.375.765)	17.673.275	21.926.998	36.600.411	54.229.301	16.592.680	23.715.468	1.424.446	8.338.177	164.288.494	252.780.798	
Impuesto Sobre Sociedades	(22.378.470)	(18.248.610)	(2.565.926)	1.969.887	578.330	(4.868.520)	(14.711.034)	(18.037.246)	(5.560.976)	(8.291.216)	-	-	(44.638.076)	(47.475.705)	
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	61.181.451	131.698.009	5.871.835	(3.405.878)	18.251.605	17.058.478	21.889.377	36.192.055	11.031.704	15.424.252	1.424.446	8.338.177	119.650.418	205.305.093	
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	61.181.451	131.698.009	5.871.835	(3.405.878)	18.251.605	17.058.478	21.889.377	36.192.055	11.031.704	15.424.252	1.424.446	8.338.177	119.650.418	205.305.093	
RESULTADO DEL EJERCICIO	61.181.451	131.698.009	5.871.835	(3.405.878)	18.251.605	17.058.478	21.889.377	36.192.055	11.031.704	15.424.252	1.424.446	8.338.177	119.650.418	205.305.093	
Sociedad dominante	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Accionistas minoritarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

b) Distribución

Linea de Negocio	Distribución													
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales
		31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$
ACTIVOS														
ACTIVOS CORRIENTES														
Activos Corrientes en Operación														
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	60.470.477	17.933.851	36.344.934	28.163.140	153.901.279	145.450.780	142.499.340	232.157.724	11.451.255	7.898.726	-	-	404.667.285	431.604.221
Otros activos financieros corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros Activos No Financieros, Corriente	3.587.675	3.508.628	4.573.547	4.765.940	10.535.105	12.292.485	519.678	959.511	1.092.101	927.900	-	-	20.308.106	22.454.464
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	143.768.518	169.492.117	66.439.324	55.933.943	375.783.391	358.989.786	102.589.016	93.045.071	46.857.995	41.842.319	-	20.488	735.438.244	719.323.724
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente	1.628.797	1.726.640	217.466	208.445	408.212	465.212	3.929.563	1.874.539	225.530	307.839	(510.831)	(510.563)	5.898.737	4.072.112
Inventarios	1.234.916	1.370.198	3.273.036	3.492.452	1.811.405	1.489.962	7.065.657	5.826.183	4.722.027	3.938.751	-	-	18.107.041	16.117.546
Activos por impuestos corrientes	7.397.483	7.162.684	12.195.757	567.685	34.807.872	15.096.796	212.356	-	231.550	-	-	-	54.845.018	22.827.165
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	1.208.345.287	1.194.415.123	335.604.226	320.067.184	1.906.985.489	1.879.491.174	973.861.154	882.909.627	388.978.311	363.706.049	-	-	4.813.774.467	4.640.589.157
Otros activos financieros no corrientes	26.309	24.920	-	-	-	-	9.212	874	1.712.388	1.647.417	-	-	1.747.909	1.673.211
Otros activos no financieros no corrientes	634.166	491.799	814.183	786.539	59.386.648	59.012.257	-	31.400	61.946	-	-	-	60.896.943	60.321.995
Derechos por cobrar no corrientes	8.754.067	9.640.749	6.883.877	7.846.841	99.239.904	82.241.816	6.400.952	5.864.754	338.201	315.381	-	-	121.617.001	105.909.541
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente	-	-	-	-	212.916	210.855	-	-	-	-	-	-	212.916	210.855
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	601.412.296	578.500.084	34.402	33.228	105.926.646	105.045.877	-	-	-	-	-	-	707.373.344	683.579.189
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15.446.081	16.104.398	3.299.563	2.903.815	1.366.764.852	1.353.856.678	18.197.605	17.026.418	3.156.483	2.924.376	-	-	1.406.864.584	1.392.815.685
Plusvalía	2.240.478	2.240.478	-	-	125.694.098	124.648.965	8.334.631	7.497.542	-	-	-	-	136.269.207	134.386.985
Propiedades, Planta y Equipo	542.053.032	544.647.596	309.240.326	294.838.019	10.589.141	14.398.121	864.638.834	783.737.988	383.709.293	358.818.875	-	-	2.110.230.626	1.996.440.599
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	37.778.858	42.765.099	15.331.875	13.658.742	139.171.284	140.076.605	76.279.920	68.750.651	-	-	-	-	268.561.937	265.251.097
TOTAL ACTIVOS	1.426.433.153	1.395.609.241	458.648.290	413.198.789	2.484.232.753	2.413.276.195	1.230.676.764	1.216.772.655	453.558.769	418.621.584	(510.831)	(490.075)	6.053.038.898	5.856.988.389

Línea de Negocio	Distribución														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS															
PASIVOS CORRIENTES	135.927.620	147.471.992	204.482.018	170.584.075	453.392.733	456.935.441	252.664.493	235.651.234	75.782.288	61.137.029	(510.831)	(490.075)	1.121.738.321	1.071.289.696	
Pasivos Corrientes en Operación	135.927.620	147.471.992	204.482.018	170.584.075	453.392.733	456.935.441	252.664.493	235.651.234	75.782.288	61.137.029	(510.831)	(490.075)	1.121.738.321	1.071.289.696	
Otros pasivos financieros corrientes	12.302	115.477	10.880.187	10.583.980	102.199.882	137.448.492	86.986.341	84.153.139	26.746.117	17.669.038	-	-	226.824.829	249.970.126	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	49.465.123	64.754.414	129.541.920	115.839.550	217.888.973	199.559.790	88.316.782	90.054.931	19.336.912	17.175.620	-	-	504.549.710	487.384.305	
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	65.065.284	59.694.812	2.515.084	2.451.028	102.363.461	104.779.978	38.311.422	34.562.690	14.737.902	11.448.425	(510.831)	(490.075)	222.482.322	212.446.858	
Otras provisiones a corto plazo	4.638.544	7.260.776	26.422.896	21.138.602	6.386.317	6.106.634	3.475.974	3.463.182	7.944.156	8.672.619	-	-	48.867.887	46.641.813	
Pasivos por Impuestos corrientes	12.252.837	11.275.178	20.237.838	6.040.230	22.558.570	7.005.679	32.345.654	20.455.585	4.765.666	4.329.031	-	-	92.160.565	49.105.703	
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	1.239.422	1.239.422	154.879	119.702	-	-	848.092	-	-	-	-	-	2.242.393	1.359.124	
Otros pasivos no financieros corrientes	3.254.108	3.131.913	14.729.214	14.410.983	1.995.530	2.034.868	2.380.228	2.961.707	2.251.535	1.842.296	-	-	24.610.615	24.381.767	
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PASIVOS NO CORRIENTES	229.672.100	219.826.811	55.982.048	54.242.098	929.148.493	923.842.504	442.219.507	393.163.308	220.055.048	213.746.029	-	-	1.877.077.196	1.804.820.750	
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	33.871.298	32.705.156	570.947.122	572.557.839	314.008.633	276.335.677	152.520.314	149.770.579	-	-	1.071.347.367	1.031.369.251	
Pasivos no corrientes	393	450	603.902	478.409	36.183.329	33.236.714	825.963	721.362	-	-	-	-	37.613.587	34.436.935	
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, no corriente	179.175.457	170.085.874	-	-	10.775.920	11.767.969	-	-	-	-	-	-	189.951.377	181.853.843	
Otras provisiones a largo plazo	7.242.103	6.815.239	7.975.350	7.703.251	178.916.764	174.996.080	2.516.137	2.295.015	197.692	184.352	-	-	196.848.046	191.993.937	
Pasivo por impuestos diferidos	24.314.577	24.179.982	11.532.583	11.424.565	62.886.406	62.496.895	58.020.560	51.497.425	67.093.642	63.570.261	-	-	223.847.768	213.169.128	
Obligación por Beneficios Post Empleo, No Corriente	15.705.497	15.292.150	1.983.579	1.915.904	69.438.952	68.787.007	66.848.214	62.313.829	-	-	-	-	153.976.242	148.308.890	
Otros pasivos no financieros no corrientes	3.234.073	3.453.116	15.336	14.813	-	-	-	-	243.400	220.837	-	-	3.492.809	3.688.766	
PATRIMONIO NETO	1.060.833.433	1.028.310.438	198.184.224	188.372.616	1.101.691.527	1.032.498.250	535.792.764	587.958.113	157.721.433	143.738.526	-	-	3.054.223.381	2.980.877.943	
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.060.833.433	1.028.310.438	198.184.224	188.372.616	1.101.691.527	1.032.498.250	535.792.764	587.958.113	157.721.433	143.738.526	-	-	3.054.223.381	2.980.877.943	
Capital emitido	368.494.984	368.494.984	135.477.599	135.477.598	581.523.764	581.523.764	3.934.010	3.934.010	32.841.625	32.841.625	-	-	1.122.271.982	1.122.271.981	
Ganancias (pérdidas) acumuladas	929.432.655	953.527.838	16.059.536	34.889.191	46.384.271	171.869.360	22.218.276	126.241.783	20.122.168	24.352.356	-	-	1.034.216.906	1.310.880.528	
Primas de emisión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras reservas	(237.094.206)	(293.712.384)	46.647.089	18.005.827	473.783.492	279.105.126	509.640.478	457.782.320	104.757.640	86.544.545	-	-	897.734.493	547.725.434	
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.426.433.153	1.395.609.241	458.648.290	413.198.789	2.484.232.753	2.413.276.195	1.230.676.764	1.216.772.655	453.558.769	418.621.584	(510.831)	(490.075)	6.053.038.898	5.856.988.389	

Línea de Negocio	Distribución													
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales
		31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$	31-03-2010 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES														
INGRESOS	211.580.163	282.154.626	75.887.999	94.032.926	475.765.988	393.271.689	186.619.274	168.388.445	75.536.229	76.238.011	-	-	1.025.389.653	1.014.085.697
Ingresos de actividades ordinarias	209.700.952	275.450.832	74.238.532	91.675.488	428.703.814	347.973.338	179.694.695	154.510.482	72.569.065	73.038.963	-	-	964.907.058	942.649.103
Ventas de energía	200.587.949	260.629.163	69.333.398	86.744.296	415.040.287	334.333.863	155.915.346	130.209.543	70.744.882	70.869.405	-	-	911.621.862	882.786.270
Otras ventas	842.088	1.855.469	(329.228)	(729.519)	-	-	421.238	475.751	3.457	2.860	-	-	937.555	1.604.561
Otras prestaciones de servicios	8.270.915	12.966.200	5.234.362	5.660.711	13.663.527	13.639.475	23.358.111	23.825.188	1.820.726	2.166.698	-	-	52.347.641	58.258.272
Otros ingresos por naturaleza	1.879.211	6.703.794	1.649.467	2.357.438	47.062.174	45.298.351	6.924.579	13.877.963	2.967.164	3.199.048	-	-	60.482.595	71.436.594
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(161.343.265)	(224.187.280)	(37.163.466)	(47.222.265)	(293.801.226)	(261.383.401)	(105.438.235)	(89.407.215)	(46.463.917)	(45.473.004)	-	-	(644.210.109)	(667.673.165)
Compras de energía	(158.016.446)	(219.390.864)	(36.586.484)	(46.078.281)	(165.889.803)	(161.231.830)	(79.642.806)	(63.920.282)	(43.254.584)	(42.674.313)	-	-	(483.390.123)	(533.295.570)
Consumo de combustible	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos de transporte	-	-	(192.105)	(583.682)	(21.751.502)	(8.706.322)	(20.439.563)	(17.238.138)	-	-	-	-	(42.383.170)	(26.528.142)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(3.326.819)	(4.796.416)	(384.877)	(560.302)	(106.159.921)	(91.445.249)	(5.355.866)	(8.248.795)	(3.209.333)	(2.798.691)	-	-	(118.436.816)	(107.849.453)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	50.236.898	57.967.346	38.724.533	46.810.661	181.964.762	131.888.288	81.181.039	78.981.230	29.072.312	30.765.007	-	-	381.179.544	346.412.532
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	309.008	520.919	1.856.749	2.296.547	3.787.048	3.722.461	601.958	338.178	325.864	634.662	-	-	6.880.627	7.512.767
Gastos por beneficios a los empleados	(5.845.636)	(6.104.649)	(13.757.407)	(15.825.533)	(20.594.556)	(18.960.954)	(6.881.620)	(5.951.967)	(2.652.399)	(3.197.715)	-	-	(49.731.618)	(50.040.818)
Otros Gastos por naturaleza	(15.316.390)	(14.591.464)	(16.323.999)	(18.649.579)	(38.936.218)	(39.014.109)	(20.426.928)	(18.833.093)	(5.241.296)	(6.803.792)	-	-	(96.244.831)	(97.892.037)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	29.383.880	37.792.152	10.499.876	14.632.096	126.221.036	77.635.686	54.474.449	54.534.348	21.504.481	21.398.162	-	-	242.083.722	205.992.444
Gastos por depreciación y amortización	(6.057.267)	(5.431.296)	(3.670.896)	(4.596.121)	(25.770.170)	(21.007.415)	(14.957.701)	(13.209.824)	(5.201.452)	(5.226.764)	-	-	(55.657.486)	(49.471.420)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	23.326.613	32.360.856	6.828.980	10.035.975	100.450.866	56.628.271	39.516.748	41.324.524	16.303.029	16.171.398	-	-	186.426.236	156.521.024
RESULTADO FINANCIERO	(9.437)	(3.270.707)	(1.757.701)	(1.235.154)	(19.538.027)	(15.012.276)	(5.905.838)	(6.378.433)	(2.851.809)	(2.391.279)	-	-	(30.062.812)	(28.287.849)
Ingresos financieros	2.044.432	2.453.038	1.713.901	2.329.179	9.076.601	10.612.218	3.203.479	2.971.131	349.881	754.007	-	-	16.388.294	19.119.573
Gastos financieros	(2.332.364)	(4.752.333)	(3.664.772)	(3.074.005)	(26.398.276)	(25.633.690)	(9.193.945)	(9.190.588)	(3.228.073)	(3.082.563)	-	-	(44.817.430)	(45.733.179)
Resultados por Unidades de Reajuste	189.793	(585.827)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	189.793	(585.827)
Diferencias de cambio	88.702	(385.585)	193.170	(490.328)	(2.216.352)	9.196	84.628	(158.976)	26.383	(62.723)	-	-	(1.823.469)	(1.088.416)
Positivas	91.275	203.632	196.898	1.808.574	288	9.459	112.157	395.705	98.069	318.761	-	-	498.687	2.736.131
Negativas	(2.573)	(589.217)	(3.728)	(2.298.902)	(2.216.640)	(263)	(27.529)	(554.681)	(71.686)	(381.484)	-	-	(2.322.156)	(3.824.547)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	-	-	-	(130.104)	-	-	-	-	-	(130.104)	-
Resultados en Ventas de Activos	-	755	-	-	-	4.467	450.123	-	-	11.629	-	-	450.123	16.851
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	23.317.176	29.090.904	5.071.279	8.800.821	80.912.839	41.620.462	33.930.929	34.946.091	13.451.220	13.791.748	-	-	156.683.443	128.250.026
Impuesto Sobre Sociedades	(6.595.399)	(2.378.145)	(1.950.072)	(2.787.546)	(21.885.007)	(9.237.052)	(13.140.292)	(8.873.482)	(4.441.285)	(5.960.563)	-	-	(48.012.055)	(29.236.788)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	16.721.777	26.712.759	3.121.207	6.013.275	59.027.832	32.383.410	20.790.637	26.072.609	9.009.935	7.831.185	-	-	108.671.388	99.013.238
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	16.721.777	26.712.759	3.121.207	6.013.275	59.027.832	32.383.410	20.790.637	26.072.609	9.009.935	7.831.185	-	-	108.671.388	99.013.238
RESULTADO DEL EJERCICIO	16.721.777	26.712.759	3.121.207	6.013.275	59.027.832	32.383.410	20.790.637	26.072.609	9.009.935	7.831.185	-	-	108.671.388	99.013.238
Sociedad dominante	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Accionistas minoritarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

34. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.

34.1 Garantías directas.

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos			Saldo pendiente al 31 de marzo de			Liberación de garantías					
	Nombre	Relación		Tipo	Moneda	Valor Contable	Moneda	2010	Dic-09	2011	Activos	2012	Activos	2013	Activos
Bancos Acreedores	Pangue S.A.	Acreedor	Hipoteca y Prenda	Inmuebles y Equipos	M\$	-	M\$	-	370.984	-	-	-	-	-	-
Soc. de Energía de la República Argentina	Endesa Argentina, Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Acciones	M\$	2.184.446	M\$	3.135.429	2.923.298	-	-	-	-	-	-
Mitsubishi	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	56.232.267	M\$	76.142.910	72.279.911	-	-	-	-	-	-
Credit Suisse First Boston	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	17.310.551	M\$	4.578.857	4.346.571	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Endesa Matriz	Acreedor	Boletas		M\$		M\$	284.644	2.728.493	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Edegel	Acreedor	Prenda	Inmuebles y Equipos	M\$	115.077.411	M\$	39.749.465	39.780.681	-	-	-	-	-	-
Banco Santander (Agente de garantía)	G.N.L. Quintero	Coligada	Prenda	Acciones	M\$	10.047.581	M\$	99.474.562	93.151.966	-	-	-	-	-	-
Deutsche Bank (*) / Santander Benelux	Enersis S.A.		Cuenta de depósitos	Cuenta de depósitos	M\$	25.358.474	M\$	103.928.750	108.091.723	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Ampla S.A.		Prenda sobre recaudación y otros		M\$	15.101.040	M\$	109.674.658	135.611.919	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Coelce S.A.		Prenda sobre recaudación y otros		M\$	15.816.683	M\$	121.471.360	124.589.138	-	-	-	-	-	-
International Finance Corporation	CGT Fortaleza S.A.		Hipoteca y Prenda	Inmuebles y Equipos	M\$	185.017.042	M\$	50.512.589	48.053.928	-	-	-	-	-	-
Varios acreedores	Sinapsis Brasil		Hipoteca y Prenda	Inmuebles	M\$	1.553.469	M\$	340.232	337.403	-	-	-	-	-	-
Varios acreedores	Cam Argentina		Prenda	Bonos del gobierno	M\$	129.635	M\$	104.947	101.367	-	-	-	-	-	-

Al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 Enersis y sus filiales tenían compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$ 26.614.822.836 y .M\$ 27.957.381.822 respectivamente.

34.2 Garantías Indirectas.

Acreedor de la Garantía	Deudor		Activos Comprometidos			Saldo pendiente al 31 de marzo de			Liberación de garantías				
	Nombre	Relación	Tipo de Garantía	Tipo Moneda	Valor Contable	Moneda	2010	Dic-09	2011	Activos	2012	Activos	2013
Cédulas de Crédito Bancario	CIEN	Filial	Aval	M\$	176.206.707	M\$	176.206.707	174.741.558	-	-	-	-	-

34.3 Otras informaciones.

El Ministerio de Economía del Gobierno de Chile decretó que los consumos regulados de las distribuidoras, sin contratos de suministro de energía, debían ser servidos por el conjunto de las empresas de generación, a prorrata de sus energía firmes (situación que se produjo entre el 19 de mayo de 2005 y el 31 de diciembre de 2009).

Las reglamentaciones posteriores establecieron que las empresas generadoras recibirán por este concepto, el precio nudo vigente, abonándole o cargándole las diferencias positivas o negativas, respectivamente, que se produzcan con el costo marginal. También determinó que estas diferencias no podrán ser ni superior ni inferior al 20% del precio de nudo y que, en caso que no fuera suficiente, los remanentes se incorporarán en las sucesivas fijaciones de precios de nudo, hasta que se extingan en su totalidad.

El saldo remanente estimado por recuperar de nuestra filial Endesa Chile al 31 de marzo de 2010 asciende a Ch\$120.000 millones. La recuperación y registro contable de este saldo remanente se efectuará a través de recargos adicionales a la tarifa, que serán aplicados y recaudados por las empresas distribuidoras, sobre los consumos futuros de energía de los clientes regulados del sistema

35. DOTACION

La distribución del personal de Enersis, incluyendo la información relativa a las filiales en los cinco países donde está presente el Grupo en Latinoamérica y las entidades de control conjunto, al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009, era la siguiente:

País	31-03-2010				Promedio del periodo
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	116	2.490	581	3.187	3.210
Argentina	34	2.215	850	3.099	3.110
Brasil	49	2.241	685	2.975	3.008
Perú	22	924	187	1.133	1.155
Colombia	26	1.740	133	1.899	1.906
Total	247	9.610	2.436	12.293	12.389

País	31-12-2009				Promedio del periodo
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	120	2.485	620	3.225	3.317
Argentina	33	2.233	846	3.112	3.129
Brasil	50	2.261	719	3.030	3.135
Perú	22	972	193	1.187	1.208
Colombia	29	1.746	141	1.916	1.970
Total	254	9.697	2.519	12.470	12.759

36. HECHOS POSTERIORES.

ENERSIS

- En Junta Ordinaria de Accionistas de Enersis S.A., celebrada el 22 de abril de 2010, se eligió al nuevo directorio de la sociedad por un período de tres años a contar de la fecha de celebración de la misma.

El directorio quedó conformado por las siguientes personas:

- 1.- Pablo Yrarrázaval Valdés
- 2.- Andrea Brentan
- 3.- Rafael Miranda Robredo
- 4.- Hernán Somerville Senn
- 5.- Leonidas Vial Echeverría
- 6.- Eugenio Tironi Barrios
- 7.- Rafael Fernández Morandé

- En Junta Ordinaria de Accionistas de Enersis S.A. celebrada el 22 de abril de 2010, se acordó repartir en dinero un Dividendo Definitivo total de \$ 7,1 por acción, con cargo a la utilidad del ejercicio 2009. Este Dividendo corresponde al 35,11% de la utilidad líquida del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009 y se le imputará el Dividendo Provisorio N°81 de \$2,45677 por acción ya pagado a los accionistas en diciembre de 2009, por lo que en esta ocasión se pagará el saldo de \$4,64323 por acción.

CHILECTRA

- En Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 22 de abril de 2010, se acordó distribuir a contar del 20 de Mayo de 2010, un dividendo definitivo de \$14,003 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio 2009.

- Además en dicha junta se designaron a los siguientes Directores de la Compañía:

- 1.- Macarena Lama Carmona
- 2.- Massimo Tambosco
- 3.- Hernán Felipe Errázuriz Correa
- 4.- Alvaro Pérez de Lema de la Mata
- 5.- Marcelo Llévanes Rebolledo

ENDESA

- En Junta Ordinaria de Accionistas de la Empresa Nacional de Electricidad S.A., celebrada el 22 de abril de 2010, se eligió al nuevo directorio de la sociedad por un período de tres años a contar de la fecha de celebración de la misma.

El directorio quedó conformado por las siguientes personas:

- 1.- Jaime Bauzá Bauzá
- 2.- Paolo Bondi
- 3.- Francesco Buresti
- 4.- José María Calvo-Sotelo Ibáñez-Martín
- 5.- Vittorio Corbo Lioi
- 6.- Jaime Estévez Valencia
- 7.- Luis de Guindos Jurado
- 8.- Felipe Lamarca Claro
- 9.- Jorge Rosenblut

- En Junta Ordinaria de Accionistas de Endesa Chile, celebrada con fecha 22 de abril de 2010, se acordó repartir el día 5 de mayo de 2010 un dividendo de \$17,53050 por acción. Considerando el dividendo provisorio de \$9,31235 por acción pagado en diciembre de 2009, el dividendo definitivo por el ejercicio 2009 ascendió a \$26,84285.

PEHUENCHE

- Con fecha 22 de abril de 2010, la Sociedad informó el siguiente hecho, la Junta Ordinaria de Accionistas de la Compañía, celebrada con fecha 21 de abril de 2010, aprobó el reparto del saldo de dividendo definitivo, ascendente a la suma de \$86,181.507 por acción, con cargo a la utilidad del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2009. Dicho saldo de dividendo se pagará a partir del día 29 de abril del año en curso a los accionistas de la Compañía inscritos en el Registro de Accionistas el quinto día hábil anterior a la fecha establecida para el pago.

La publicación del aviso se efectuó el 22 de abril en el diario El Mercurio de Santiago.

No se han producido otros hechos posteriores significativos entre el 31 de marzo de 2010 y la fecha de emisión de los estados financieros.

37. MEDIO AMBIENTE.

Los gastos ambientales al 31 de marzo de 2010 y 2009 son los siguientes:

Compañía que efectuó el desembolso	Proyecto	31-03-2010 M\$	31-03-2009 M\$
Gasatacama	seguimientos ambientales (calidad del aire, seguimiento marino, etc)	14.268	-
Hydroaysen	Gastos en Educación y Turismo	7.738	-
Edegel S.A.	Monitoreos ambientales, gestión de residuos, mitigaciones y restauraciones.	163.205	14.171
Edesur S.A.	Disposición final de residuos y elementos contaminantes.	7.855	106.644
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Auditoría ISO 14.001 y Resolución ENRE 57/2003 (Seguridad Pública), monitoreo ambiental y actualización de normativa ambiental.	2.663	7.402
Transportadora de Energía S.A.	Auditoría ISO 14.001 y Resolución ENRE 57/2003 (Seguridad Pública), monitoreo ambiental y actualización de normativa ambiental.	3.195	-
Total		198.924	128.217

38. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE NUESTRAS FILIALES Y SOCIEDADES DE CONTROL CONJUNTO.

A continuación incluimos detalle al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009:

	31-03-2010									
	Estados financieros	Activos Corriente M\$	Activos No Corrientes M\$	Total Activos M\$	Pasivos Corrientes M\$	Pasivos No Corrientes M\$	Total Pasivos M\$	Ingresos Ordinarios M\$	Costos Ordinarios M\$	Ganacia (Perdida) M\$
Chilectra S.A.	consolidado	218.087.866	1.208.345.287	1.426.433.153	(135.927.620)	(229.672.100)	(365.599.720)	209.700.952	(172.252.949)	37.448.003
Synapsis Soluc. y Serv. It Ltda.	consolidado	31.111.200	16.525.734	47.636.934	(17.614.334)	(3.123.135)	(20.737.469)	16.407.715	(15.781.367)	626.348
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	consolidado	30.016.075	34.963.479	64.979.554	(3.297.807)	(1.933.150)	(5.230.957)	1.972.938	(982.487)	990.451
Compañía Americana de Multiservicios de Chile Ltda.	consolidado	68.865.295	24.272.122	93.137.417	(33.495.639)	(7.906.300)	(41.401.939)	25.369.693	(27.289.934)	(1.920.241)
Distrilima S.A.	consolidado	6.004.107	52.279.184	58.283.291	(5.265)	-	(5.265)	5.802.418	(2.729)	5.799.689
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	separado	64.580.270	388.978.311	453.558.581	(81.780.942)	(220.055.048)	(301.835.990)	72.569.065	(63.556.401)	9.012.664
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	consolidado	509.000.143	3.123.819.215	3.632.819.358	(510.416.532)	(1.177.789.787)	(1.688.206.319)	259.017.172	(212.005.513)	47.011.659
Endesa Eco S.A.	separado	20.192.090	143.687.681	163.879.771	(153.372.935)	(19.887.683)	(173.260.618)	3.766.436	(3.209.509)	556.927
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	36.078.851	247.633.324	283.712.175	(35.647.608)	(41.279.260)	(76.926.868)	50.224.897	(15.703.270)	34.521.627
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	separado	84.263.425	83.784.328	168.047.753	(58.207.180)	(16.095.656)	(74.302.836)	44.131.276	(38.971.491)	5.159.785
Empresa Eléctrica Pangué S.A.	separado	78.921.937	137.946.006	216.867.943	(82.953.542)	(14.400.140)	(97.353.682)	23.952.524	(12.922.735)	11.029.789
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	21.471.032	79.010.292	100.481.324	(7.529.876)	(6.525.054)	(14.054.930)	10.701.842	(11.208.654)	(506.812)
Inversiones Endesa Norte S.A.	separado	-	25.157.716	25.157.716	(3.242.673)	-	(3.242.673)	-	(18.339)	(18.339)
Gasatacama Holding	separado	64.839.329	169.269.552	234.108.881	(102.922.713)	(25.596.462)	(128.519.175)	40.639.245	(40.626.534)	12.711
Sociedad Concesionaria Túnel el Melón S.A.	separado	19.594.568	17.452.315	37.046.883	(2.184.696)	(15.773.252)	(17.957.948)	2.165.608	(1.405.068)	760.540
Endesa Argentina S.A.	consolidado	3.080.716	39.595.728	42.676.444	(47.113)	-	(47.113)	-	-	19.437
Endesa Costanera S.A.	separado	44.034.705	143.115.281	187.149.986	(116.914.685)	(66.028.986)	(182.943.671)	44.391.565	(43.444.619)	946.946
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	68.555.400	93.872.317	162.427.717	(40.822.324)	(47.577.709)	(88.400.033)	14.843.074	(9.804.412)	5.038.662
Emgesa S.A. E.S.P.	separado	304.249.245	1.354.640.881	1.658.890.126	(264.248.881)	(470.598.941)	(734.847.822)	123.114.119	(101.224.742)	21.889.377
Generandes Perú S.A.	consolidado	7.791.420	203.262.357	211.053.777	(7.634.360)	-	(7.634.360)	7.374.061	(19.833)	7.354.228
Edegel S.A.A.	separado	52.911.009	746.783.981	799.694.990	(56.397.606)	(334.248.013)	(390.645.619)	48.716.582	(40.076.547)	8.640.035
Chinango S.A.	separado	6.351.148	113.006.064	119.357.212	(21.693.788)	(60.981.001)	(82.674.789)	6.621.354	(4.229.685)	2.391.669
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	separado	6.178.933	46.755.705	52.934.638	(24.396.640)	-	(24.396.640)	-	(995.850)	(995.850)
Endesa Brasil S.A.	consolidado	155.442.190	1.172.730.635	1.328.172.825	(61.768.954)	-	(61.768.954)	-	1.725.493	1.725.493
Central Generadora Termoelectrica Fortaleza S.A.	separado	118.279.633	179.730.841	298.010.474	(36.162.902)	(52.012.990)	(88.175.892)	34.715.567	(22.825.007)	11.890.560
Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A.	separado	108.896.334	142.054.030	250.950.364	(11.853.429)	(9.483.738)	(21.337.167)	24.371.534	(10.289.366)	14.082.168
Compañía de Interconexión Energética S.A.	separado	125.424.209	350.309.745	475.733.954	(147.071.784)	(213.773.357)	(360.845.141)	30.211	(7.751.334)	(7.721.123)
Compañía Energética Do Ceará S.A.	separado	207.607.299	678.772.213	886.379.512	170.490.241	715.889.271	886.379.512	184.989.051	(155.863.134)	29.125.917
Ampla Energia e Serviços S.A.	separado	353.148.195	996.586.367	1.349.734.562	(213.883.512)	(614.199.020)	(828.082.532)	243.714.763	(212.416.801)	31.297.962
Ampla Investimentos e Serviços S.A.	separado	834.339	105.926.646	106.760.985	(68.617.525)	-	(68.617.525)	-	(1.587.671)	(1.587.671)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	consolidado	246.058.012	953.054.041	1.199.112.053	(242.614.076)	(424.796.054)	(667.410.130)	172.225.930	(151.737.770)	20.488.160
Empresa Eléctrica de Cundinamarca S.A.	separado	26.055.742	85.069.126	111.124.868	33.193.061	77.931.807	111.124.868	16.446.370	(15.777.851)	668.519
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	123.044.064	335.604.226	458.648.290	(204.482.018)	(55.982.048)	(260.464.066)	74.238.532	(71.117.325)	3.121.207

31-12-2009										
Estados financieros	Activos Corriente M\$	Activos No Corrientes M\$	Total Activos M\$	Pasivos Corrientes M\$	Pasivos No Corrientes M\$	Total Pasivos M\$	Ingresos Ordinarios M\$	Costos Ordinarios M\$	Ganacia (Perdida) M\$	
Chilectra S.A.	consolidado	201.194.118	1.194.415.123	1.395.609.241	147.471.992	219.826.811	367.298.803	1.061.070.988	(855.306.336)	205.764.652
Synapsis Soluc. y Serv. It Ltda.	consolidado	28.912.134	16.922.968	45.835.102	17.358.762	3.154.269	20.513.031	74.219.655	(68.902.742)	5.316.913
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	consolidado	29.801.117	35.598.877	65.399.994	3.722.228	1.924.456	5.646.684	9.871.348	(2.731.187)	7.140.161
Compañía Americana de Multiservicios de Chile Ltda.	consolidado	80.290.795	26.207.497	106.498.292	45.563.544	8.592.112	54.155.656	136.535.810	(137.832.037)	(1.296.227)
Distrilima S.A.	consolidado	54.918.692	363.706.049	418.624.741	61.140.186	213.746.029	274.886.215	285.214.506	(252.118.702)	33.095.804
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	separado	54.913.605	363.706.049	418.619.654	61.137.905	213.746.029	274.883.934	285.214.506	(252.452.604)	32.761.902
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	consolidado	942.361.242	5.226.991.370	6.169.352.612	981.101.681	2.233.249.079	3.214.350.760	2.408.239.446	(1.636.139.092)	772.100.354
Endesa Eco S.A.	separado	20.342.545	141.348.885	161.691.430	151.709.864	19.897.730	171.607.594	5.363.817	(13.478.980)	(8.115.163)
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	66.918.651	250.679.247	317.597.898	93.120.578	41.741.967	134.862.545	199.025.325	(44.152.639)	154.872.686
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	separado	53.986.693	85.953.344	139.940.037	34.584.533	16.770.373	51.354.906	119.444.441	(107.229.856)	12.214.585
Empresa Eléctrica Pangue S.A.	separado	64.692.377	139.047.187	203.739.564	77.357.564	14.588.592	91.946.156	102.435.170	(27.600.506)	74.834.664
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	18.895.799	79.166.484	98.062.283	4.768.430	6.362.133	11.130.563	59.026.738	(52.369.255)	6.657.483
Inversiones Endesa Norte S.A.	separado	-	25.157.716	25.157.716	3.224.334	-	3.224.334	-	(166.553)	(166.553)
Gasatacama Holding	separado	114.435.229	316.349.769	430.784.998	187.876.998	42.467.597	230.344.595	343.304.368	(319.083.247)	24.221.121
Sociedad Concesionaria Túnel el Melón S.A.	separado	17.507.583	18.587.880	36.095.463	2.090.726	15.675.501	17.766.227	6.092.068	(1.160.459)	4.931.609
Endesa Argentina S.A.	consolidado	118.381.851	236.958.705	355.340.556	143.599.544	122.228.745	265.828.289	293.388.675	(284.129.957)	9.258.718
Endesa Costanera S.A.	separado	46.132.764	139.465.744	185.598.508	108.896.949	73.587.167	182.484.116	228.090.396	(238.967.631)	(10.877.235)
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	59.552.103	91.442.295	150.994.398	35.636.058	48.641.578	84.277.636	65.298.279	(46.084.169)	19.214.110
Emgesa S.A. E.S.P.	separado	256.813.794	1.228.326.578	1.485.140.372	130.634.275	424.071.893	554.706.168	500.829.922	(362.272.335)	138.557.587
Generandes Perú S.A.	consolidado	54.343.007	785.935.394	840.278.401	71.313.577	358.335.279	429.648.856	212.448.615	(171.641.977)	40.806.638
Edegel S.A.A.	separado	50.563.350	699.489.852	750.053.202	55.480.341	309.812.958	365.293.299	197.723.819	(162.768.423)	34.955.396
Chinango S.A.	separado	3.874.902	103.736.922	107.611.824	16.093.363	61.224.726	77.318.089	15.511.080	(14.352.555)	1.158.525
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	separado	8.111.503	86.908.393	95.019.896	37.110.402	-	37.110.402	-	(5.994.071)	(5.994.071)
Endesa Brasil S.A.	consolidado	893.078.804	2.406.346.709	3.299.425.513	577.155.133	1.141.081.701	1.718.236.834	1.711.404.371	(1.364.089.971)	347.314.400
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	separado	87.928.488	182.920.900	270.849.388	25.278.405	49.516.510	74.794.915	134.940.094	(63.564.728)	71.375.366
Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A.	separado	91.279.739	142.472.021	233.751.760	11.003.768	9.298.289	20.302.057	88.299.914	(37.997.130)	50.302.784
Compañía de Interconexión Energética S.A.	separado	127.070.301	351.003.039	478.073.340	144.249.724	212.036.044	356.285.768	91.427.196	(88.648.012)	2.779.184
Compañía Energética Do Ceará S.A.	separado	191.087.737	792.573.748	983.661.485	168.439.779	307.791.206	476.230.985	640.026.534	(522.045.742)	117.980.792
Ampla Energia e Serviços S.A.	separado	341.853.282	981.871.549	1.323.724.831	222.039.416	616.051.298	838.090.714	884.182.453	(785.368.668)	98.813.785
Ampla Investimentos e Serviços S.A.	separado	844.002	105.045.877	105.889.879	66.456.246	-	66.456.246	18.119.070	(8.357.451)	9.761.619
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	consolidado	333.863.028	882.909.627	1.216.772.655	235.651.234	393.163.308	628.814.542	684.122.654	(556.287.367)	127.835.287
Empresa Eléctrica de Cundinamarca S.A.	separado	29.937.971	76.304.505	106.242.476	25.954.531	31.814.970	57.769.501	80.777.391	(76.030.326)	4.747.065
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	93.131.605	320.067.184	413.198.789	170.584.075	54.242.098	224.826.173	315.723.562	(298.830.258)	16.893.304

ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS:

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/03/2010			% Participación a 31/12/2009			Relación	País	Actividad	Empresa auditora
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total				
96.773.290-7	Aguas Santiago Poniente S.A.	Peso Chileno	0,00%	78,88%	78,88%	0,00%	78,88%	78,88%	Filial	Chile	Servicios Sanitarios	Deloitte
Extranjero	Ampla Energia E Serviços S.A.	Real	13,68%	78,25%	91,93%	13,68%	78,25%	91,93%	Filial	Brasil	Producción, Transporte Y Distribución de Energía Eléctrica	Agn Canarim (Gaap Local) - Deloitte (Niif - Chile Gaap - Soc, Etc)
Extranjero	Ampla Investimentos E Serviços S.A.	Real	13,68%	78,25%	91,93%	13,68%	78,25%	91,93%	Filial	Brasil	Producción, Transmisión, Transformación, Distribución Y Comercio de Energía Eléctrica	Deloitte
Extranjero	Atacama Finance Co	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Islas Caimán	Sociedad de Cartera	Ernst & Young
Extranjero	Cam Brasil Multiservicios Ltda.	Real	0,00%	99,99%	99,99%	0,00%	99,99%	99,99%	Filial	Brasil	Compra Y Venta de Productos Relacionados con la Electricidad	Deloitte
Extranjero	Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	Real	0,00%	99,61%	99,61%	0,00%	99,61%	99,61%	Filial	Brasil	Generación y Comercialización de Energía Eléctrica	Deloitte
76.003.204-2	Central Eólica Canela S.A.	Peso Chileno	0,00%	75,00%	75,00%	0,00%	75,00%	75,00%	Filial	Chile	Promoción y Desarrollo Proyectos de Energía Renovables	Kpmg Auditores
Extranjero	Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Desarrollo de un Proyecto de Generación Termoeléctrica	Deloitte
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Peso Chileno	0,00%	51,00%	51,00%	0,00%	51,00%	51,00%	Control Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico	Kpmg Auditores
99.573.910-0	Chilectra Inversud S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Sociedad de Cartera	Pkf Auditores
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Peso Chileno	99,08%	0,01%	99,09%	99,08%	0,01%	99,09%	Filial	Chile	Participación en Empresas de cualquier naturaleza	Pkf Auditores
Extranjero	Chinango S.A.C.	Nuevos Soles	0,00%	80,00%	80,00%	0,00%	80,00%	80,00%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica	Kpmg Auditores
Extranjero	Compañía Americana de Multiservicios de Argentina Ltda.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Cont. De Redes Eléctricas, Postal, Calib. de Med.	Deloitte
96.543.670-1	Compañía Americana de Multiservicios de Chile Ltda.	Peso Chileno	99,99%	0,00%	99,99%	99,99%	0,00%	99,99%	Filial	Chile	Compra, Venta de Productos relacionados con la Electricidad	Deloitte
Extranjero	Compañía Americana de Multiservicios de Colombia Ltda.	Peso Colombiano	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Colombia	Servicios Técnicos de Calibración Y Medición	Deloitte
Extranjero	Compañía Americana de Multiservicios Del Perú Ltda.	Nuevos Soles	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Perú	Compra, Venta y Distribución de Productos Relacionados con la Electricidad	Deloitte
Extranjero	Compañía de Interconexión Energética S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica	Deloitte
Extranjero	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Peso Argentino	0,00%	99,99%	99,99%	0,00%	99,99%	99,99%	Filial	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica	Deloitte
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	Peso Colombiano	12,47%	9,35%	21,82%	12,47%	9,35%	21,82%	Filial	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica	Deloitte

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/03/2010			% Participación a 31/12/2009			Relación	País	Actividad	Empresa auditora
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total				
96.783.220-0	Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ciclo Completo de Energía Eléctrica	Kpmg Auditores
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica	Kpmg Auditores
Extranjero	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Real	0,00%	58,87%	58,87%	0,00%	58,87%	58,87%	Filial	Brasil	Ciclo Completo de Energía Eléctrica	Agn Canarim (Gaap Local) - Deloitte (Niif - Chile Gaap - Soc, Etc)
Extranjero	Compañía Peruana de Electricidad S.A.	Nuevos Soles	0,10%	50,90%	51,00%	0,10%	50,90%	51,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera	Deloitte
77.625.850-4	Consorcio Ara- Ingendesa Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Consultora de Ingeniería de Proyectos	Kpmg Auditores
76.738.990-6	Consorcio Ara- Ingendesa Sener Ltda.	Peso Chileno	0,00%	33,33%	33,33%	0,00%	33,33%	33,33%	Asociada	Chile	Ejecución y Cumplimiento del Contrato de Ingeniería Básica Línea Maipu	Kpmg Auditores
77.573.910-K	Consorcio Ingendesa Minimetall Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Servicios de Ingeniería	Kpmg Auditores
96.764.840-K	Constructora y Proyectos Los Maitenes S.A.	Peso Chileno	0,00%	55,00%	55,00%	0,00%	55,00%	55,00%	Filial	Chile	Construcción e Instalaciones	Deloitte
Extranjero	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Peso Colombiano	0,00%	49,00%	49,00%	0,00%	49,00%	49,00%	Control Conjunto	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica	Deloitte
Extranjero	Distrielec Inversora S.A.	Peso Argentino	27,19%	24,31%	51,50%	27,19%	24,31%	51,50%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera	Kpmg Auditores
Extranjero	Edegel S.A.A	Nuevos Soles	0,00%	83,60%	83,60%	0,00%	83,60%	83,60%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica	Kpmg Auditores
96.806.130-5	Electrogas S.A	Dólar	0,00%	99,97%	99,97%	0,00%	99,97%	99,97%	Asociada	Chile	Sociedad de Cartera	Kpmg Auditores
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Nuevos Soles	0,00%	26,87%	26,87%	0,00%	26,87%	26,87%	Filial	Colombia	Generación de Energía Eléctrica.	Deloitte
Extranjero	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	Nuevos Soles	24,00%	51,68%	75,68%	24,00%	51,68%	75,68%	Filial	Perú	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica	Deloitte
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Peso Colombiano	0,00%	82,34%	82,34%	0,00%	82,34%	82,34%	Control Conjunto	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica	Deloitte
96.588.800-4	Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Prestación de Servicios de Ingeniería	Kpmg Auditores
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Peso Argentino	16,02%	77,21%	93,23%	16,02%	77,21%	93,23%	Filial	Argentina	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica	Kpmg Auditores
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ciclo Completo de Energía y Materiales Afines	PKF Auditores
96.589.170-6	Empresa Eléctrica Pangue S.A.	Peso Chileno	0,00%	94,99%	94,99%	0,00%	94,99%	94,99%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica	Kpmg Auditores
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Peso Chileno	0,00%	92,65%	92,65%	0,00%	92,65%	92,65%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica	Kpmg Auditores
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A	Peso Chileno	59,98%	0,00%	59,98%	59,98%	0,00%	59,98%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica	Kpmg Auditores
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera	Kpmg Auditores
Extranjero	Endesa Brasil S.A.	Real	22,06%	9,00%	31,06%	22,06%	9,00%	31,06%	Filial	Brasil	Sociedad de Cartera	Deloitte
Extranjero	Endesa Cernsa S.A.	Peso Argentino	0,00%	45,00%	45,00%	0,00%	45,00%	45,00%	Asociada	Argentina	Compra Venta Mayorista de Energía Eléctrica	Deloitte
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Peso Argentino	0,00%	69,76%	69,76%	0,00%	69,76%	69,76%	Filial	Argentina	Generación y Comercialización de Electricidad	Kpmg Auditores

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/03/2010			% Participación a 31/12/2009			Relación	País	Actividad	Empresa auditora
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total				
96.827.970-K	Endesa Eco S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Proyectos de Energías Renovables	Kpmg Auditores
96.526.450-7	Endesa Inversiones Generales S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Sociedad de Cartera	Kpmg Auditores
Extranjero	Endesa Market Place	Dólar	15,00%	0,00%	15,00%	15,00%	0,00%	15,00%	Asociada	España	B2B (Nuevas Tecnologías)	-
Extranjero	Energex Co.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Islas Caimán	Sociedad de Cartera	Ernst & Young
Extranjero	EN-Brasil Comercio e Serviços S.A.	Real	0,00%	99,99%	99,99%	0,00%	0,00%	0,00%	Asociada	Brasil	Sociedad de Cartera	Deloitte
Extranjero	Eólica Fanzenda Nova-Geracao e Comercializacao de Energia S.A.	Real	0,00%	99,95%	99,95%	0,00%	0,00%	0,00%	Asociada	Brasil	Promoción y Desarrollo Proyectos de Energía Renovables	Deloitte
96.830.980-3	Gas Atacama S.A.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Administración y Dirección de Sociedades	Ernst & Young
Extranjero	Gasoducto Atacama Argentina S.A.	Dólar	0,00%	49,99%	49,99%	0,00%	49,99%	49,99%	Control Conjunto	Chile	Transporte de Gas Natural	Kpmg Auditores
78.882.820-9	Gasoducto Atacama Chile S.A.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Transporte de Gas Natural	Ernst & Young
77.032.280-4	Gasoducto Taltal Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Transporte de Gas Natural	Ernst & Young
Extranjero	Generandes Perú S.A.	Nuevos Soles	0,00%	61,00%	61,00%	0,00%	61,00%	61,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera	Kpmg Auditores
76.418.940-K	GNL Chile.S.A.	Peso Chileno	0,00%	33,33%	33,33%	0,00%	33,33%	33,33%	Asociada	Chile	Promover proyecto para suministro de gas licuado	Ernst & Young
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Dólar	0,00%	20,00%	20,00%	0,00%	20,00%	20,00%	Asociada	Chile	Desarrollo, Diseño, Suministro de un Terminal de Regasificación de Gas Natural Licuado	Ernst & Young
76.041.891-9	Hydroaysén Transmisión S.A.	Peso Chileno	0,00%	51,00%	51,00%	0,00%	51,00%	51,00%	Control Conjunto	Chile	Desarrollar Sistemas de Transmisión Eléctrica	Kpmg Auditores
Extranjero	Hydroeléctrica El Chocón S.A.	Peso Argentino	0,00%	67,67%	67,67%	0,00%	67,67%	67,67%	Filial	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica	Kpmg Auditores
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Peso Argentino	0,00%	96,09%	96,09%	0,00%	96,09%	96,09%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera	Kpmg Auditores
Extranjero	Ingendesa do Brasil Ltda.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Consultora de Ingeniería de Proyectos	Kpmg Auditores
79.913.810-7	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	Peso Chileno	99,99%	0,00%	99,99%	99,99%	0,00%	99,99%	Filial	Chile	Construcciones y Obras	Deloitte
Extranjero	Inversiones Codensa S.A.	Peso Colombiano	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	99,70%	99,70%	Filial	Colombia	Inversiones en Actividades de Servicios Públicos Domiciliarios de Energía	Deloitte
Extranjero	Inversiones Distrilima S.A.	Nuevos Soles	34,99%	15,38%	50,37%	34,99%	15,38%	50,37%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera	Deloitte
96.889.570-2	Inversiones Electrogas S.A.	Peso Chileno	0,00%	42,50%	42,50%	0,00%	42,50%	42,50%	Asociada	Chile	Sociedad de Cartera	Kpmg Auditores
96.887.060-2	Inversiones Endesa Norte S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Inversiones Proyectos Energéticos Norte de Chile	Kpmg Auditores
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Transporte de Gas Natural	Ernst & Young

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/03/2010			% Participación a 31/12/2009			Relación	País	Actividad	Empresa auditora
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total				
Extranjero	Inversora Codensa S.A.S.	Peso Colombiano	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Colombia	Inversión en Actividades de Servicios Públicos Domiciliarios de Energía	Deloitte
Extranjero	Investluz S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Sociedad de Cartera	Deloitte
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Peso Chileno	0,00%	26,20%	26,20%	0,00%	26,20%	26,20%	Asociada	Chile	Servicios	Kpmg Auditores
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Transporte, Distribución y Venta de Energía y Combustibles	Pkf Auditores
96905700-K	Progas S.A.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Distribución de Gas	Ernst & Young
Extranjero	Sacme S.A.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Asociada	Argentina	Supervisión y Control Sistema Eléctrico	Estudio Alonso Hidalgo Y Asoc.
99.584.600-4	Sistema Sec S.A.	Peso Chileno	0,00%	49,00%	49,00%	0,00%	49,00%	49,00%	Control Conjunto	Chile	Provisión de Sistemas de Señalización, Electrificación y Comunicación	Deloitte
77.047.280-6	Sociedad Agrícola de Cameros Ltda.	Peso Chileno	0,00%	57,50%	57,50%	0,00%	57,50%	57,50%	Filial	Chile	Inversiones Financieras	Deloitte
78.970.360-4	Sociedad Agrícola e Inmobiliaria Pastos Verdes Ltda.	Peso Chileno	0,00%	55,00%	55,00%	0,00%	55,00%	55,00%	Filial	Chile	Inversiones Financieras	Deloitte
96.671.360-7	Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ejecución, Construcción y Explotación del Túnel El Melón	Kpmg Auditores
79197570-6	Sociedad Consorcio Ingendesa-Ara Limitada	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Santiago de Chile (Chile)	Prestación de Servicios de Ingeniería	Kpmg Auditores
Extranjero	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Peso Colombiano	0,00%	4,90%	4,90%	0,00%	4,90%	4,90%	Asociada	Colombia	Administración de Puertos	Deloitte
Extranjero	Southern Cone Power Argentina S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera	Kpmg Auditores
Extranjero	Synapsis Argentina S.R.I.	Peso Argentino	5,00%	95,00%	100,00%	5,00%	95,00%	100,00%	Filial	Argentina	Servicios Informáticos	Deloitte
Extranjero	Synapsis Brasil Ltda.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Servicios Informáticos	Deloitte
Extranjero	Synapsis Colombia Ltda.	Peso Colombiano	0,20%	99,80%	100,00%	0,20%	99,80%	100,00%	Filial	Colombia	Servicios Informáticos	Deloitte
Extranjero	Synapsis Perú S.R.I.	Nuevos Soles	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Perú	Servicios y Productos Informáticos y de Telecomunicación	Deloitte
96.529.420-1	Synapsis Soluciones Y Servicios It Ltda.	Peso Chileno	99,99%	0,01%	100,00%	99,99%	0,01%	100,00%	Filial	Chile	Suministrar y Comercializar Servicios y Equipos Informáticos	Deloitte
Extranjero	Termoeléctrica José de San Martín S.A.	Peso Argentino	0,00%	20,86%	20,86%	0,00%	20,86%	20,86%	Asociada	Argentina	Construcción y Explotación de una Central de Ciclo combinado	Ernst & Young
Extranjero	Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.	Peso Argentino	0,00%	20,86%	20,86%	0,00%	20,86%	20,86%	Asociada	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica	Deloitte
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Transporte y Distribución de Energía Eléctrica	Deloitte
Extranjero	Transportadora de Energía S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica	Deloitte

ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN:

Sociedad	% Participación a 31 de marzo de 2010				% Participación a 31 de diciembre de 2009			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	-	-	-	Integración proporcional	0,00%	49,00%	49,00%
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	-	-	-	Integración global	0,00%	4,90%	4,90%	Integración global

ANEXO N° 3 SOCIEDADES ASOCIADAS:

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	%Participación a 31/03/2010			%Participación a 31/12/2009			País	Actividad	Empresa auditora
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.806.130-5	Electrogas S.A	Dólar	0,00%	99,97%	99,97%	0,00%	99,97%	99,97%	Chile	Sociedad de Cartera	Kpmg Auditores
Extranjero	Endesa Cemsa S.A.	Peso Argentino	0,00%	45,00%	45,00%	0,00%	45,00%	45,00%	Argentina	Compra Venta Mayorista de Energía Eléctrica	Deloitte
Extranjero	Endesa Market Place	Dólar	15,00%	0,00%	15,00%	15,00%	0,00%	15,00%	España	B2B (Nuevas Tecnologías)	-
76.418.940-K	GNL Chile.S.A.	Peso Chileno	0,00%	33,33%	33,33%	0,00%	33,33%	33,33%	Chile	Promover proyecto para suministro de gas licuado	Ernst & Young
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Dólar	0,00%	20,00%	20,00%	0,00%	20,00%	20,00%	Chile	Desarrollo, Diseño, Suministro de un Terminal de Regacificación de Gas Natural Licuado	Ernst & Young
96.889.570-2	Inversiones Electrogas S.A.	Peso Chileno	0,00%	42,50%	42,50%	0,00%	42,50%	42,50%	Chile	Sociedad de Cartera	Kpmg Auditores
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Peso Chileno	0,00%	26,20%	26,20%	0,00%	26,20%	26,20%	Chile	Servicios	Kpmg Auditores
Extranjero	Sacme S.A.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Argentina	Supervisión y Control Sistema Eléctrico	Estudio Alonso Hidalgo Y Asoc.

c) Obligaciones por Arrendamiento Financiero

- Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	03-2010							12-2009						
								Corriente			No Corriente				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	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
91.081.000-	Endesa S.A. (Chile)	Chile	87.509.100	Abengoa Chile	Chile	US\$	6,40%	587.658	1.766.181	2.353.839	4.701.293	4.109.634	21.976.567	30.787.494	554.228	1.680.476	2.234.704	4.463.401	3.896.027	21.420.167	29.779.595
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Scottiabank	Perú	US\$	2,03%	2.980.057	8.497.267	11.477.324	32.984.189	10.582.124	26.277.781	69.844.094	2.200.935	8.439.132	10.640.067	32.300.512	10.101.808	26.354.524	68.756.844
96.830.980-	Gas Atacama S.A.	Chile	96.976.410	Gasred S.A.	Chile	US\$	8,27%	74.571	223.166	297.737	222.196	-	-	222.196	70.737	212.201	282.938	281.357	-	-	281.357
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	BBVA	Perú	Soles	6,30%	341.577	1.020.946	1.362.523	476.620	-	-	476.620	324.545	971.217	1.295.762	774.627	-	-	774.627
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	COMAFI	Argentina	\$ Arg	21,19%	213.589	640.787	854.376	1.402.298	661.606	-	2.063.904	204.234	609.693	813.927	1.411.773	748.771	-	2.160.544
Totales								4.197.452	12.148.347	16.345.799	39.786.596	15.353.364	48.254.348	103.394.308	3.354.679	11.912.719	15.267.398	39.231.670	14.746.606	47.774.691	101.752.967

d) Otras Obligaciones

- Individualización de Otras Obligaciones

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	03-2010							12-2009							
								Corriente			No Corriente				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	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	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	622.512	10.196.560	10.819.072	16.294.374	11.896.966	-	28.191.340	4.181.796	5.441.296	9.623.092	18.442.282	14.377.659	-	32.819.941	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda no garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	622.512	10.196.559	10.819.071	16.294.374	11.896.967	-	28.191.341	4.181.796	5.441.296	9.623.092	18.442.282	14.377.658	-	32.819.940	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	N/A	1.422.068	1.827.492	3.249.560	3.560.826	-	-	3.560.826	77.062	235.468	312.530	3.223.239	-	-	3.223.239	
96.827.970-	Endesa Eco S.A.	Chile	96601250-	Inversiones Centinela S.A.	Chile	US\$	N/A	-	-	-	12.313.096	-	-	12.313.096	-	-	-	-	-	-	-	11.688.452
Extranjera	Endesa Brasil S.A.	Brasil	Extranjera	IFC	Brasil	US\$	N/A	-	56.556.471	56.556.471	-	-	-	-	-	55.438.210	55.438.210	-	-	-	-	-
Totales								2.667.091	78.777.082	81.444.173	48.462.670	23.793.933	-	72.256.603	8.440.654	66.556.270	74.996.924	51.796.255	28.755.317	-	80.551.572	

ANEXO N° 5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA:

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-03-2010 M\$	31-12-2009 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			16.872.403	116.551.541
	Dólares	Pesos chileno	1.885.241	83.606.901
	Dólares	Pesos Colombianos	2.001	2.381
	Dólares	Soles	2.322.973	8.287.053
	Dólares	Peso Argentino	12.662.188	24.655.206
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes			37.669.662	35.725.419
	Dólares	Pesos chileno	37.669.662	35.725.419
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			325.306	288.225
	Dólares	Pesos chileno	261.243	261.245
	Euros	Pesos chileno	64.063	26.980
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			54.867.371	152.565.185
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			54.867.371	152.565.185
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación			10.050.405	10.131.240
	Dólares	Pesos chileno	10.050.405	10.131.240
Plusvalía			505.027.661	483.812.158
	Reales	Soles	11.850.212	11.050.603
	Reales	Pesos chileno	331.488.830	318.282.817
	Pesos Colombianos	Pesos chileno	8.557.960	10.748.633
	Soles	Pesos chileno	124.872.978	116.436.507
	Peso Argentino	Pesos chileno	28.257.681	27.293.598
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			515.078.066	493.943.398
TOTAL ACTIVOS			569.945.437	646.508.583

PATRIMONIO Y PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-03-2010					31-12-2009				
			Hasta 90 días	de 91 días a 1 año	más de 1 año a 3 años	más de 3 años a 5 años	más de 5 años	Hasta 90 días	de 91 días a 1 año	más de 1 año a 3 años	más de 3 años a 5 años	más de 5 años
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES												
Otros pasivos financieros corrientes	Dólares		38.547.142	147.278.795	-	-	-	43.554.407	296.210.202	-	-	-
	Dólares	Pesos chileno	18.793.551	56.201.440	-	-	-	18.113.650	182.060.113	-	-	-
	Dólares	Reales	5.296.022	36.059.865	-	-	-	1.018.392	67.795.684	-	-	-
	Dólares	Pesos Colombianos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Dólares	Soles	9.161.547	19.497.625	-	-	-	9.805.622	22.697.008	-	-	-
	Dólares	Peso Argentino	5.296.022	35.519.865	-	-	-	14.616.743	23.657.397	-	-	-
			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta			38.547.142	147.278.795	-	-	-	43.554.407	296.210.202	-	-	-
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			38.547.142	147.278.795	-	-	-	43.554.407	296.210.202	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES												
Otros pasivos financieros no corrientes			-	-	373.565.817	657.015.478	652.854.980	-	-	418.332.850	631.476.249	639.707.341
	Dólares	Pesos chileno	-	-	213.562.617	595.204.535	573.355.426	-	-	254.073.486	573.118.679	553.353.780
	Dólares	Reales	-	-	28.108.632	18.559.301	22.767.127	-	-	26.976.832	14.097.354	25.725.061
	Dólares	Pesos Colombianos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Dólares	Soles	-	-	79.770.055	19.457.709	56.732.427	-	-	76.423.201	15.504.899	60.628.500
	Dólares	Peso Argentino	-	-	52.124.513	23.793.933	-	-	-	60.859.331	28.755.317	-
			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES			-	-	373.565.817	657.015.478	652.854.980	-	-	418.332.850	631.476.249	639.707.341
TOTAL PASIVOS			38.547.142	147.278.795	373.565.817	657.015.478	652.854.980	43.554.407	296.210.202	418.332.850	631.476.249	639.707.341