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

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

correspondientes al periodo terminado
al 30 de junio de 2010

ENERSIS y FILIALES

Miles de Pesos

El presente documento consta de 3 secciones:

- Informe de los auditores independientes
- Estados Financieros Consolidados
- Notas a los Estados Financieros Consolidados

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES REVISION DE ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS

A los señores Accionistas de
Enersis S.A.

Hemos revisado el estado consolidado de situación financiera intermedio de Enersis S.A. y Filiales al 30 de junio de 2010 adjunto y los estados consolidados intermedios integral de resultados por los períodos de seis y tres meses terminados el 30 de junio de 2010 y 2009 y los correspondientes estados de flujo de efectivo y de cambios en el patrimonio por los períodos de seis meses terminados en esas fechas. Los estados financieros consolidados intermedios y sus correspondientes notas preparados de acuerdo con NIC 34 "Información Financiera Intermedia" incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) emitidas por el International Accounting Standard Board (IASB) son responsabilidad de la Administración de Enersis S.A. No hemos revisado los estados financieros de ciertas filiales y coligadas cuyos estados financieros reflejan activos ascendentes a un 39,91% del estado consolidado de situación financiera intermedio al 30 de junio de 2010 e ingresos que representan un 43,28% y 50,44% de los correspondientes totales consolidados por el período de seis meses terminados al 30 de junio de 2010 y 2009, respectivamente. Dichos estados financieros fueron revisados por otros auditores, cuyos informes nos han sido proporcionados, y nuestro informe aquí presentado, en la medida que se relaciona con las cifras correspondientes a esas sociedades en los períodos que corresponda, está basada únicamente en tales informes.

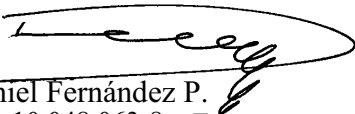
Hemos efectuado nuestras revisiones de acuerdo con normas de auditoría establecidas en Chile para una revisión de información financiera intermedia. Una revisión de información financiera intermedia consiste principalmente en aplicar procedimientos analíticos y efectuar indagaciones a las personas responsables de los asuntos financieros y contables. El alcance de esta revisión es significativamente menor que el de una auditoría efectuada de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile, cuyo objetivo es expresar una opinión sobre los estados financieros tomados en su conjunto. Por lo tanto no expresamos tal opinión.

Basados en nuestras revisiones y en los informes de revisión intermedia de otros auditores independientes, no tenemos conocimiento de cualquier modificación significativa que debiera efectuarse a los estados financieros consolidados intermedios mencionados en el primer párrafo, para que estos estén de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Con fecha 27 de enero de 2010 emitimos una opinión sin salvedades sobre los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2009 y 2008 de Enersis S.A. y Filiales, preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), en los cuales se incluye el estado consolidado de situación financiera al 31 de diciembre 2009 que se presenta en los estados financieros consolidados adjuntos, además de sus correspondientes notas.



Julio 27, 2010



Daniel Fernández P.
Rut: 10.048.063-8

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	676.755.156	1.134.900.821
Otros activos financieros corrientes	6	1.395.365	1.536.149
Otros activos no financieros corriente		31.083.479	38.501.822
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	7	1.259.530.011	1.138.646.562
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	8	29.096.460	19.014.232
Inventarios	9	64.335.380	56.319.268
Activos por impuestos corrientes	10	132.916.492	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		2.195.112.343	2.501.094.806
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	11	63.708.216	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		63.708.216	70.360.851
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		2.258.820.559	2.571.455.657
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	6	24.950.311	30.496.757
Otros activos no financieros no corrientes		98.765.992	94.255.253
Derechos por cobrar no corrientes	7	218.646.164	194.977.413
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	12	12.344.173	21.281.461
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13	1.511.176.573	1.446.122.245
Plusvalía	14	1.532.956.051	1.501.351.933
Propiedades, planta y equipo	15	7.209.136.234	6.864.071.242
Propiedad de inversión	16	31.079.150	31.231.839
Activos por impuestos diferidos	17	467.505.548	454.896.521
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES		11.106.560.196	10.638.684.664
TOTAL DE ACTIVOS		13.365.380.755	13.210.140.321

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009

(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	18	635.077.803	732.428.083
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	21	970.244.725	976.506.464
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	8	78.715.628	111.955.779
Otras provisiones a corto plazo	22	100.006.893	100.024.455
Pasivos por impuestos corrientes	10	137.394.764	185.285.671
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	23	6.498.202	4.915.167
Otros pasivos no financieros corrientes		45.477.539	33.621.553
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		1.973.415.554	2.144.737.172
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	11	41.608.048	50.650.366
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		2.015.023.602	2.195.387.538
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	18	3.597.854.080	3.543.625.719
Pasivos no corrientes	21	45.115.849	58.727.503
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	8	2.609.897	3.556.672
Otras provisiones a largo plazo	22	255.229.534	250.286.912
Pasivo por impuestos diferidos	17	606.896.818	573.049.297
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	23	190.826.088	182.688.990
Otros pasivos no financieros no corrientes		28.311.847	25.814.046
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		4.726.844.113	4.637.749.139
TOTAL PASIVOS		6.741.867.715	6.833.136.677
PATRIMONIO			
Capital emitido	24	2.824.882.835	2.824.882.835
Ganancias acumuladas	24	1.923.908.797	1.817.613.206
Primas de emisión	24	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	24.5	(1.201.242.720)	(1.282.776.134)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		3.706.308.560	3.518.479.555
Participaciones no controladoras	24.6	2.917.204.480	2.858.524.089
PATRIMONIO TOTAL		6.623.513.040	6.377.003.644
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS		13.365.380.755	13.210.140.321

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES
Estados de Resultados Integrales Consolidados

 Por los periodos terminados al 30 de junio de 2010 y 2009 y trimestre abril junio
 (En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	enero - junio		abril - junio	
		2010 M\$	2009 M\$	2010 M\$	2009 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	25	2.972.213.469	3.105.842.961	1.555.228.382	1.548.965.107
Otros ingresos, por naturaleza	25	156.240.811	168.485.240	93.228.791	95.137.454
Total de Ingresos		3.128.454.280	3.274.328.201	1.648.457.173	1.644.102.561
Materias primas y consumibles utilizados	26	(1.641.618.562)	(1.654.129.676)	(870.748.357)	(807.519.068)
Margen de Contribución		1.486.835.718	1.620.198.525	777.708.816	836.583.493
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		14.831.382	14.476.247	7.825.774	6.763.209
Gastos por beneficios a los empleados	27	(177.604.432)	(177.469.071)	(92.968.225)	(88.622.933)
Gasto por depreciación y amortización	28	(235.748.158)	(220.995.854)	(115.372.540)	(113.947.768)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	28	(17.989.087)	(18.923.639)	(9.892.030)	(10.974.508)
Otros gastos por naturaleza	29	(233.973.704)	(228.103.199)	(116.211.927)	(104.867.324)
Resultado de Explotación		836.351.719	989.183.009	451.089.868	524.934.169
Otras ganancias (pérdidas)	30	1.291.881	2.001.603	689.862	1.997.169
Ingresos financieros	31	71.496.961	67.896.115	47.474.596	32.919.968
Costos financieros	31	(224.842.599)	(217.825.616)	(127.960.594)	(111.095.877)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	12	463.588	1.626.864	(239.066)	485.358
Diferencias de cambio	31	14.052.586	(24.157.460)	23.085.250	9.287.701
Resultado por unidades de reajuste	31	(7.663.776)	21.345.534	(6.521.632)	934.092
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		691.150.360	840.070.049	387.618.284	459.462.580
Gasto por impuestos a las ganancias	32	(221.489.620)	(149.062.762)	(124.739.189)	(77.275.496)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		469.660.740	691.007.287	262.879.095	382.187.084
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)		469.660.740	691.007.287	262.879.095	382.187.084
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		198.173.195	360.905.854	106.247.620	208.856.284
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		271.487.545	330.101.433	156.631.475	173.330.800
GANANCIA (PÉRDIDA)		469.660.740	691.007.287	262.879.095	382.187.084
Ganancia por acción básica					
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	6,07	11,05	3,25	6,40
Ganancia (pérdidas) por acción básica en operaciones discontinuadas	\$ / acción	-	-	-	-
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	6,07	11,05	3,25	6,40
Ganancias por acción diluidas					
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	6,07	11,05	3,25	6,40
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedentes de operaciones discontinuadas	\$ / acción	-	-	-	-
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$ / acción	6,07	11,05	3,25	6,40

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados

Por los periodos terminados al 30 de junio de 2010 y 2009 y trimestre abril junio

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - junio		abril - junio	
		2010 M\$	2009 M\$	2010 M\$	2009 M\$
Ganancia (Pérdida)		469.660.740	691.007.287	262.879.095	382.187.084
Componentes de otro resultado integral antes de impuestos					
Diferencias de cambio por conversión					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos		348.021.019	(438.841.770)	94.503.076	152.641.450
Total diferencias de cambio por conversión		348.021.019	(438.841.770)	94.503.076	152.641.450
Activos financieros disponibles para la venta					
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta antes de impuestos		1.743	68.137	(669)	68.137
Total activos financieros disponibles para la venta		1.743	68.137	(669)	68.137
Coberturas del flujo de efectivo					
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		(67.796.741)	122.989.470	(2.704.373)	77.187.370
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		(4.865.497)	(668.428)	(5.409.393)	(416.064)
Total coberturas del flujo de efectivo		(72.662.238)	122.321.042	(8.113.766)	76.771.306
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos		5.279.196	(11.052.144)	3.307.943	(7.420.003)
Total Otros componentes de otro resultado integral antes de impuestos		280.639.720	(327.504.735)	89.696.584	222.060.890
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral					
Impuesto a las ganancias relacionado con activos financieros disponibles para la venta		(297)	-	113	-
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		12.370.464	4.941.476	1.473.161	(2.815.066)
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		(1.728.736)	88.700	(1.791.424)	(1.082.275)
Total de impuestos a las ganancias		10.641.431	5.030.176	(318.150)	(3.897.341)
Total Otro Resultado Integral		291.281.151	(322.474.559)	89.378.434	218.163.549
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		760.941.891	368.532.728	352.257.529	600.350.633
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		281.034.933	282.239.814	154.119.471	316.483.582
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		479.906.958	86.292.914	198.138.058	283.867.051
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		760.941.891	368.532.728	352.257.529	600.350.633

ENERSIS Y SOCIEDADES FILIALES

Estado de cambio en el Patrimonio Neto

Por los períodos terminados al 30 de junio de 2010 y 2009

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de Emisión	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 varias	Otras reservas				
Saldo Inicial al 01/01/2010	2.824.882.835	158.759.648	196.973.210	(188.691.145)	-	41.699	(1.291.099.898)	(1.282.776.134)	1.817.613.206	3.518.479.555	2.858.524.089	6.377.003.644
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)									198.173.195	198.173.195	271.487.545	469.660.740
Otro resultado integral			118.839.710	(37.307.502)	1.328.324	1.206		82.861.738		82.861.738	208.419.413	291.281.151
Resultado integral										281.034.933	479.906.958	760.941.891
Dividendos									(93.205.928)	(93.205.928)		(93.205.928)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios					(1.328.324)			(1.328.324)	1.328.324	-	(421.226.567)	(421.226.567)
Total de cambios en patrimonio	-	-	118.839.710	(37.307.502)	-	1.206	-	81.533.414	106.295.591	187.829.005	58.680.391	246.509.396
Saldo Final al 30/06/2010	2.824.882.835	158.759.648	315.812.920	(225.998.647)	-	42.905	(1.291.099.898)	(1.201.242.720)	1.923.908.797	3.706.308.560	2.917.204.480	6.623.513.040

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de Emisión	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 varias	Otras reservas				
Saldo Inicial al 01/01/2009	2.824.882.835	158.759.648	283.959.611	(276.767.607)	-	9.565	(1.291.099.898)	(1.283.898.329)	1.391.570.726	3.091.314.880	2.937.816.340	6.029.131.220
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)									360.905.854	360.905.854	330.101.433	691.007.287
Otro resultado integral			(140.389.253)	66.049.993	(4.370.261)	43.481		(78.666.040)		(78.666.040)	(243.808.519)	(322.474.559)
Resultado integral										282.239.814	86.292.914	368.532.728
Dividendos									(138.044.787)	(138.044.787)		(138.044.787)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios					4.370.261			4.370.261	(4.370.261)	-	(232.130.008)	(232.130.008)
Total de cambios en patrimonio	-	-	(140.389.253)	66.049.993	-	43.481	-	(74.295.779)	218.490.806	144.195.027	(145.837.094)	(1.642.067)
Saldo Final al 30/06/2009	2.824.882.835	158.759.648	143.570.358	(210.717.614)	-	53.046	(1.291.099.898)	(1.358.194.108)	1.610.061.532	3.235.509.907	2.791.979.246	6.027.489.153

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Flujos de Efectivos Consolidados

Por los periodos terminados al 30 de junio de 2010 y 2009 y trimestre abril junio

(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Indirecto	Nota	enero - junio	
		2010 M\$	2009 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Ganancia (Pérdida)		469.660.740	691.007.287
Ajustes por conciliación de ganancias (pérdidas)			
Ajustes por gasto por impuestos a las ganancias	32	221.489.620	149.062.762
Ajustes por disminuciones (incrementos) en los inventarios		16.364.853	90.982
Ajustes por disminuciones (incrementos) en cuentas por cobrar de origen comercial		(71.545.450)	(12.240.311)
Ajustes por disminuciones (incrementos) en otras cuentas por cobrar derivadas de las actividades de operación		(71.496.961)	(67.896.115)
Ajustes por incrementos (disminuciones) en cuentas por pagar de origen comercial		25.699.809	(205.961.722)
Ajustes por gastos de depreciación y amortización	28	235.748.158	220.995.854
Ajustes por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	28	17.989.087	18.923.639
Ajustes por provisiones		(1.470.290)	20.732.078
Ajustes por pérdidas (ganancias) de moneda extranjera no realizadas	31	(14.052.586)	24.157.460
Ajustes por ganancias no distribuidas de asociadas	12	(463.588)	(1.626.864)
Otros ajustes por partidas distintas al efectivo		(103.137.148)	2.000.513
Otros ajustes para los que los efectos sobre el efectivo son flujos de efectivo de inversión o financiación.		232.506.375	196.480.082
Total de ajustes por conciliación de ganancias (pérdidas)		487.631.879	344.718.358
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(203.072.764)	(222.844.937)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(512.414)	(224.982)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		753.707.441	812.655.726
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		-	(19.912.162)
Préstamos a entidades relacionadas		-	(7.298.935)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		2.745.450	1.973.229
Compras de propiedades, planta y equipo		(209.164.675)	(257.817.481)
Importes procedentes de ventas de activos intangibles		1.114.430	3.921.635
Compras de activos intangibles		(89.292.157)	(83.643.088)
Anticipos de efectivo y préstamos concedidos a terceros		(2.995.960)	-
Dividendos recibidos		5.171.491	5.145.647
Intereses recibidos		1.568.664	1.878.491
Otras entradas (salidas) de efectivo		10.965.531	(24.312.684)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(279.887.226)	(380.065.348)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		156.664.496	406.877.680
Total importes procedentes de préstamos		156.664.496	406.877.680
Pagos de préstamos		(442.224.723)	(373.659.112)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(4.748.837)	(2.683.939)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(4.574.295)	(1.427.669)
Dividendos pagados		(440.009.169)	(259.653.180)
Intereses pagados		(111.443.313)	(143.436.170)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(90.636.505)	(340.309.512)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(936.972.346)	(714.291.902)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(463.152.131)	(281.701.524)
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		5.006.466	(89.278.055)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(458.145.665)	(370.979.579)
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	676.755.156	947.082.246

ENERSIS S.A. 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%.....	15
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.....	21
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.....	24
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.....	26
n) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	26
o) Impuesto a las ganancias.....	26
p) Reconocimiento de ingresos y gastos.....	27
q) Ganancia (pérdida) por acción.....	27
r) Dividendos.....	27
s) Estado de flujos de efectivo.....	28
4. Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico.....	29
4.1 Generación.....	29
4.2 Distribución.....	31
5. Efectivo y equivalentes al efectivo.....	36
6. Otros activos financieros.....	37
7. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.....	37
8. Saldos y transacciones con partes relacionadas.....	38
8.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	38
8.2 Directorio y personal clave de la gerencia.....	39
8.3 Retribución del personal clave de la gerencia.....	41
8.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.....	42

<u>Índice</u>	<u>Página</u>
9. Inventarios.....	42
10. Activos y pasivos por impuestos	42
11. Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.....	43
12. Inversiones en asociadas contabilizadas por el método de la participación y sociedades de control conjunto.....	45
12.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación.....	45
12.2 Sociedades con control conjunto.....	46
13. Activos intangibles distintos de la plusvalía.....	47
14. Plusvalía.....	49
15. Propiedades, planta y equipo.....	50
16. Propiedad de inversión.....	53
17. Impuestos diferidos.....	54
18. Otros pasivos financieros.....	55
18.1 Detalle de préstamos que devengan intereses.....	56
18.2 Desglose por monedas y vencimientos de préstamos bancarios.....	56
18.3 Desglose por monedas y vencimientos de obligaciones no garantizadas.....	59
18.4 Desglose por monedas y vencimientos de obligaciones garantizadas.....	63
18.5 Deuda de cobertura.....	63
18.6 Otros aspectos.....	63
19. Política de gestión de riesgos.....	64
19.1 Riesgo de tasa de interés	64
19.2 Riesgo de tipo de cambio.....	65
19.3 Riesgo de commodities	65
19.4 Riesgo de liquidez	65
19.5 Riesgo de crédito	65
19.6 Medición del riesgo.....	66
20. Instrumentos financieros.....	67
20.1 Clasificación de instrumentos financieros de activos por naturaleza y categoría.....	67
20.2 Instrumentos derivados.....	68
20.3 Jerarquías del valor razonable.....	70
21. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.....	71
22. Provisiones.....	71
22.1 Provisiones.....	71
22.2 Litigios y arbitrajes.....	73
23. Obligaciones por beneficios post empleo.....	78
23.1 Aspectos Generales.....	78
23.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros.....	78
23.3 Otras revelaciones.....	81
24. Patrimonio	82
24.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.....	82
24.2 Reservas por diferencias de conversión.....	83
24.3 Gestión del capital.....	83
24.4 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.....	83
24.5 Otras reservas.....	83
24.6 Participaciones no controladoras.....	84

25. Ingresos.....	85
26. Materias primas y consumibles utilizados.....	85
27. Gastos por beneficios a los empleados.....	86
28. Gastos por depreciación, amortización y pérdida por deterioro.....	86
29. Otros gastos por naturaleza.....	86
30. Otras ganancias (pérdidas).....	87
31. Resultado financiero.....	87
32. Impuesto a las ganancias.....	88
33. Información por segmento.....	88
33.1 Criterios de segmentación.....	88
33.2 Generación, distribución y otros.....	89
33.3 Países.....	92
33.4 Generación y distribución por países.....	95
34. Garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros compromisos.....	101
34.1 Garantías directas.....	101
34.2 Garantías Indirectas.....	101
34.3 Otras informaciones.....	102
35. Dotación.....	102
36. Hechos posteriores.....	103
37. Medio ambiente.....	103
38. Información financiera resumida de nuestras filiales y sociedades de control conjunto.....	104
Anexo N°1 Sociedades que componen el grupo Enersis.....	106
Anexo N°2 Variaciones del perímetro de consolidación.....	110
Anexo N°3 Sociedades asociadas.....	111
Anexo N°4 Información adicional sobre deuda financiera.....	112
Anexo N°5 Detalle de activos y pasivos en moneda extranjera.....	117

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTES AL PERIODO TERMINADO AL 30 DE JUNIO 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 12.212 trabajadores al 30 de junio de 2010. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el primer semestre de 2010 fue de 12.335 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.m.

2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

2.1 Principios contables.

Los estados financieros consolidados intermedios de Enersis y filiales al 30 de junio 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 27 de julio de 2010.

Estos estados financieros consolidados intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Enersis y filiales al 30 de junio 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 30 de junio 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, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
NIIF 3 revisada: <i>Combinaciones de negocio.</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009.
Enmienda a NIC 39: <i>Elección de partidas cubiertas.</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009.
Enmienda a NIC 27: <i>Estados financieros consolidados y separados.</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009.
Mejoramientos de las NIIF (emitidas en 2009).	Mayoritariamente a períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009.
Enmienda a NIIF 2: <i>Pagos basados en acciones.</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2010.
CINIIF 17 <i>Distribuciones a los propietarios de activos no monetarios.</i>	Períodos 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, Interpretaciones y Enmiendas	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>	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011.
CINIIF 19 <i>Liquidación de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio</i>	Períodos 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>	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011.
Mejoramientos de las NIIF (emitidas en 2010).	Mayoritariamente a períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2011.

El Grupo está evaluando el impacto que tendrá la NIIF 9 a la fecha de su aplicación efectiva. La Administración estima que el resto de Normas, Interpretaciones y Enmiendas pendientes de aplicación no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados de Enersis y filiales.

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 pendiente de lectura 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.I).
- 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.o).

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 consolidados intermedios, 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 semestre 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 del 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 24.5).

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 4,96% y un 6,36%. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 5.626.500 y M\$ 5.219.470 durante los periodos terminados al 30 de junio 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\$ 7.580.295 y M\$ 8.066.949 durante los periodos terminados al 30 de junio 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 24.5).

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.e) 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
Empresa Distribuidora Sur S.A. Edesur (Distribución)	Argentina	95 años	78 años
Hidroeléctrica El Chocón S.A. (Generación)	Argentina	30 años	13 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	85 años	77 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	87 años	77 años
Central Eléctrica Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	30 años	17 años
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A. (Generación)	Brasil	30 años	21 años
Compañía de Interconexión Energética S.A. Cien (Transporte, Línea 1)	Brasil	20 años	10 años
Compañía de Interconexión Energética S.A Cien (Transporte, Línea 2)	Brasil	20 años	12 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 3d.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 razonable 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 24.5 y 14).

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 aquel atribuido a los propietarios de la controladora. Durante el primer semestre 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\$ 0 y M\$ 890.188 al 30 de junio de 2010 y 2009, respectivamente.

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

Durante los periodos terminados al 30 de junio de 2010 y 2009, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso por un monto de M\$ 7.251.087 y M\$ 6.409.298, 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 Serviços S.A. (*)	Distribución de energía eléctrica	Brasil	30 años	16 años
Companhia Energética do Ceará S.A. (*)		Brasil	30 años	18 años
Concesionaria Túnel El Melón S.A	Infraestructura vial	Chile	23 años	6 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 7).

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 2010 y 2009, no se 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	Nuevo sol peruano	9,09%	
Colombia	Peso colombiano	11,45%	

Los supuestos utilizados para determinar el valor de uso al 30 de junio de 2010 no presentan cambios importantes respecto a los existentes al 31 de diciembre de 2009.

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 financiero (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 remedición 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 retenidos, 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 intermedios 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 30 de junio de 2010, no existen acciones propias en cartera, no habiéndose realizado en el ejercicio 2009 ni durante el primer semestre 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 teniendo en cuenta las limitaciones establecidas por la CINIIF 14 “NIC 19 Límite de un activo por prestaciones definidas, obligación de mantener un nivel mínimo de financiación y su iteración”.

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, incluido en límite establecido en la CINIIF 14, 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 se 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 período, 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 semestre de 2010, el Grupo no ha realizado ningún tipo de operación de potencial efecto dilutivo que suponga una ganancia por acción diluida 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 entidades 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 período, 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 kms. 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 kms.

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 el Grupo opera existen distintas regulaciones. En general, las legislaciones de Brasil, Argentina, Perú y Colombia permiten la participación de capitales privados en el sector eléctrico, defendiendo 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.

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.

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 (SEC), 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 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 CNE 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 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, el cual se encuentra actualmente en etapa de desarrollo.

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 SIC 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 SIC 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.

Con fecha 16 de abril de 2010, se ha publicado en el Diario Oficial el Decreto N°1/2010, el cual fija precios de nudo promedio para suministros de electricidad, con ocasión de la entrada en vigencia de contratos de suministro licitados de conformidad a lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos. Este decreto aplicará en forma retroactiva a partir del 1 de enero de 2010.

El 02 de julio de 2010, se publicó el Decreto N°82 del Ministerio de Energía, que fija los precios de nudo, con aplicación retroactiva a partir del 1° de mayo de 2010.

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

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.

Similarmente, 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. Los últimos reajustes anuales fueron realizados por Aneel para Ampla en marzo de 2010 y para Coelce en abril de 2010.

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 Perú 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.

En Perú en el año 2009 concluyó el proceso de fijación del peaje que reconoce las inversiones en los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión para el periodo julio 2006 - abril 2013, que rigen a partir del 1° de noviembre del 2009.

En Chile durante el año 2010 se adelanta el proceso tarifario para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014.

5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

- a) La composición del rubro al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Efectivo en caja	447.884	2.033.228
Saldos en bancos	238.699.192	280.296.850
Depósitos a corto plazo	366.272.220	631.827.134
Otros instrumentos de renta fija	71.335.860	220.743.609
Total	676.755.156	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:

Moneda	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$
\$ Chilenos	119.776.017	171.799.777
\$ Arg	47.424.454	28.624.735
\$ Col	116.318.373	395.598.094
Real	310.194.439	370.793.677
Soles	32.390.870	21.485.345
US\$	50.651.003	146.599.193
Total	676.755.156	1.134.900.821

- c) A continuación se muestran los montos pagados, producto de adquisiciones de asociadas, negocios conjuntos y otras empresas, durante el primer semestre 2010 y ejercicio 2009:

Adquisiciones de asociadas y otras empresas	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Importes por adquisiciones pagados en efectivo y equivalentes al efectivo	-	(19.912.162)
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 2.4.2 y 14, es consolidada proporcionalmente por nuestra filial Codensa.

6. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición de este rubro al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

Otros activos financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 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	-	-	89.240	88.838
Beneficios post-empleo (Superávit)	-	-	2.078.743	-
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	-	-	16.869.650	24.548.711
Otros activos	1.269.593	60	429.813	465.038
Instrumentos derivados de cobertura (*)	-	-	2.621.562	2.238.039
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	125.772	1.536.089	437.425	732.253
Total	1.395.365	1.536.149	24.950.311	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 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	30-06-2010		31-12-2009	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	1.422.442.321	221.083.699	1.300.346.770	198.609.866
Deudores comerciales, bruto	1.305.489.899	139.067.585	1.254.497.316	128.738.890
Otras cuentas por cobrar, bruto	116.952.422	82.016.114	45.849.454	69.870.976

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	30-06-2010		31-12-2009	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	1.259.530.011	218.646.164	1.138.646.562	194.977.413
Deudores comerciales, neto	1.147.972.513	136.970.033	1.097.562.493	126.907.444
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	111.557.498	81.676.131	41.084.069	68.069.969

(1) Incluye una cuenta por cobrar no corriente por aplicación de CINIIF 12 "Acuerdos sobre Concesión de Servicios" por un monto de M\$ 60.027.616 al 30 de junio de 2010 y M\$ 52.553.181 al 31 de diciembre de 2009.

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 30 de junio 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	
	30-06-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Con antigüedad menor de tres meses	256.002.877	170.338.640
Con antigüedad entre tres y seis meses	34.060.650	29.491.746
Con antigüedad entre seis y doce meses	22.388.770	67.272.982
Con antigüedad mayor a doce meses	113.546.752	108.528.471
Total	425.999.049	375.631.839

Incluye un monto por MM\$ 35.115, 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.

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	27.745.302
Montos castigados	(28.986.903)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	3.063.076
Saldo al 31 de diciembre de 2009	165.332.661
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	17.989.087
Montos castigados	(10.284.937)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(7.686.966)
Saldo al 30 de junio de 2010	165.349.845

(*) ver nota 28 Pérdidas por deterioro de otros activos.

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	
							30-06-2010	31-12-2009	30-06-2010	31-12-2009
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Soles	Otras	Menos de 90 días	49.283	187.654	-	-
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	CH\$	Otras	Menos de 90 días	1.581	5.199	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	\$ Col	Otras	Menos de 90 días	38.242	23.575	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	US\$	Reembolso gastos	Menos de 90 días	245.658	245.659	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	\$ Arg	Otras	Menos de 90 días	425	52.688	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	US\$	Otras	Menos de 90 días	13.610	-	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	CH\$	Otras	Menos de 90 días	2.444	-	-	-
Extranjera	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Colombia	Relac. Matriz	\$ Col	Cta cte mercantil	Menos de 90 días	5.970	-	-	-
Extranjera	Eléctrica Cabo Blanco S.A.	Argentina	Matriz Común	Soles	Otras	Menos de 90 días	951	1.579	-	-
Extranjera	Generalma S.A.	Perú	Matriz Común	CH\$	Otras	Menos de 90 días	16.960	1.579	-	-
Extranjera	Enel	Italia	Matriz Última	CH\$	Otras	Menos de 90 días	26.141	219.278	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otras	Menos de 90 días	165.435	154.115	-	-
Extranjera	CEMSA	Argentina	Asociada	\$ Arg	Cta Cte Mercantil	Menos de 90 días	19.146.264	16.241.814	-	-
Extranjera	CEMSA	Argentina	Asociada	CH\$	Cta Cte Mercantil	Menos de 90 días	6.496	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	65.833	26.980	-	-
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	CH\$	Otras	Menos de 90 días	343.391	424.958	-	-
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otras	Menos de 90 días	323.929	-	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Otras	Menos de 90 días	7.805.543	577.755	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Préstamos	Menos de 90 días	343.809	285.024	-	-
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otras	Menos de 90 días	492.520	547.668	-	-
Total							29.096.460	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	
							30-06-2010	31-12-2009	30-06-2010	31-12-2009
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Soles	Otras	Menos de 90 días	635.218	718.613	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	148.155	144.655	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	36.317.342	72.313.821	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	Real	Dividendos	Menos de 90 días	11.095.983	582	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A. (1)	España	Relac. Matriz	US\$	Prestamos	Mas de un año	2.896.738	2.644.130	2.609.897	3.556.672
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	\$ Col	Otras	Menos de 90 días	324.369	-	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	US\$	Otras	Menos de 90 días	7.532	-	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otras	Menos de 90 días	89.530	99.036	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otras	Menos de 90 días	419.893	263.041	-	-
Extranjera	CEMSA	Argentina	Asociada	\$ Arg	Cta Cte Mercantil	Menos de 90 días	8.223.085	16.763.778	-	-
Extranjera	CEMSA	Argentina	Asociada	Real	Servicios prestados	Menos de 90 días	18.556.568	19.000.085	-	-
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	US\$	Otras	Menos de 90 días	1.215	8.038	-	-
Total							78.715.628	111.955.779	2.609.897	3.556.672

(1) 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	30-06-2010 M\$	30-06-2009 M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Compras de Energía	(6.694.334)	(4.983.302)
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	140.194	102.041
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Venta de Energía	2.648	758.589
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	15.952	16.731
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz	Préstamos	(92.316)	(238.306)
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz	Diferencias de cambio	(838.417)	-
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	154.481	408.690
Extranjera	Eléctrica Cabo Blanco S.A.	Colombia	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	(1.106)	-
Extranjera	Generalima S.A.	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	208.738	49.415
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Diferencias de cambio	-	(17.474)
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Chile	Asociada	Venta de Energía	323.929	-
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Chile	Asociada	Préstamos	-	41.272
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Chile	Asociada	Diferencias de cambio	-	(286.784)
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	Otras prestaciones de servicios	(343.969)	(408.235)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz Última	Otras prestaciones de servicios	175.358	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Peajes de Gas	(1.267.491)	-
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	546	1.269
Total					(8.215.787)	(4.556.094)

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 22 de abril de 2010. 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 Ordinaria de Accionistas de Enersis S.A..

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 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 36 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:

Se pagará al Comité de Directores una remuneración variable anual equivalente al 0,11765 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 Comité de Directores.

Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 24 UF en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 12 UF 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.

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 Ordinaria de Accionistas, apruebe la Memoria, Balance y Estados Financieros e informes de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2010.

A continuación se detallan las retribuciones percibidas del directorio al 30 de junio de 2010 y 2009.

RUT	Nombre	Cargo	30-06-2010				
			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 - junio 2010	27.374	-	759	-
Extranjero	Andrea Bentran (1)	Vicepresidente	enero - junio 2010	-	-	-	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo (2)	Director	enero - junio 2010	13.687	-	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría (3)	Director	abril - junio 2010	5.314	-	2.280	-
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé (3)	Director	abril - junio 2010	5.314	-	2.280	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - junio 2010	13.688	-	4.564	1.520
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios	Director	enero - junio 2010	12.927	-	764	-
5.206.994-7	Patricio Claro Grez (4)	Director	enero - abril 2010	8.374	-	2.284	1.520
TOTAL				86.678	-	12.931	3.040

RUT	Nombre	Cargo	30-06-2009				
			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 - junio 2009	26.070	-	3.818	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo (2)	Vicepresidente	enero - junio 2009	19.778	-	-	-
48.077.275-K	Pedro Larrea Paguaga	Director	enero - junio 2009	13.809	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - junio 2009	13.809	-	4.592	2.301
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios	Director	enero - junio 2009	13.809	-	-	-
5.206.994-7	Patricio Claro Grez (4)	Director	enero - junio 2009	13.809	-	4.592	2.301
4.108.103-1	Juan Eduardo Errázuriz Ossa (5)	Director	enero - junio 2009	13.809	-	-	1.538
TOTAL				114.893	-	13.002	6.140

(1) El Sr. Andrea Bentran renunció a sus honorarios y dietas que le corresponden como miembro del Directorio de la compañía.

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

(3) Director desde el 27 de abril de 2010.

(4) Director hasta el 27 de abril de 2010.

(5) 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
23.363.734-3	Urrea Gómez Alba Marina (**)	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

(**) a partir del 15 de abril de 2010

Las remuneraciones devengadas por el personal clave de la Gerencia ascienden a M\$ 1.190.314 por el periodo terminado a 30 de junio del 2010 (M\$ 1.215.499 al 30 de junio 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 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al	
	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Materias primas	9.990.219	3.461.372
Mercaderías	497.356	1.467.734
Suministros para la producción	41.667.533	42.152.882
Otros inventarios (*)	12.180.272	9.237.280
Total	64.335.380	56.319.268
Detalle de otros inventarios		
(*) Otros inventarios	12.180.272	9.237.280
Inventarios para proyectos y repuestos	3.348.924	3.492.452
Materiales eléctricos	8.923.340	5.837.556
Provisión obsolescencia otros materiales	(91.992)	(92.728)

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 30 de junio de 2010 las materias primas e insumos reconocidos como costo de ventas ascienden a M\$ 345.649.144 (M\$ 356.327.710 al 30 de junio de 2009). Ver nota 26.

Al 30 de junio 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 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

Activos por impuestos	Saldo al	
	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Pagos provisionales mensuales	24.010.400	20.644.496
IVA crédito fiscal	64.336.173	51.159.855
Crédito por utilidades absorbidas	15.914.108	17.116.026
Créditos por gastos de capacitación	221.908	251.365
Otros	28.433.903	23.004.210
Total	132.916.492	112.175.952

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

Pasivos por Impuestos	Saldo al	
	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Impuesto a la Renta	62.984.280	118.845.936
IVA débito fiscal	41.069.273	37.272.870
Provisión para impuestos	1.110.334	3.963.860
Otros	32.230.877	25.203.005
Total	137.394.764	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 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009:

ACTIVOS	Junio 2010 M\$	PASIVOS	Junio 2010 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	46.144.278	PASIVOS CORRIENTES	33.705.469
Efectivo y equivalentes al efectivo	3.759.976	Otros pasivos financieros corrientes	6.495.069
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	25.099.869	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	19.399.982
Inventarios	15.587.538	Otras provisiones a corto plazo	5.096.532
Activos por impuestos corrientes	1.696.895	Otros pasivos no financieros corrientes	2.713.886
ACTIVOS NO CORRIENTES	17.563.938	PASIVOS NO CORRIENTES	7.902.579
Otros activos no financieros no corrientes	443.135	Otros pasivos financieros no corrientes	1.125.961
Derechos por cobrar no corrientes	3.702.163	Pasivo por impuestos diferidos	4.036.873
Activos intangibles distintos de la plusvalía	1.253.177	Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	2.142.758
Propiedades, planta y equipo	10.058.951	Otros pasivos no financieros no corrientes	596.987
Activos por impuestos diferidos	2.106.513		
TOTAL ACTIVOS	63.708.216	TOTAL PASIVOS	41.608.048

ACTIVOS	Dic. 2009 M\$	PASIVOS	Dic. 2009 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

La Diferencia por conversión del grupo CAM al 30 de junio de 2010 acumulada en las reservas del patrimonio asciende a M\$ 2.555.242 (ver nota 24.2).

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 30/06/2010
96.806.130-5	Electrogas S.A. (1)	Chile	Dólar estadounidense	0,02%	3.775	844	(1.258)	(69)	-	3.292
96.889.570-2	Inversiones Electrogas S.A.	Chile	Peso chileno	42,50%	7.818.937	1.362.960	(2.452.462)	(69.848)	-	6.659.587
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	10.127.465	(1.044.759)	-	576.978	(7.537.837)	2.121.847
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Peso argentino	45,00%	3.297.780	144.543	-	82.815	-	3.525.138
Extranjera	Sacme S.A.	Argentina	Peso argentino	50,00%	33.226	-	-	805	-	34.031
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Chile	Peso chileno	26,20%	278	-	-	-	-	278
TOTALES					21.281.461	463.588	(2.453.720)	590.681	(7.537.837)	12.344.173

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) Al 30 de junio 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 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	30 de junio 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%	38.748.068	194.354	31.108.781	-	1.788.747	(1.467.540)	321.207
Inversiones Electrogas S.A.	42,50%	1.894.105	15.669.617	1.894.105	-	3.299.826	(92.861)	3.206.965
GNL Quintero S.A	20,00%	17.504.608	623.543.798	12.150.585	618.288.585	23.114.947	(28.338.743)	(5.223.796)
Electrogas S.A.	0,02125%	5.487.682	43.759.905	9.841.736	22.944.606	6.440.345	(5.872.738)	567.607

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.	0,02125%	5.606.476	41.393.766	8.210.466	21.027.132	13.510.320	(5.830.170)	7.680.150

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 a prorrata de su participación son:

- GNL Chile S.A. cuyo patrimonio al 30 de junio de 2010 es de M\$ (2.613.940) 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 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009.

12.2 Sociedades con control conjunto

A continuación se incluye información al 30 de junio 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):

	30 de junio 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%	10.968.184	95.104.349	50.487.545	767.984	-	(3.092.476)	(3.092.476)
Transquillota Ltda	50,00%	2.517.964	9.768.012	1.557.616	906.166	1.273.274	(580.572)	692.702
Gas Atacama S.A.	50,00%	116.396.916	346.633.624	176.440.740	52.102.756	165.144.352	(148.146.126)	16.998.226
Sistemas Sec S.A.	49,00%	5.467.920	6.213.761	3.041.234	5.033.261	1.901.375	(1.648.093)	253.282
Distribuidora de Energía de Cundinamarca S.A.	48,99%	31.547.004	105.538.700	25.494.538	35.751.006	34.461.304	(28.457.963)	6.003.341

	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	(66.239.227)	1.889.176

13. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.

A continuación se presentan los saldos del rubro al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009:

Activos intangibles	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Activos Intangibles netos	1.511.176.573	1.446.122.245
Servidumbre	9.647.110	11.786.094
Derechos de Agua	13.695.668	12.291.780
Concesiones Neto	1.424.429.414	1.357.976.679
Costos de Desarrollo	7.469.280	6.310.895
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	33.480	545.684
Programas Informáticos	50.885.079	52.003.080
Otros Activos Intangibles Identificables	5.016.542	5.208.033

Activos intangibles	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Activos Intangibles bruto	2.323.254.115	2.146.311.950
Servidumbre	13.341.664	15.269.989
Derechos de Agua	19.273.549	15.232.158
Concesiones	2.115.276.266	1.950.821.927
Costos de Desarrollo	7.484.132	6.324.087
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	35.761	581.445
Programas Informáticos	155.425.187	145.952.298
Otros Activos Intangibles Identificables	12.417.556	12.130.046

Activos intangibles	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(812.077.542)	(700.189.705)
Servidumbre	(3.694.554)	(3.483.895)
Derechos de Agua	(5.577.881)	(2.940.378)
Concesiones	(690.846.852)	(592.845.248)
Costos de Desarrollo	(14.852)	(13.192)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(2.281)	(35.761)
Programas Informáticos	(104.540.108)	(93.949.218)
Otros Activos Intangibles Identificables	(7.401.014)	(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	6.310.895	11.786.094	12.291.780	1.357.976.679	545.684	52.003.080	5.208.033	1.446.122.245
Movimientos en activos intangibles identificables								
Adiciones	101.641	479.691	-	88.436.513	-	2.696.988	-	91.714.833
Amortización (*)	(565)	(11.256)	(377.236)	(42.413.291)	-	(6.990.902)	(502.032)	(50.295.282)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	1.242.732	107.356	1.519.527	22.647.124	2.028	3.126.580	159.241	28.804.588
Otros incrementos (disminuciones)	(185.423)	(2.714.775)	261.597	(2.217.612)	(514.232)	49.334	151.300	(5.169.811)
Total movimientos en activos intangibles identificables	1.158.385	(2.138.984)	1.403.888	66.452.734	(512.204)	(1.118.000)	(191.491)	65.054.328
Saldo Final Activos Intangibles Identificables al 30/06/2010	7.469.280	9.647.110	13.695.668	1.424.429.413	33.480	50.885.080	5.016.542	1.511.176.573

(*) Ver nota 28 Depreciación, amortización y pérdida por deterioro.

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)	6.298.565	2.593.216	3.647.682	(17.608.877)	(4.030.636)	(911.087)	690.275	(9.320.862)
Total movimientos	6.293.772	3.428.701	1.788.124	171.283.993	(4.771.153)	(1.663.998)	4.152.169	180.511.608
Saldo final activos intangibles identificables al 31/12/2009	6.310.895	11.786.094	12.291.780	1.357.976.679	545.684	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 30 de junio de 2010 (Ver nota 3e).

Al 30 de junio 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 al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 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 30/06/2010 M\$
Distrilec S.A.	7.383.186	-	(2.037.713)	5.345.473	129.369	5.474.842
Edesur S.A.	6.255.347	-	(1.726.437)	4.528.910	109.608	4.638.518
Ampla S.A.	231.535.198	-	16.093.387	247.628.585	8.975.431	256.604.016
Investluz S.A.	117.678.473	-	8.123.310	125.801.783	4.559.753	130.361.536
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	1.506.094	12.254.727
Pangue S.A.	3.139.337	-	-	3.139.337	-	3.139.337
Endesa Costanera S.A.	4.556.780	-	(1.266.688)	3.290.092	79.625	3.369.717
Southern Cone Power Argentina S.A.	3.779.030	-	(1.045.539)	2.733.491	66.154	2.799.645
Hidroeléctrica el Chocón S.A.	19.586.941	-	(5.410.532)	14.176.409	343.088	14.519.497
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	1.048.628	8.546.170
Edelnor S.A. (2)	-	43.662.944	(3.146.697)	40.516.247	3.388.481	43.904.728
Cachoeira Dourada S.A.	85.140.100	-	6.189.928	91.330.028	3.493.763	94.823.791
Edegel S.A. (2)	553.603	81.370.212	(6.003.555)	75.920.260	7.236.913	83.157.173
Emgesa S.A.	5.455.951	-	(686.926)	4.769.025	666.203	5.435.228
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	1.008	13.059
Total	1.361.283.587	132.116.686	7.951.660	1.501.351.933	31.604.118	1.532.956.051

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 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 (ver nota 3 e).

(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 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	30-06-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	7.209.136.234	6.864.071.242
Construcción en Curso	744.362.127	710.996.813
Terrenos	111.066.370	105.539.626
Edificios	564.993.979	537.134.153
Planta y Equipo	5.668.305.801	5.290.412.998
Equipamiento de Tecnologías de la Información	17.100.142	14.165.508
Instalaciones Fijas y Accesorios	20.760.676	9.551.749
Vehículos de Motor	2.732.403	1.702.512
Mejoras de Bienes Arrendados	391.759	484.178
Otras Propiedades, Planta y Equipo	79.422.977	194.083.705

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	30-06-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	12.211.731.169	11.449.077.029
Construcción en Curso	744.362.127	710.996.813
Terrenos	111.066.370	105.539.626
Edificios	777.245.357	729.774.296
Planta y Equipo	10.346.601.960	9.471.762.740
Equipamiento de Tecnologías de la Información	49.930.686	44.699.294
Instalaciones Fijas y Accesorios	54.687.386	51.720.215
Vehículos de Motor	8.731.878	8.117.546
Mejoras de Bienes Arrendados	430.550	521.182
Otras Propiedades, Planta y Equipo	118.674.855	325.945.317

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	30-06-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(5.002.594.935)	(4.585.005.787)
Edificios	(212.251.378)	(192.640.143)
Planta y Equipo	(4.678.296.159)	(4.181.349.742)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(32.830.544)	(30.533.786)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(33.926.710)	(42.168.466)
Vehículos de Motor	(5.999.475)	(6.415.034)
Mejoras de los Bienes Arrendados	(38.791)	(37.004)
Otros	(39.251.878)	(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	105.805.862	131.424	-	8.676.609	313.122	344.142	138.289	-	6.238.438	121.647.886
Desapropiaciones	(56.851)	-	-	(610.970)	(659)	(270)	(635)	-	(67.415)	(736.800)
Retiros	-	(3.091)	-	(3.933.108)	-	(213)	(73.760)	-	(90.672)	(4.100.844)
Gasto por depreciación	-	-	(8.501.821)	(169.753.292)	(2.806.960)	(1.721.362)	(505.272)	(38.045)	(2.126.124)	(185.452.876)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	14.066.984	5.343.186	43.296.133	340.166.341	1.513.020	669.453	125.238	20.613	2.353.738	407.554.706
Otros incrementos (decrementos)	(86.450.681)	55.225	(6.934.486)	203.347.223	3.916.111	11.917.177	1.346.031	(74.987)	(120.968.693)	6.152.920
Total movimientos	33.365.314	5.526.744	27.859.826	377.892.803	2.934.634	11.208.927	1.029.891	(92.419)	(114.660.728)	345.064.992
Saldo final al 30 de junio de 2010	744.362.127	111.066.370	564.993.979	5.668.305.801	17.100.142	20.760.676	2.732.403	391.759	79.422.977	7.209.136.234

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	(2.604.574)	-	(153.130)	(768.227)	(1.445.215)	(7.121.974)	(1.113.818)	-	(981.469)	(14.188.407)
Mantenidos para la Venta	-	-	(17.141.091)	(305.897.443)	(5.723.356)	(3.317.429)	(1.144.121)	(30.560)	(13.333.547)	(346.587.547)
Gasto por depreciación	-	-	-	(43.999.600)	-	-	-	-	-	(43.999.600)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	(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)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(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)
Otros incrementos (decrementos)	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)
Total movimientos	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
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 opera tanto con GNL como con petróleo diesel con una capacidad de 257 MW, fue finalizado y está operando completamente desde septiembre de 2009. El proyecto Ampliación Parque Eólico Canela II de 40 aerogeneradores con una potencia de 60 MW, fue finalizado y está 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 llevó a cabo el proyecto de la Central Térmica de ciclo abierto Santa Rosa con una potencia de 189 MW, la que opera con gas natural de Camisea. El proyecto fue concluido y está operando completamente a partir del mes de septiembre de 2009

b) Arrendamiento financiero

Al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009, las propiedades, plantas y equipos incluyen M\$ 146.139.808 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:

	30-06-2010			31-12-2009		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	15.618.074	3.239.019	12.379.055	14.606.088	3.253.227	11.352.861
Entre un año y cinco años	61.945.556	11.673.405	50.272.151	57.745.294	12.162.349	45.582.945
Más de cinco años	42.366.268	5.052.861	37.313.407	48.383.017	7.089.994	41.293.023
Total	119.929.898	19.965.285	99.964.613	120.734.399	22.505.570	98.228.829

Los activos en Leasing, provienen principalmente de:

1. Endesa Chile S.A.: corresponde a un contrato por Líneas e Instalaciones de Transmisión Eléctrica (Ralco-Charrúa 2X220 KV), efectuado entre la Empresa 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.: corresponde a contratos para financiar el proyecto de conversión de la planta termoeléctrica a ciclo combinado 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 + 2,0% y Libor +3,0%, al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009, respectivamente.

c) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados consolidados al 30 de junio de 2010 y 2009 incluyen M\$ 8.119.188 y M\$ 5.775.067, respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados ejercicios de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

Al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	30-06-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Menor a un año	2.668.737	4.441.719
Entre un año y cinco años	5.801.982	6.835.695
Más de cinco años	7.372.998	7.166.850
Total	15.843.717	18.444.264

d) Otras informaciones

- i) Las sociedades del Grupo mantenían al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M\$ 264.157.719 y M\$ 334.581.961, respectivamente.
- ii) Al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de M\$ 386.225.144 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\$300.000 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 registró 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 son menores, siendo la única que experimentó daños en su infraestructura la central a carbón Bocamina I de Endesa Chile. A la fecha de los presentes estados financieros, el monto por desembolsos futuros en activos y/o reparaciones se estima en MMUS\$ 22,8, los cuales están cubiertos por seguros, en los que existe un deducible de MMUS\$ 2,5. Por lo tanto, la pérdida neta a reconocer en resultados ascendería como máximo a dicho monto.

Cabe consignar que todas nuestras filiales y activos cuentan con seguros contratados y las coberturas necesarias para este tipo de siniestros excepcionales, que cubren tanto los daños materiales, como interrupción de negocios.

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.

En 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	324.566
Desapropiaciones	(465.241)
Gasto por depreciación	(12.014)
Saldo final propiedades de inversión al 30 de junio de 2010	31.079.150

El valor razonable de las propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2009, determinado mediante valorizaciones internas, ascendió a M\$ 34.921.883. Al 30 de junio de 2010 el valor razonable 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 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es:

Diferencia temporal	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	137.749.657	112.732.337	533.181.172	511.370.845
Impuestos diferidos relativos a amortizaciones	-	-	8.043.004	8.226.527
Impuestos diferidos relativos a acumulaciones (o devengos)	10.918.890	7.805.157	26.278.419	27.169.053
Impuestos diferidos relativos a provisiones	138.248.911	143.783.859	5.354.392	5.799.412
Impuestos diferidos relativos a contratos de moneda extranjera	50.615.336	29.199.072	1.382.342	2.919.974
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	25.991.963	27.080.973	1.095.296	1.391.382
Impuestos diferidos relativos a revaluaciones de instrumentos financieros	33.841.994	34.574.100	45.808	293.219
Impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales	38.686.008	64.935.086	-	-
Impuestos diferidos relativos a otros	31.452.789	34.785.937	31.516.385	15.878.885
Total Impuestos Diferidos	467.505.548	454.896.521	606.896.818	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	(16.837.508)	5.920.968
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	2.474.113	536.425
Diferencia de conversión de moneda extranjera	25.478.748	27.790.188
Otros incrementos (decrementos)	1.493.674	(400.060)
Saldo al 30 de junio de 2010	467.505.548	606.896.818

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 30 de junio 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\$ 20.238.122 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 30 de junio de 2010 asciende a M\$ 1.777.275.352.

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	30 de junio de 2010			30 de junio 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	1.743	(297)	1.446	68.137	-	68.137
Cobertura de Flujo de Caja	(72.662.238)	12.370.464	(60.291.774)	122.321.042	4.941.476	127.262.518
Ajustes por conversión	348.021.019	-	348.021.019	(438.841.770)	-	(438.841.770)
Ganancias (Pérdidas) por Planes de Beneficios Definidos	5.279.196	(1.728.736)	3.550.460	(11.052.144)	88.700	(10.963.444)
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	280.639.720	10.641.431	291.281.151	(327.504.735)	5.030.176	(322.474.559)

18. OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

El saldo de este de este rubro al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Otros pasivos financieros	30 de junio de 2010		31 de diciembre de 2009	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos que devengan intereses	622.988.284	3.379.245.392	721.511.320	3.323.906.197
Instrumentos derivados de cobertura (*)	7.864.692	205.671.177	8.441.901	206.931.247
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	927.420	-	420.822	-
Deuda por concesión Túnel El Melón	2.385.473	12.937.511	1.778.071	12.788.275
Otros pasivos financieros	911.934	-	275.969	-
	635.077.803	3.597.854.080	732.428.083	3.543.625.719

(*) ver nota 20.2.a

(**) ver nota 20.2.b

- Préstamos que devengan intereses.

18.1 El detalle de corriente y no corriente de este rubro al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	Saldo al 30 de junio de 2010		Saldo al 31 de diciembre de 2009	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que Devengan Intereses	622.988.284	3.379.245.392	721.511.320	3.323.906.197
Préstamos bancarios	248.159.613	744.791.332	347.296.752	826.719.498
Obligaciones no garantizadas	208.260.364	2.417.971.578	228.951.828	2.257.547.764
Obligaciones garantizadas	16.694.764	25.951.090	11.023.415	28.559.670
Arrendamiento financiero	12.379.055	87.585.558	11.352.861	86.875.968
Otros préstamos	137.494.488	102.945.834	122.886.464	124.203.297
Total	622.988.284	3.379.245.392	721.511.320	3.323.906.197

18.2 El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

a. Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 30/06/2010 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 30/06/2010 M\$	Uno a Tres Años M\$	Vencimiento Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$					
Chile	US\$	2,45%	Sin Garantía	25.293	33.639.304	33.664.597	57.136.811	109.609.016	439.491	167.185.318
Perú	US\$	2,80%	Sin Garantía	3.747.161	7.186.587	10.933.748	22.160.403	-	-	22.160.403
Perú	Soles	4,07%	Sin Garantía	5.629.484	-	5.629.484	49.685.891	-	-	49.685.891
Argentina	US\$	5,33%	Sin Garantía	8.494.203	11.704.335	20.198.538	16.117.499	-	-	16.117.499
Argentina	\$ Arg	17,17%	Sin Garantía	15.574.889	11.336.675	26.911.564	25.872.956	-	-	25.872.956
Colombia	\$ Col	7,04%	Sin Garantía	860.967	2.847.414	3.708.381	86.263.484	-	-	86.263.484
Brasil	US\$	5,96%	Sin Garantía	5.457.304	4.678.378	10.135.682	9.022.206	20.715.182	19.002.009	48.739.397
Brasil	Real	6,66%	Sin Garantía	6.018.635	130.958.984	136.977.619	202.653.283	126.113.101	-	328.766.384
Total				45.807.936	202.351.677	248.159.613	468.912.533	256.437.299	19.441.500	744.791.332

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/12/2009 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2009 M\$	Uno a Tres Años M\$	Vencimiento Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses 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	104.077.409	104.272.246	190.782.393	175.869.835	-	366.652.228
Total				39.183.991	308.112.761	347.296.752	417.009.749	390.520.277	19.189.472	826.719.498

El valor razonable de los préstamos bancarios corrientes y no corrientes al 30 de junio de 2010 asciende a M\$ 1.076.468.456 y al 31 de diciembre de 2009 a M\$ 1.307.770.461.

18.3 El desglose por monedas y vencimientos de las **Obligaciones No Garantizadas** al 30 de junio 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			Total No Corriente al 30/06/2010 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 30/06/2010 M\$	Vencimiento		Total No Corriente al 30/06/2010 M\$	
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$		
Chile	US\$	8,10%	Sin Garantía	23.219.343	829.914	24.049.257	-	398.642.065	416.775.376	815.417.441
Chile	CH\$	5,33%	Sin Garantía	1.404.832	8.661.003	10.065.835	14.070.158	15.480.176	395.639.026	425.189.360
Perú	US\$	7,02%	Sin Garantía	920.349	62.725	983.074	4.298.001	8.636.298	25.877.147	38.811.446
Perú	Soles	7,42%	Sin Garantía	15.595.934	56.452	15.652.386	51.116.217	66.569.401	49.440.697	167.126.315
Argentina	\$ Arg	12,28%	Sin Garantía	9.020.682	-	9.020.682	8.970.795	-	-	8.970.795
Colombia	\$ Col	7,60%	Sin Garantía	1.753.597	140.615.494	142.369.091	32.162.597	156.304.793	510.191.605	698.658.995
Brasil	Real	9,96%	Sin Garantía	6.120.039	-	6.120.039	235.162.382	28.634.844	-	263.797.226
Total				58.034.776	150.225.588	208.260.364	345.780.150	674.267.577	1.397.923.851	2.417.971.578

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/12/2009 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2009 M\$	Vencimiento		Total No Corriente al 31/12/2009 M\$	
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a 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

18.4 El desglose por monedas y vencimientos de las **Obligaciones Garantizadas** al 30 de junio 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			Total No Corriente al 30/06/2010 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 30/06/2010 M\$	Vencimiento		Total No Corriente al 30/06/2010 M\$	
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$		
Perú	US\$	6,15%	Con Garantía	-	76.030	76.030	10.745.001	-	-	10.745.001
Perú	Soles	6,37%	Con Garantía	233.984	16.384.750	16.618.734	5.702.283	9.503.806	-	15.206.089
Total				233.984	16.460.780	16.694.764	16.447.284	9.503.806	-	25.951.090

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/12/2009 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2009 M\$	Vencimiento		Total No Corriente al 31/12/2009 M\$	
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a 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 30 de junio de 2010 asciende a M\$ 3.093.244.580 y al 31 de diciembre de 2009 a M\$ 2.957.767.022.

- 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	06-2010						12-2009						
								Corriente			No Corriente			Corriente		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	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	87.509.100-K	Leasing Abengoa Chile	Chile	US\$	6,50%	-	980.793	980.793	3.814.532	2.524.764	14.556.357	20.895.653	897.056	897.056	3.056.426	2.383.077	14.753.667	20.193.170
O-E	Edegel	Perú	O-E	Banco Scotiabank	Peru	US\$	2,02%	2.467.188	6.661.977	9.129.165	29.244.159	11.777.875	22.757.051	63.779.085	8.485.635	8.485.635	28.873.973	9.844.821	24.156.332	62.875.126
96.830.980-3	Gas Atacama S.A.	Chile	96.976.410-5	Gasred S.A.	Chile	US\$	8,27%	66.666	213.987	280.653	149.097	-	-	149.097	249.240	249.240	270.538	-	-	270.538
O-E	Edelnor	Perú	O-E	BBVA	Peru	Soles	6,30%	-	1.501.601	1.501.601	815.807	-	-	815.807	1.204.165	1.204.165	941.406	-	-	941.406
O-E	Edesur S.A.	Argentina	O-E	COMAFI	Argentina	\$ Arg	21,19%	-	486.843	486.843	1.379.754	-	-	1.379.754	484.147	484.147	1.574.946	-	-	1.574.946
O-E	Synapsis Brasil Ltda.	Brasil	O-E	Leasing - IBM	Brasil	Real	10,00%	-	-	-	566.162	-	-	566.162	32.618	32.618	1.020.782	-	-	1.020.782
Totales Leasing								2.533.854	9.845.201	12.379.055	35.969.511	14.302.639	37.313.408	87.585.558	11.352.861	11.352.861	35.738.071	12.227.898	38.909.999	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	06-2010						12-2009						
								Corriente			No Corriente			Corriente		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	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%	-	35.905.596	35.905.596	16.563.201	6.609.154	-	23.172.355	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%	-	-	-	-	28.735.813	-	28.735.813	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	N/A	1.623.586	4.870.759	6.494.345	2.348.384	-	-	2.348.384	7.414.204	7.414.204	3.002.567	-	-	3.002.567
96.589.170-6	Pangue	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	1,58%	-	118.672	118.672	-	-	-	-	1.660	1.660	-	-	-	-
96.830.980-3	Gas Atacama S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	-	-	898.566	-	-	898.566	-	-	894.018	-	-	894.018
96.827.970-K	Endesa Eco S.A.	Chile	96601250-1	Inversiones Centinela S.A.	Chile	US\$	N/A	-	-	-	11.641.496	-	-	11.641.496	-	-	11.953.000	-	-	11.953.000
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	-	-	-	-	-	-	32	32	-	-	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	288.965	288.965	-	-	-	-	115.477	115.477	-	-	-	-
Extranjera	Coelce	Brasil	Extranjera	Faelce	Brasil	Real	12,56%	-	3.172.436	3.172.436	4.774.348	4.742.961	-	9.517.309	-	-	10.329.264	-	-	10.329.264
Extranjera	Coelce	Brasil	Extranjera	Otros	Brasil	Real	N/A	-	-	-	-	-	-	-	2.953.714	2.953.714	-	-	-	-
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	Eletrobrás	Brasil	Real	6,00%	102.183	325.562	427.745	1.910.697	1.273.798	1.581.913	4.766.408	-	-	-	4.822.575	-	4.822.575
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	Bndes	Brasil	Real	11,18%	8.814.096	26.340.333	35.154.429	21.610.721	254.782	-	21.865.503	34.646.757	34.646.757	35.333.342	-	-	35.333.342
Extranjera	Endesa Brasil S.A.	Brasil	Extranjera	IFC	Brasil	US\$	N/A	-	55.932.300	55.932.300	-	-	-	-	55.438.210	55.438.210	-	-	-	-
Totales Otras								10.539.865	126.954.623	137.494.488	59.747.413	41.616.508	1.581.913	102.945.834	122.886.464	122.886.464	82.233.033	37.147.689	4.822.575	124.203.297

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.

18.5 Deuda de cobertura.

De la deuda en dólares estadounidenses del Grupo, al 30 de junio de 2010 M\$ 817.604.229 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:

	30-06-2010	30-06-2009
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	60.346.205	(62.484.022)
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	(22.008.835)	110.017.390
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	(3.668.288)	(930.875)
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	34.669.082	46.602.493

18.6 Otros aspectos.

Al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009, el Grupo Enersis disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles por M\$ 320.500.000 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 existen obligaciones afirmativas y negativas que exigen el monitoreo de estos compromisos. Adicionalmente, existen restricciones impuestas en las secciones de eventos de incumplimiento de los contratos, que exigen su cumplimiento.

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enersis y de Endesa Chile contienen cláusulas de cross default. Por el lado de Enersis, el préstamo sindicado bajo Ley de Nueva York suscrito en diciembre 2009, y que expira en diciembre de 2012, establece que para desencadenar un cross default debe haber un pago en mora de Enersis o Chilectra o Endesa Chile. Dos préstamos sindicados de Endesa Chile bajo Ley del Estado de Nueva York, 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 o capital, sea éste de Endesa Chile o de sus “Relevant Subsidiaries”. A diciembre 2009 las “Relevant Subsidiaries” que tienen deuda con terceros son Emgesa y Edegel. Un préstamo sindicado de Endesa Chile bajo Ley de Nueva York, suscrito en 2008 y que expira en 2014, no hace referencia a sus filiales, por lo que el cross default sólo se puede originar en otra deuda propia. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de uno o más de estos préstamos debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas, y además 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, en diciembre 2009, tanto Enersis como Endesa Chile suscribieron préstamos bajo Ley Chilena que estipulan que el cross default se desencadena sólo por incumplimiento del Deudor. En estos préstamos el monto en mora también debe exceder los 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”, 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 los US\$ 30 millones, o su equivalente en otras monedas. El aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da en forma automática sino que deben exigirlos los titulares de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de Yankee Bonds. Adicionalmente, los eventos de quiebra o insolvencia de filiales en el extranjero no tienen efectos contractuales en los Yankee Bonds de Enersis y Endesa Chile.

Los bonos locales de Enersis y Endesa Chile estipulan que el cross default se puede desencadenar sólo por incumplimiento del Emisor; el aceleramiento debe ser exigido en junta de tenedores de bonos por los titulares de al menos un 50% de los bonos de una determinada serie.

Al 30 de junio 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 45% al 30 de junio 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 mitigen 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:

	30-06-2010 %	31-12-2009 %
Tasa de interés fijo	45%	35%
Tasa de interés protegida	0%	1%
Tasa de interés variable	55%	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 18.2 y anexo 4.

Al 30 de junio de 2010, el Grupo tenía una liquidez de M\$ 676.755.156 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 320.500.000 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	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Tipo de interés	39.087.103	29.778.643
Tipo de cambio	873.320	3.860.371
Correlación	1.576.027	(7.740.115)
Total	41.536.450	25.898.899

Las posiciones de Valor en Riesgo han evolucionado a lo largo del primer semestre 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 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009, es el siguiente:

	30 de junio 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	125.772	-	-	-	-	-
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	1.289.896.064	-	-
Total Corriente	125.772	-	-	1.289.896.064	-	-
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	2.513.118	-
Instrumentos derivados	437.425	-	-	-	-	2.621.562
Otros activos de carácter financiero	-	-	16.869.650	221.154.720	-	-
Total No Corriente	437.425	-	16.869.650	221.154.720	2.513.118	2.621.562
Total	563.197	-	16.869.650	1.511.050.784	2.513.118	2.621.562

	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 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009, es el siguiente:

30 de junio de 2010				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M\$	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados de cobertura M\$
Préstamos que devengan interés	7.110.080	-	615.878.204	-
Instrumentos derivados	927.420	-	-	7.864.692
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	1.052.257.760	-
Total Corriente	8.037.500	-	1.668.135.964	7.864.692
Préstamos que devengan interés	13.946.946	-	3.365.298.446	-
Instrumentos derivados	-	-	-	205.671.177
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	60.663.257	-
Total No Corriente	13.946.946	-	3.425.961.703	205.671.177
Total	21.984.446	-	5.094.097.667	213.535.869

31 de diciembre de 2009				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M\$	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados de cobertura M\$
Préstamos que devengan interés	6.582.907	-	714.928.413	-
Instrumentos derivados	420.822	-	-	8.441.901
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	1.090.516.283	-
Total Corriente	7.003.729	-	1.805.444.696	8.441.901
Préstamos que devengan interés	22.673.861	-	3.301.232.336	-
Instrumentos derivados	-	-	-	206.931.247
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	75.072.450	-
Total No Corriente	22.673.861	-	3.376.304.786	206.931.247
Total	29.677.590	-	5.181.749.482	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 30 de junio 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:

	30 de junio 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:	-	2.459.965	376.138	8.072.507	-	2.157.177	1.122.388	3.328.432
Cobertura flujos de caja	-	2.459.965	376.138	8.072.507	-	2.157.177	1.122.388	3.328.432
Cobertura de valor razonable	-	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	-	161.597	7.488.554	197.598.670	-	80.862	7.319.513	203.602.815
Cobertura de flujos de caja	-	161.597	2.561.500	192.559.650	-	80.862	2.537.129	196.123.295
Cobertura de valor razonable	-	-	4.927.054	5.039.020	-	-	4.782.384	7.479.520
TOTAL	-	2.621.562	7.864.692	205.671.177	-	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 30-06-2010	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2009	Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	(5.988.680)	(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	(314.630)	80.862	Flujo de caja
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(9.966.074)	(12.261.904)	Valor razonable
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(194.644.923)	(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:

	30 de junio de 2010		30 de junio de 2009	
	Ingresos M\$	Gastos M\$	Ingresos M\$	Gastos M\$
Instrumento derivado	3.717.718	-	-	4.692.733
Partida subyacente	-	649.152	7.094.734	-
TOTAL	3.717.718	649.152	7.094.734	4.692.733

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

Al 30 de junio 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:

	30 de junio de 2010				31 de diciembre de 2009			
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
	Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	No Corriente M\$
Instrumentos derivados de no cobertura	125.772	927.420	437.425	-	1.536.089	420.822	732.253	-

c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

A continuación se presenta un detalle de los derivados financieros contratados por el Grupo al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

Derivados financieros	30 de junio de 2010							
	Valor razonable	Valor nominal						
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	Total
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Cobertura de tipo de interés:	(5.988.680)	10.050.091	36.387.261	25.620.339	126.720.355	3.892.673	9.008.816	211.679.534
Cobertura de flujos de caja	(5.988.680)	10.050.091	36.387.261	25.620.339	126.720.355	3.892.673	9.008.816	211.679.534
Cobertura de tipo de cambio:	(204.925.627)	20.393.497	6.272.191	7.157.869	276.291.281	214.610.692	202.319.489	727.045.019
Cobertura de flujos de caja	(194.959.553)	13.913.540	-	5.372.500	274.378.259	212.560.888	200.821.991	707.047.178
Cobertura de valor razonable	(9.966.074)	6.479.957	6.272.191	1.785.369	1.913.022	2.049.804	1.497.498	19.997.841
Derivados no designados contablemente de cobertura	(364.223)	91.857.862	16.126.927	-	-	-	-	107.984.789
TOTAL	(211.278.530)	122.301.450	58.786.380	32.778.207	403.011.636	218.503.364	211.328.304	1.046.709.342

Derivados financieros	31 de diciembre 2009							
	Valor razonable	Valor nominal						
		Antes de 1 Año	1 - 2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	Total
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
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 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:			
	30-06-2010 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados de Cobertura de Flujo de Caja	2.621.562	-	2.621.562	-
Derivados de Cobertura de Valor razonable	-	-	-	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	563.197	-	563.197	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	90.312	90.312	-	-
Total	3.275.071	90.312	3.184.759	-
Pasivos Financieros				
Derivados de Cobertura de Flujo de Caja	203.569.795	-	203.569.795	-
Derivados de Cobertura de Valor razonable	9.966.074	-	9.966.074	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	927.420	-	927.420	-
Préstamos que devengan interés corto plazo	7.110.080	-	7.110.080	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	13.946.946	-	13.946.946	-
Otros pasivos financieros largo plazo	11.611.496	-	-	11.611.496
Total	247.131.811	-	235.520.315	11.611.496

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	-
Otros pasivos financieros corto plazo	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
(Ganancia) imputada en resultado financiero	(341.504)
Saldo al 30 de junio de 2010	11.611.496

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

El desglose de este rubro al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Acreedores comerciales	378.753.563	341.167.159	-	-
Otras cuentas por pagar	591.491.162	635.339.305	45.115.849	58.727.503
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	970.244.725	976.506.464	45.115.849	58.727.503

El detalle de Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	Uno a cinco años	
			30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Proveedores por compra de energía	439.146.056	326.840.301	4.315.748	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	35.884.383	69.218.546	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	322.596.121	380.805.716	12.308.038	12.945.147
Dividendos por pagar a terceros	57.602.705	116.022.795	-	-
Multas y reclamaciones	50.400.010	42.549.570	-	-
Pesquisas y desarrollo	14.911.946	10.815.336	4.058.497	7.427.918
Cuentas por pagar instituciones fiscales	22.703.387	13.726.011	19.710.453	23.292.682
Contrato Mitsubishi (LTSA)	2.989.610	-	2.982.186	7.361.867
Obligaciones programas sociales	1.258.717	-	-	5.348.256
Otras cuentas por pagar	22.751.790	16.528.189	1.740.927	2.351.633
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	970.244.725	976.506.464	45.115.849	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 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Provisión por garantía	-	-	3.040.856	2.875.372
Provisión de reclamaciones legales	32.240.569	30.233.945	239.784.107	235.390.414
Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	-	-	10.674.276	10.234.267
Provisión compra de energía y potencia	23.726.765	20.226.885	-	-
Provisión proveedores y servicios	5.662.150	2.496.326	-	-
Provisiones por beneficios a trabajadores	24.034.443	33.739.527	1.019.824	1.128.270
Otras provisiones	14.342.966	13.327.772	710.471	658.589
Total	100.006.893	100.024.455	255.229.534	250.286.912

b) El movimiento de las provisiones al 30 de junio 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	-	10.720.708	-	6.403.561	17.124.269
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	61.265	(559.141)	28.621	(5.364.087)	(5.833.342)
Provisión Utilizada	-	(8.237.576)	-	(8.539.163)	(16.776.739)
Reversión de Provisión No Utilizada	-	(5.979.115)	-	(68.587)	(6.047.702)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	452.254	39.437	-	491.691
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	104.219	9.998.911	120.445	5.710.209	15.933.784
Otro Incremento (Decremento)	-	4.276	251.506	(222.683)	33.099
Total Movimientos en Provisiones	165.484	6.400.317	440.009	(2.080.750)	4.925.060
Saldo Final al 30 de junio de 2010	3.040.856	272.024.676	10.674.276	69.496.619	355.236.427

	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:

1. 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.
2. 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. ("CELFL"). El contrato fue rescindido por CELFL con anterioridad al proceso de su privatización, del cual se originó a la filial brasilera de distribución Ampla. Dado que los activos de CELFL 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 CELFL, 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 anteriores y obtener un nuevo juicio. Estos nuevos recursos fueron fallados el 2 de junio de 2009 favorablemente a Ampla, anulando las decisiones del proceso a partir del 4 de abril de 2009. 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 de febrero de 2010. En mayo de 2010, Meridional presentó nuevos recursos (embargos de declaração) contra el referido acuerdo. El 18 de mayo de 2010 fueron declarados inadmisibles y se advirtió a Meridional que la interposición de nuevos recursos sin fundamento daría motivo a la aplicación de multa. El 28 de mayo de 2010 Meridional presentó un nuevo recurso (agravo interno) el cual fue

denegado el 08 de junio de 2010, por unanimidad. Se aplicó una multa a Meridional fijada en un 1% sobre el valor actualizado de la causa, ya que el recurso no tiene fundamento y acarrea el atraso del juicio. Esta decisión todavía puede ser recurrida por parte de Meridional. Sin embargo, los nuevos recursos de la demandante están condicionados al pago de la respectiva multa.

3. 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 de marzo de 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 1ero. de enero de 2004 a 28 de agosto de 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 de agosto de 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 de mayo de 2009 se otorgó la "anticipación de tutela", suspendiéndose de esta forma los efectos del fallo arbitral. El 30 de junio 2009 se rechazó el recurso de Enertrade contra esa decisión, confirmándose dicha suspensión. El 09 de julio de .2009 se rechazó el pedido de efecto suspensivo solicitado por Enertrade en el recurso (agravo de instrumento). El 20 de julio de 2009 Enertrade presentó otro recurso (agravo regimental) contra la decisión que rechazó el pedido de efecto suspensivo antes solicitado. El 25 de agosto de 2009 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 de julio 2009 se dictó sentencia de 1ª instancia, rechazándose la pretensión de ENERTRADE). El 2 de septiembre de 2009 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 de septiembre 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 de noviembre 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 de marzo 2010 fue requerida por las partes la prosecución de la acción anulatoria, ya que no fue posible un acuerdo global. El 02 de junio de 2010 se juzgó el recurso (Agravo de Instrumento) interpuesto por Enertrade con resultado favorable para Ampla manteniéndose la liminar. Esta decisión es recurrible por parte de Enertrade. El 17 de junio de 2009 la Aneel aprobó el convenio ("Termo Aditivo") celebrado entre Ampla y Enertrade para regularización del Contrato de Compra y Venta de Energía, objeto del arbitraje. El 23 de junio de 2009 la Jueza de primera instancia, convocó audiencia de conciliación para el día 13 de septiembre de 2010.

4. 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 acumuló a otros seis procesos cuyo fundamento sería la interrupción del suministro de energía, y se encuentra en fase de discusión y prueba. El 21 de junio de 2010 se publicó decisión del juez requiriendo a las partes y sus asistentes técnicos para que se manifiesten sobre el laudo pericial, habiendo sido concedido el plazo de 30 (treinta) días para esa manifestación. Este laudo pericial fue parcialmente desfavorable a Ampla, y se va a presentar impugnación.

5. El 26 de octubre de 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 Energia). Tractebel pide la condena de CIEN al pago de multa rescisoria en la cuantía de R\$ 117.666.976,00 – aproximadamente U\$ 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 de noviembre de 2009 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 de abril de 2010 CIEN presentó al Tribunal escrito de manifestación respecto de la réplica presentada por Tractebel. El proceso está en primera instancia y en fase de instrucción. El 09 de abril de 2010, CIEN presentó su manifestación a la réplica presentada por Tractebel. Se está preparando respuesta a la manifestación presentada por Tractebel el 26 de mayo de 2010.

6. FURNAS: Demanda notificada el 15 de junio de 2010, en razón del supuesto incumplimiento por parte de CIEN del contrato de Compra de Potencia Firme con Energía Asociada N°12.399, para adquisición de 700MW de potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina. El contrato fue firmado el 5 de mayo de 1998, asumiendo CIEN el compromiso de comprar la energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina -MEM-, transportarla desde el Sistema Eléctrico Argentino, a través del Sistema de Transmissão de Interligacao, para quedar disponible en Brasil, subestación Itá. La duración del contrato se convino en 20 años a partir del 21 de junio de 2000. El 11 de abril de 2005, CIEN informa a Furnas que estaba imposibilitada de cumplir con el contrato, por hechos ajenos a su voluntad, calificados de fuerza mayor. Por ello, el 14 de abril de 2005, Furnas notificó judicialmente a CIEN para rechazar la alegación de fuerza mayor. Se solicita se condene a CIEN a pagar R\$520.280.659 correspondiente a la multa rescisoria prevista en el contrato, actualizada monetariamente en los términos del mismo y aumentada con los intereses de mora, desde la presentación de la demanda hasta el pago efectivo, a y las demás penalidades, por la indisponibilidad de “potencia firme y energía asociada”; y a otros conceptos para ser determinados en la sentencia definitiva.

7. 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.

8. 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 de 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\$395,38 millones.

9. 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. Pendiente fallo de Consejo de Contribuyentes. La cuantía asciende a US\$89,64 millones.

10. 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 Electrógenos", 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 electrógenos. 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 Electrógeno 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 mayo de 2010 el Tribunal Regional Federal (TRF), 2° instancia judicial del nordeste, dictó fallo a favor de CGTF, confirmando íntegramente la sentencia de 1° instancia judicial a favor de CGTF y rechazó la apelación de la Hacienda. 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. En octubre de 2009 se publicó la decisión de 2° instancia que confirmó el fallo de 1° instancia favorable a CGTF. En Noviembre de 2009 la Hacienda Pública presentó recurso de aclaración (embargos de declaración) en contra de la 2° instancia. En diciembre de 2009 se resolvió a favor de CGTF el recurso de aclaración interpuesto por la Hacienda. En marzo de 2010 la Hacienda presentó recurso especial ante el Superior Tribunal de Justicia (Brasilía).

En la vía administrativa, respecto del Acta de la Receita Federal que fue reclamada 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. 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\$39,65 millones.

11. 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.

12. 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. En el último trimestre Empresa Eléctrica Pangué S.A. solicitó la acumulación de todos estos juicios ante un Juzgado Civil de la ciudad de Santiago, decisión que al día de hoy se encuentra pendiente. 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 de los Estados Unidos de América), decisión judicial que fue apelada por los demandantes.

13. Durante el presente año 2010, se iniciaron 4 procesos judiciales indemnizatorios en contra de Endesa, promovidos por supuestos afectados por la crecida del río Bio Bio, en la VIII Región, en que se reprocha a Endesa perjuicios atribuibles a la mala operación de la Central Ralco, durante dicha inundación. El monto aproximado de la totalidad de las 4 demandas asciende a la suma de \$ 48.361.532.814 (MUS\$ 90.000.- aprox).- La totalidad del riesgo está cubierto por una póliza de seguro, que incluye los gastos de defensa judicial. Los juicios se encuentran en etapa de discusión, la que no se ha cerrado aún. Ocurrido esto, se iniciará la etapa de prueba. La obligación de acreditar la relación de causalidad entre la operación de la Central Ralco, durante las inundaciones, y el daño que ellos aducen haber experimentado como consecuencia de la mala operación de la Central debe ser acreditado mediante prueba legal por parte de los demandantes.

14. 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 30 de junio 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	
	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Obligaciones post empleo corriente	6.498.202	4.915.167
Obligaciones post empleo no corriente	190.826.088	182.688.990
Total Pasivo	197.324.290	187.604.157
(-) Superávit de los activos afectos al plan (*)	(2.078.743)	-
Total Obligaciones Post Empleo, neto	195.245.547	187.604.157

(*) Corresponde al exceso del valor razonable de los activos afectos al plan sobre el valor actual de la obligación por prestaciones definidas generadas en la Filial Coelce, que se presenta en el rubro Otros Activos Financieros (Ver nota 6).

Conciliación con cuentas contables:

	Saldo al	
	30-06-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Obligaciones post empleo	550.051.555	510.334.175
(-) Plan de activos (*)	(399.254.706)	(362.690.337)
Total	150.796.849	147.643.838
Importe no reconocido debido al límite de Activos de Planes de Beneficios definidos	37.324.414	31.876.650
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (**)	9.277.385	10.233.447
Transferencia a grupos mantenidos para la venta (***)	(2.153.101)	(2.149.778)
Total Obligaciones Post Empleo, neto	195.245.547	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).

(**) Las filiales brasileñas deben mantener un mínimo de financiación para cubrir el déficit por aportes comprometidos a la patrocinadora. Para el reconocimiento contable, de este requerimiento mínimo de acuerdo a CINIIF 14, el actuario supone que, sólo un 26,75% retornará.

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

- b) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 30 de junio 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	2.805.144
Costo por intereses	28.319.484
(Ganancias) pérdidas actuariales	5.120.730
Diferencia de conversión de moneda extranjera	26.189.805
Contribuciones pagadas	(22.717.783)
Saldo final al 30 de junio de 2010	550.051.555

(*) Saldo proveniente de la combinación de negocios producida con fechas 25 de febrero 2009. Ver nota 14.(1).

Al 30 de junio de 2010, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 6,7% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (7,1% a 31 de diciembre de 2009), en un 76,3% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (76,3% a 31 de diciembre de 2009), en un 16,6% 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 filial 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)
Rendimiento esperado	(20.784.387)
(Ganancia) pérdida actuarial	(13.267.443)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(13.918.986)
Aportaciones pagadas	(4.457.404)
Contribuciones pagadas	15.863.851
Saldo final al 30 de junio de 2010	(399.254.706)

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

	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Acciones	7.821.215	8.448.047
Inmuebles	1.248.908	1.722.538
Total	9.070.123	10.170.585

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

Categoría de los Activos del Plan	30-06-2010		31-12-2009	
	M\$	%	M\$	%
Acciones (renta variable)	72.500.369	19%	67.097.712	19%
Activos de renta fija	292.726.904	73%	264.763.946	73%
Inversiones inmobiliarias	27.947.830	7%	25.388.324	7%
Otros	6.079.603	1%	5.440.355	1%
Total	399.254.706	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 promedio del 19,77.

e) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales al 30 de junio de 2010 y 2009 son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	30-06-2010 M\$	30-06-2009 M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	2.805.144	7.428.802
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	28.319.484	16.673.672
Rendimiento esperado de activos del plan	(20.784.387)	(7.069.945)
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	10.340.241	17.032.529
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	(5.279.196)	11.052.144
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	5.061.045	28.084.673

23.3 Otras revelaciones:

- Hipótesis actuariales:**

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes, al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina	
	30-06-2010	31-12-2009	30-06-2010	31-12-2009	30-06-2010	31-12-2009	30-06-2010	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	11,28% / 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 30 de junio 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\$40.526.912 (M\$40.456.334 al 31 de diciembre de 2009) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$47.468.724 (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\$6.498.202.

- Aportación definida:**

Las aportaciones realizadas a los planes de aportación definida, se registran directamente en el rubro "gastos de personal" en el estado de resultados consolidados. Los montos registrados por este concepto al 30 de junio de 2010 y 2009 han ascendido a M\$530.763 y M\$612.900, respectivamente.

24. PATRIMONIO.

24.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

24.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

Al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 el capital social de Enersis S.A. asciende a M\$ 2.824.882.835 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 al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009.

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

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.

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 modificó la Política de Dividendos correspondiente al ejercicio 2009, 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. En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 22 de abril de 2010, se acordó distribuir el dividendo mínimo obligatorio y un dividendo adicional, ascendente a un total de \$7,1 por acción. Dicho Dividendo fue pagado parcialmente durante el ejercicio 2009 (Dividendo Provisorio N° 80) y el remanente de \$4,64323 por acción se pagó con fecha 6 de mayo de 2010 (Dividendo Definitivo N° 81).

El Directorio tiene la intención de repartir un dividendo provisorio, con cargo a las utilidades del ejercicio 2010, de hasta un 15% de las utilidades al 30 de septiembre del 2010, según muestren los estados financieros a dicha fecha, a ser pagado en diciembre del 2010.

El Directorio tiene la intención de proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2011, distribuir como dividendo definitivo, un monto equivalente al 60% de las utilidades del ejercicio 2010.

El dividendo definitivo corresponderá al que defina la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2011.

El cumplimiento del programa antes señalado quedará condicionado, en materia de dividendos, a las utilidades que realmente se obtengan, así como también a los resultados que señalen las proyecciones que periódicamente efectúa la sociedad ó a la existencia de determinadas condiciones, según corresponda.

El detalle de los Dividendos pagados al 30 de junio 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
81	Definitivo	06-05-2010	4,64323	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 intermedio al 30 de junio de 2010 y 2009 es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	30-06-2010 M\$	30-06-2009 M\$
Distrilec Inversora S.A.	(23.685.315)	(23.070.370)
Edesur S.A.	(29.069.444)	(28.619.391)
Ampla Energía S.A.	160.612.456	115.825.840
Ampla Invermentos S.A.	4.645.480	(433.358)
Codensa S.A.	26.853.649	5.725.856
Distilima S.A.	745.331	1.286.121
Investluz S.A.	3.723.427	3.641.619
Endesa Brasil S.A.	79.559.027	15.139.202
Central Costanera S.A.	(5.119.083)	(4.154.708)
Endesa Argentina S.A.	910.707	(297.698)
Gas Atacama S.A.	(4.215.409)	(6.723.977)
Emgesa	60.351.508	39.663.610
Hidroeléctrica El Chocon S.A.	(7.551.586)	(928.214)
Generandes Perú S.A.	19.905.665	21.007.985
Grupo Synapsis	913.683	1.204.030
Grupo CAM	2.555.242	2.434.743
Diferencia conversión deuda	9.795.276	1.253.468
Otros	14.882.306	615.600
TOTAL	315.812.920	143.570.358

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 30 de junio de 2010 de sus filiales Endesa Chile, Endesa Brasil y Edelnor corresponden a M\$ 1.041.054.999, M\$ 553.112.667 y M\$ 76.188.074, respectivamente.

24.5 Otras Reservas.

Al 30 de junio 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 30 de junio de 2010 M\$
Diferencias de cambio por conversión	196.973.210	118.839.710	315.812.920
Coberturas de flujo de caja	(188.691.145)	(37.307.502)	(225.998.647)
Activos financieros disponibles para la venta	41.699	1.206	42.905
Otras reservas varias	(1.291.099.898)	-	(1.291.099.898)
TOTAL	(1.282.776.134)	81.533.414	(1.201.242.720)

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

- Otras reservas varias.

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.

24.6 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 30 de junio 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	
	30-06-2010	30-06-2009
	M\$	M\$
Ventas de energía	2.745.996.148	2.837.816.225
Otras ventas	21.088.758	24.261.143
Ventas equipos de medida	1.601.424	1.638.882
Ventas de materiales electrónicos	612.210	-
Ventas de productos y servicios	18.875.124	22.622.261
Otras prestaciones de servicios	205.128.563	243.765.593
Peajes y transmisión	97.197.371	119.490.775
Arriendo equipos de medida	6.273.052	6.435.345
Alumbrado público	13.306.329	15.300.948
Verificaciones y enganches	6.232.202	7.363.646
Servicios de ingeniería	7.600.845	14.141.201
Servicios de consultoría	14.950.462	12.569.761
Otras prestaciones	59.568.302	68.463.917
Total Ingresos de actividades ordinarias	2.972.213.469	3.105.842.961

Otros ingresos por naturaleza	Saldo al	
	30-06-2010	30-06-2009
	M\$	M\$
Ingresos por contratos de construcción	87.771.224	82.150.087
Apoyos mutuos	9.726.919	9.162.782
Prestaciones de terceros instalaciones propias y ajenas	3.921.403	3.925.682
Arrendamientos	329.788	495.796
Ventas de nuevos negocios	5.579.176	42.456.032
Otros Ingresos (1)	48.912.301	30.294.861
Total Otros ingresos por naturaleza	156.240.811	168.485.240

(1) Durante el primer semestre de 2010 se incluye un monto de \$ 16.399 millones que se originan en la activación de pólizas de seguros que cubren las pérdidas de margen reconocidas hasta el 30 de junio 2010 que, como consecuencia del terremoto que afectó a Chile el pasado 27 de febrero, ha experimentado el Grupo.

26. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 30 de junio de 2010 y 2009, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al	
	30-06-2010	30-06-2009
	M\$	M\$
Compras de energía	(754.408.014)	(834.602.165)
Consumo de combustible	(345.649.144)	(356.327.710)
Gastos de transporte	(195.018.149)	(139.288.650)
Costos por contratos de construcción	(87.771.224)	(82.150.087)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(258.772.031)	(241.761.064)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(1.641.618.562)	(1.654.129.676)

27. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

La composición de esta partida al 30 de junio de 2010 y 2009, es la siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al	
	30-06-2010 M\$	30-06-2009 M\$
Sueldos y salarios	(140.045.913)	(143.820.657)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(3.335.907)	(8.041.702)
Seguridad social y otras cargas sociales	(31.507.065)	(23.214.387)
Otros gastos de personal	(2.715.547)	(2.392.325)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(177.604.432)	(177.469.071)

28. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 30 de junio de 2010 y 2009, es el siguiente:

	Saldo al	
	30-06-2010 M\$	30-06-2009 M\$
Depreciaciones	(185.452.876)	(173.386.789)
Amortizaciones	(50.295.282)	(47.609.065)
Subtotal	(235.748.158)	(220.995.854)
Pérdidas por deterioro de valor de activos financieros (*)	(17.989.087)	(18.923.639)
Total	(253.737.245)	(239.919.493)

(*) Ver nota 7

29. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 30 de junio de 2010 y 2009, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Saldo al	
	30-06-2010 M\$	30-06-2009 M\$
Otros aprovisionamientos	(7.005.735)	(6.179.318)
Gastos de medioambiente	(395.098)	(212.166)
Arrendamientos y cánones	(8.119.188)	(5.775.067)
Reparaciones y conservación	(32.616.804)	(33.063.188)
Indemnizaciones y multas	(14.434.575)	(9.623.913)
Servicios profesionales independientes	(8.907.767)	(15.169.661)
Servicios externalizados	(50.708.684)	(47.280.527)
Primas de seguros	(9.388.892)	(9.123.283)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(8.541.151)	(6.489.103)
Gastos de viajes	(1.621.737)	(2.038.708)
Tributos y tasas	(20.084.634)	(21.525.308)
Otros suministros y servicios	(72.149.439)	(71.622.957)
Total Otros gastos por naturaleza	(233.973.704)	(228.103.199)

30. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).

El detalle del rubro al 30 de junio de 2010 y 2009, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	Saldo al	
	30-06-2010	30-06-2009
	M\$	M\$
Ventas de terrenos	856.496	-
Dividendos provenientes de inversiones	-	1.799.019
Otros	435.385	202.584
Total Otras ganancias (pérdidas)	1.291.881	2.001.603

31. RESULTADO FINANCIERO.

El detalle del ingreso y gasto financiero al 30 de junio de 2010 y 2009, es el siguiente:

Ingresos financieros	Saldo al	
	30-06-2010	30-06-2009
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	27.055.520	44.142.408
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil)	20.784.387	7.069.945
Otros ingresos financieros	19.735.676	13.323.292
Ingresos por otros activos financieros	3.921.378	3.360.470
Total Ingresos Financieros	71.496.961	67.896.115

Costos financieros	Saldo al	
	30-06-2010	30-06-2009
	M\$	M\$
Costos Financieros	(224.842.599)	(217.825.616)
Préstamos bancarios	(68.209.519)	(111.118.873)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(78.416.701)	(63.308.748)
Arrendamientos financieros (leasing)	(1.474.410)	(2.103.983)
Valoración derivados financieros	(9.069.902)	(595.076)
Provisiones financieras	(10.907.521)	(10.768.300)
Obligación por beneficios post empleo	(28.319.484)	(16.673.672)
Gastos financieros activados	5.626.500	6.109.658
Otros costos financieros	(34.071.562)	(19.366.622)
Resultado por unidades de reajuste	(7.663.776)	21.345.534
Diferencias de cambio	14.052.586	(24.157.460)
Positivas	64.280.498	35.174.278
Negativas	(50.227.912)	(59.331.738)
Total Costos Financieros	(218.453.789)	(220.637.542)
Total Resultado Financiero	(146.956.828)	(152.741.427)

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 Integrales Consolidados correspondiente a los ejercicios 2010 y 2009:

(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	Saldo al	
	30-06-2010 M\$	30-06-2009 M\$
Gasto por Impuestos Corrientes	(190.140.068)	(191.936.022)
Beneficio Fiscal que Surge de Activos por Impuestos No Reconocidos Previamente Usados para Reducir el Gasto por Impuesto Corriente	13.609.741	5.544.560
Ajustes al Impuesto Corriente del Periodo Anterior	(3.058.613)	12.832.919
Otro Gasto por Impuesto Corriente	(2.369.415)	(2.236.475)
Total Gasto por Impuestos Corrientes, Neto	(181.958.355)	(175.795.018)
Ingreso Diferido (gasto) por Impuestos Relativos a la Creación y Reversión de Diferencias Temporarias	(46.665.323)	23.947.592
Otro Gasto por Impuesto Diferido	7.134.058	2.784.664
Total Gasto por Impuestos Diferidos, Neto	(39.531.265)	26.732.256
Efecto del Cambio en la Situación Fiscal de la Entidad o de sus Accionistas	-	-
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(221.489.620)	(149.062.762)

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	30-06-2010 M\$	30-06-2009 M\$
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal (17%)	(117.495.561)	(142.811.908)
Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones	(82.236.094)	(78.371.108)
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imponibles	44.269.381	24.112.894
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente	(49.038.196)	(16.782.293)
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en periodos anteriores	(3.058.613)	12.832.919
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	(13.930.537)	51.956.734
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(103.994.059)	(6.250.854)
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(221.489.620)	(149.062.762)

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	
	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$
ACTIVOS								
ACTIVOS CORRIENTES	987.245.202	1.251.419.545	1.274.974.315	1.216.399.232	(3.398.958)	103.636.879	2.258.820.559	2.571.455.656
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	192.085.370	619.035.609	369.665.211	431.604.221	115.004.575	84.260.991	676.755.156	1.134.900.821
Otros activos financieros corrientes	125.772	1.536.089	1.269.593	-	-	60	1.395.365	1.536.149
Otros Activos No Financieros, Corriente	3.754.718	12.989.823	24.478.908	22.454.464	2.849.853	3.057.535	31.083.479	38.501.822
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	513.511.034	393.160.225	756.790.169	719.323.724	(10.771.192)	26.162.612	1.259.530.011	1.138.646.561
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente	163.539.314	120.472.782	65.474.508	4.072.112	(199.917.362)	(105.530.662)	29.096.460	19.014.232
Inventarios	45.860.612	40.201.722	18.474.768	16.117.546	-	0	64.335.380	56.319.268
Activos por impuestos corrientes	68.368.383	64.023.295	38.821.158	22.827.165	25.726.951	25.325.492	132.916.492	112.175.952
Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	-	-	-	-	63.708.216	70.360.851	63.708.216	70.360.851
ACTIVOS NO CORRIENTES	6.094.705.405	5.853.309.145	4.913.043.021	4.640.589.157	98.811.770	144.786.363	11.106.560.196	10.638.684.665
Otros activos financieros no corrientes	3.417.300	4.141.795	4.574.091	1.673.211	16.958.920	24.681.751	24.950.311	30.496.757
Otros activos no financieros no corrientes	34.494.428	32.513.871	63.174.144	60.321.995	1.097.420	1.419.387	98.765.992	94.255.253
Derechos por cobrar no corrientes	99.835.757	87.673.729	117.751.398	105.909.541	1.059.009	1.394.143	218.646.164	194.977.413
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente	7.959.159	10.958.042	-	210.855	(7.959.159)	(11.168.897)	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	584.936.502	584.075.094	726.178.802	683.579.189	(1.298.771.131)	(1.246.372.822)	12.344.173	21.281.461
Activos intangibles distintos de la plusvalía	29.559.324	30.060.644	1.460.057.794	1.392.815.685	21.559.455	23.245.916	1.511.176.573	1.446.122.245
Plusvalía	111.137.720	102.811.891	139.953.581	134.386.985	1.281.864.750	1.264.153.057	1.532.956.051	1.501.351.933
Propiedades, Planta y Equipo	5.055.894.633	4.859.937.779	2.147.040.307	1.996.440.599	6.201.294	7.692.864	7.209.136.234	6.864.071.242
Propiedad de inversión	-	-	-	-	31.079.150	31.231.839	31.079.150	31.231.839
Activos por impuestos diferidos	167.470.582	141.136.300	254.312.904	265.251.097	45.722.062	48.509.124	467.505.548	454.896.521
TOTAL ACTIVOS	7.081.950.607	7.104.728.690	6.188.017.336	5.856.988.389	95.412.812	248.423.242	13.365.380.755	13.210.140.321

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Generación		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$
PASIVOS CORRIENTES	960.132.295	1.133.935.750	1.198.291.246	1.071.289.696	(143.399.939)	(9.837.908)	2.015.023.602	2.195.387.538
Otros pasivos financieros corrientes	310.675.182	412.941.840	253.271.651	249.970.126	71.130.970	69.516.117	635.077.803	732.428.083
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	348.142.814	413.827.992	567.832.779	487.384.305	54.269.132	75.294.167	970.244.725	976.506.464
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	179.831.170	133.099.350	239.386.500	212.446.858	(340.502.042)	(233.590.429)	78.715.628	111.955.779
Otras provisiones a corto plazo	30.905.273	31.787.013	50.819.828	46.641.813	18.281.792	21.595.629	100.006.893	100.024.455
Pasivos por Impuestos corrientes	67.448.052	132.249.173	60.078.679	49.105.703	9.868.033	3.930.795	137.394.764	185.285.671
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	3.531.589	3.448.733	2.859.039	1.359.124	107.574	107.310	6.498.202	4.915.167
Otros pasivos no financieros corrientes	19.598.215	6.581.649	24.042.770	24.381.767	1.836.554	2.658.137	45.477.539	33.621.553
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	41.608.048	50.650.366	41.608.048	50.650.366
PASIVOS NO CORRIENTES	2.482.502.178	2.487.255.434	1.843.600.466	1.804.820.750	400.741.469	345.672.955	4.726.844.113	4.637.749.139
Otros pasivos financieros no corrientes	1.976.871.788	1.957.137.539	1.058.785.042	1.031.369.251	562.197.250	555.118.929	3.597.854.080	3.543.625.719
Pasivos no corrientes	17.482.082	24.082.594	27.422.639	34.436.935	211.128	207.974	45.115.849	58.727.503
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, no corriente	2.687.836	46.997.128	177.026.992	181.853.843	(177.104.931)	(225.294.299)	2.609.897	3.556.672
Otras provisiones a largo plazo	63.695.795	58.292.397	191.533.701	191.993.937	38	578	255.229.534	250.286.912
Pasivo por impuestos diferidos	367.973.605	352.011.147	231.386.319	213.169.128	7.536.894	7.869.022	606.896.818	573.049.297
Obligación por Beneficios Post Empleo, No Corriente	28.724.113	26.576.882	154.287.509	148.308.890	7.814.466	7.803.218	190.826.088	182.688.990
Otros pasivos no financieros no corrientes	25.066.959	22.157.747	3.158.264	3.688.766	86.624	(32.467)	28.311.847	25.814.046
PATRIMONIO NETO	3.639.316.134	3.483.537.506	3.146.125.624	2.980.877.943	(161.928.718)	(87.411.805)	6.623.513.040	6.377.003.644
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.639.316.134	3.483.537.506	3.146.125.624	2.980.877.943	(161.928.718)	(87.411.805)	3.706.308.560	3.518.479.555
Capital emitido	1.830.431.254	1.752.378.473	1.122.271.982	1.122.271.981	(127.820.401)	(49.767.619)	2.824.882.835	2.824.882.835
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.342.794.406	1.423.967.654	1.142.235.622	1.310.880.528	(727.260.637)	(917.234.976)	1.757.769.391	1.817.613.206
Primas de emisión	-	-	-	-	158.759.648	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	466.090.474	307.191.379	881.618.020	547.725.434	1.825.492.570	2.011.931.040	255.996.584	8.323.764
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	2.917.204.480	2.858.524.089
Total Patrimonio Neto y Pasivos	7.081.950.607	7.104.728.690	6.188.017.336	5.856.988.389	95.412.812	248.423.242	13.365.380.755	13.210.140.321

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Generación		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	30-06-2010 M\$	30-06-2009 M\$	30-06-2010 M\$	30-06-2009 M\$	30-06-2010 M\$	30-06-2009 M\$	30-06-2010 M\$	30-06-2009 M\$
INGRESOS	1.296.885.701	1.400.992.248	2.106.375.406	2.080.024.931	(274.806.827)	(206.688.978)	3.128.454.280	3.274.328.201
Ventas	1.270.677.425	1.394.120.502	1.976.190.366	1.920.049.410	(274.654.322)	(208.326.951)	2.972.213.469	3.105.842.961
Ventas de energía	1.241.600.115	1.326.209.084	1.844.249.589	1.798.932.910	(339.853.556)	(287.325.769)	2.745.996.148	2.837.816.225
Otras ventas	2.267.196	450.242	3.021.869	4.645.714	15.799.693	19.165.187	21.088.758	24.261.143
Otras prestaciones de servicios	26.810.114	67.461.176	128.918.908	116.470.786	49.399.541	59.833.631	205.128.563	243.765.593
Otros ingresos de explotación	26.208.276	6.871.746	130.185.040	159.975.521	(152.505)	1.637.973	156.240.811	168.485.240
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(625.354.102)	(577.528.562)	(1.317.161.906)	(1.329.739.991)	300.897.446	253.138.877	(1.641.618.562)	(1.654.129.676)
Compras de energía	(134.833.072)	(87.094.004)	(958.416.877)	(1.047.725.042)	338.841.935	300.216.881	(754.408.014)	(834.602.165)
Consumo de combustible	(345.646.885)	(356.326.238)	-	-	(2.259)	(1.472)	(345.649.144)	(356.327.710)
Gastos de transporte	(106.127.919)	(95.735.348)	(98.900.957)	(53.426.159)	10.010.727	9.872.857	(195.018.149)	(139.288.650)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(38.746.226)	(38.372.972)	(259.844.072)	(228.588.790)	(47.952.957)	(56.949.389)	(346.543.255)	(323.911.151)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	671.531.599	823.463.686	789.213.500	750.284.940	26.090.619	46.449.899	1.486.835.718	1.620.198.525
Trabajos para el Inmovilizado	305.094	391.128	14.526.288	14.085.119	-	-	14.831.382	14.476.247
Gastos de Personal	(35.031.078)	(36.023.324)	(103.771.431)	(99.699.812)	(38.801.923)	(41.745.935)	(177.604.432)	(177.469.071)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(56.958.959)	(52.265.646)	(190.676.144)	(190.188.930)	13.661.399	14.351.377	(233.973.704)	(228.103.199)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	579.846.656	735.565.844	509.292.213	474.481.317	950.095	19.055.341	1.090.088.964	1.229.102.502
Amortizaciones y pérdida por deterioro	(124.077.211)	(113.689.750)	(124.226.080)	(108.224.129)	(5.433.954)	(18.005.614)	(253.737.245)	(239.919.493)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	455.769.445	621.876.094	385.066.133	366.257.188	(4.483.859)	1.049.727	836.351.719	989.183.009
RESULTADO FINANCIERO	(65.748.160)	(108.053.729)	(66.674.347)	(51.084.272)	(14.534.321)	6.396.574	(146.956.828)	(152.741.427)
Ingresos financieros	16.531.869	23.840.599	51.231.498	42.027.456	3.733.594	2.028.060	71.496.961	67.896.115
Gastos financieros	(91.546.560)	(127.042.734)	(120.438.413)	(93.055.829)	(12.857.626)	2.272.947	(224.842.599)	(217.825.616)
Resultados por Unidades de Reajuste	(1.959.284)	9.386.499	531.045	(582.975)	(6.235.537)	12.542.010	(7.663.776)	21.345.534
Diferencias de cambio	11.225.815	(14.238.093)	2.001.523	527.076	825.248	(10.446.443)	14.052.586	(24.157.460)
Positivas	38.848.996	28.649.401	4.668.165	6.164.258	20.763.337	360.619	64.280.498	35.174.278
Negativas	(27.623.181)	(42.887.494)	(2.666.642)	(5.637.182)	(19.938.089)	(10.807.062)	(50.227.912)	(59.331.738)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	319.097	1.626.864	-	37.585.849	144.491	(37.585.849)	463.588	1.626.864
Diferencia Negativa de Consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado de Otras Inversiones	(24.092)	-	(282.498)	758.509	23.961	1.040.510	(282.629)	1.799.019
Resultados en Ventas de Activos	92.642	(33.500)	507.566	(356.444)	974.302	592.528	1.574.510	202.584
Otros Gastos Distintos de los de Operación	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	390.408.932	515.415.729	318.616.854	353.160.830	(17.875.426)	(28.506.510)	691.150.360	840.070.049
Impuesto Sobre Sociedades	(107.536.370)	(97.246.580)	(101.411.094)	(75.747.593)	(12.542.156)	23.931.411	(221.489.620)	(149.062.762)
Resultado Despues De Impuestos De Las Actividades Continuas	282.872.562	418.169.149	217.205.760	277.413.237	(30.417.582)	(4.575.099)	469.660.740	691.007.287
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado Despues De Impuestos De Las Actividades Interrumpidas	282.872.562	418.169.149	217.205.760	277.413.237	(30.417.582)	(4.575.099)	469.660.740	691.007.287
RESULTADO DEL EJERCICIO	282.872.562	418.169.149	217.205.760	277.413.237	(30.417.582)	(4.575.099)	469.660.740	691.007.287
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	198.173.195	360.905.854
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	271.487.545	330.101.433

33.3 Países.

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	644.523.350	843.756.651	274.855.977	238.697.969	908.698.999	867.294.187	335.588.694	566.973.953	114.996.987	107.238.468	(19.843.448)	(52.505.572)	2.258.820.559	2.571.455.656
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	154.080.634	285.514.616	62.439.110	53.307.697	309.962.030	370.493.421	116.302.982	395.571.472	33.970.400	30.013.615	-	-	676.755.156	1.134.900.821
Otros activos financieros corrientes	125.772	1.536.149	1.269.593	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.395.365	1.536.149
Otros Activos No Financieros, Corriente	4.622.116	7.146.069	1.607.048	10.472.150	21.055.419	14.426.954	1.041.272	3.440.009	2.757.624	3.016.640	-	-	31.083.479	38.501.822
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	335.523.226	453.263.074	175.935.419	144.721.842	515.047.440	435.142.404	201.882.227	154.237.487	59.987.255	58.929.971	(28.845.556)	(107.648.217)	1.259.530.011	1.138.646.561
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente	57.525.700	12.683.334	24.254.050	21.301.343	222.634	168.850	167.622	(117.203)	1.632.563	114.182	(54.706.109)	(15.136.274)	29.096.460	19.014.232
Inventarios	26.794.199	20.148.347	5.320.972	7.295.836	1.931.770	1.512.096	13.952.539	12.448.709	16.335.900	14.914.280	-	-	64.335.380	56.319.268
Activos por impuestos corrientes	65.851.703	63.465.062	4.029.786	1.599.101	60.479.706	45.550.462	2.242.052	1.393.479	313.245	249.780	-	(81.932)	132.916.492	112.175.952
Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	63.708.216	70.360.851	63.708.216	70.360.851
ACTIVOS NO CORRIENTES	7.897.317.631	7.901.624.978	608.870.034	574.512.830	3.835.616.606	3.670.419.041	2.376.599.952	2.113.095.226	1.237.268.833	1.150.463.047	(4.849.112.860)	(4.771.430.457)	11.106.560.196	10.638.684.665
Otros activos financieros no corrientes	20.249.362	28.767.604	-	-	2.078.743	-	9.420	874	2.612.786	1.728.279	-	-	24.950.311	30.496.757
Otros activos no financieros no corrientes	2.113.293	1.953.655	12.378.836	11.592.175	82.678.010	79.129.668	1.239.270	1.124.049	356.583	455.706	-	-	98.765.992	94.255.253
Derechos por cobrar no corrientes	10.883.198	13.413.378	82.396.550	70.806.123	115.433.902	101.549.009	9.932.514	8.893.522	-	315.381	-	-	218.646.164	194.977.413
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente	6.524.476	-	-	-	42.350.764	36.839.087	-	-	-	-	(48.875.240)	(36.839.087)	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	4.751.081.265	4.767.024.721	8.306.647	7.966.302	1.302.283.768	1.234.083.877	1.562	1.370	48.200.653	47.596.359	(6.097.529.722)	(6.035.391.168)	12.344.173	21.281.461
Activos intangibles distintos de la plusvalía	42.292.013	44.867.672	3.341.890	3.150.025	1.422.739.755	1.359.418.701	38.899.132	34.811.295	3.903.783	3.874.552	-	0	1.511.176.573	1.446.122.245
Plusvalía	2.313.408	2.312.300	2.848.075	2.780.777	129.166.933	124.648.965	8.546.170	7.497.542	11.974.794	11.050.603	1.378.106.671	1.353.061.746	1.532.956.051	1.501.351.933
Propiedades, Planta y Equipo	2.935.154.813	2.904.691.507	469.050.863	449.530.241	549.696.200	548.867.547	2.175.489.133	1.933.700.358	1.164.285.488	1.083.269.232	(84.540.263)	(55.987.643)	7.209.136.234	6.864.071.242
Propiedad de inversión	31.079.150	31.231.839	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.079.150	31.231.839
Activos por impuestos diferidos	95.626.653	107.362.302	30.547.173	28.687.187	189.188.531	185.882.187	142.482.751	127.066.216	5.934.746	2.172.935	3.725.694	3.725.694	467.505.548	454.896.521
TOTAL ACTIVOS	8.541.840.981	8.745.381.629	883.726.011	813.210.799	4.744.315.605	4.537.713.228	2.712.188.646	2.680.069.179	1.352.265.820	1.257.701.515	(4.868.956.308)	(4.823.936.029)	13.365.380.755	13.210.140.321

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
PASIVOS CORRIENTES	479.515.796	903.928.510	376.670.909	315.322.679	721.002.230	577.406.981	308.658.348	333.334.592	114.869.448	122.026.286	14.306.871	(56.631.510)	2.015.023.602	2.195.387.538
Otros pasivos financieros corrientes	75.627.299	203.071.576	99.649.013	72.071.471	253.199.797	259.252.665	146.077.472	142.035.231	60.524.222	56.003.931	-	(6.791)	635.077.803	732.428.083
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	292.963.972	412.036.076	174.316.069	145.853.738	346.076.266	259.436.435	121.447.017	121.147.948	35.441.401	38.025.476	-	6.791	970.244.725	976.506.464
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	21.369.387	156.069.449	27.238.392	31.800.330	70.492.759	31.040.271	(5.018.423)	120.530	(8.065.310)	125.143	(27.301.177)	(107.199.944)	78.715.628	111.955.779
Otras provisiones a corto plazo	44.168.398	52.152.629	27.511.030	23.007.266	11.039.550	9.409.249	4.083.898	3.592.400	13.204.017	11.862.911	-	-	100.006.893	100.024.455
Pasivos por Impuestos corrientes	24.749.818	71.611.640	32.222.561	27.624.545	38.625.142	15.799.839	32.790.488	57.901.052	9.006.755	12.430.527	-	(81.932)	137.394.764	185.285.671
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	1.346.996	1.714.434	749.810	119.702	-	-	4.401.396	3.081.031	-	-	-	-	6.498.202	4.915.167
Otros pasivos no financieros corrientes	19.289.926	7.272.706	14.984.034	14.845.627	1.568.716	2.468.522	4.876.500	5.456.400	4.758.363	3.578.298	-	-	45.477.539	33.621.553
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	41.608.048	50.650.366	41.608.048	50.650.366
PASIVOS NO CORRIENTES	1.935.797.788	1.929.817.486	196.545.629	214.399.921	1.089.497.516	1.140.582.690	935.340.069	817.235.201	611.537.348	572.081.308	(41.874.237)	(36.367.467)	4.726.844.113	4.637.749.139
Otros pasivos financieros no corrientes	1.650.867.770	1.643.950.501	107.095.860	131.351.744	683.608.501	735.805.463	784.922.479	682.712.921	371.359.470	349.805.090	-	-	3.597.854.080	3.543.625.719
Pasivos no corrientes	3.194.024	7.570.291	372.035	478.409	40.702.677	49.957.441	847.113	721.362	-	-	-	-	45.115.849	58.727.503
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, no corriente	-	-	40.981.235	37.218.338	3.502.899	3.556.672	-	-	-	-	(41.874.237)	(37.218.338)	2.609.897	3.556.672
Otras provisiones a largo plazo	15.516.006	16.062.212	7.935.740	7.703.251	217.111.227	213.128.470	2.658.124	2.725.990	12.008.437	10.666.989	-	-	255.229.534	250.286.912
Pasivo por impuestos diferidos	219.165.529	216.277.536	24.611.700	24.538.307	75.425.041	69.347.637	59.777.148	51.497.425	227.917.400	211.388.392	-	-	606.896.818	573.049.297
Obligación por Beneficios Post Empleo, No Corriente	33.147.283	32.408.576	1.396.429	1.915.904	69.147.171	68.787.007	87.135.205	79.577.503	-	-	-	-	190.826.088	182.688.990
Otros pasivos no financieros no corrientes	13.907.176	13.548.370	14.152.630	11.193.968	-	-	-	-	252.041	220.837	-	850.871	28.311.847	25.814.046
PATRIMONIO NETO	6.126.527.397	5.911.635.633	310.509.473	283.488.199	2.933.815.859	2.819.723.557	1.468.190.229	1.529.499.386	625.859.024	563.593.921	(4.841.388.941)	(4.730.937.052)	6.623.513.040	6.377.003.644
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	6.126.527.397	5.911.635.633	310.509.473	283.488.199	2.933.815.859	2.819.723.557	1.468.190.229	1.529.499.386	625.859.024	563.593.921	(4.841.388.941)	(4.730.937.052)	3.706.308.560	3.518.479.555
Capital emitido	5.493.004.152	5.486.091.755	233.455.382	231.131.872	1.016.332.368	1.016.332.368	147.306.404	263.851.437	198.134.490	198.134.490	(4.263.349.961)	(4.370.659.087)	2.824.882.835	2.824.882.835
Ganancias (pérdidas) acumuladas	2.396.439.954	2.779.151.819	25.362.753	42.103.877	245.285.781	441.729.773	125.699.543	266.283.171	37.663.531	54.446.993	(1.072.682.171)	(1.766.102.427)	1.757.769.391	1.817.613.206
Primas de emisión	158.759.648	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	(1.921.676.357)	(2.512.367.589)	51.691.338	10.252.450	1.672.197.710	1.361.661.416	1.195.184.282	999.364.778	390.061.003	311.012.438	1.785.743.088	2.696.924.360	255.996.584	8.323.764
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.917.204.480	2.858.524.089
Total Patrimonio Neto y Pasivos	8.541.840.981	8.745.381.629	883.726.011	813.210.799	4.744.315.605	4.537.713.228	2.712.188.646	2.680.069.179	1.352.265.820	1.257.701.515	(4.868.956.308)	(4.823.936.029)	13.365.380.755	13.210.140.321

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-06-2010 M\$	30-06-2009 M\$	30-06-2010 M\$	30-06-2009 M\$	30-06-2010 M\$	30-06-2009 M\$	30-06-2010 M\$	30-06-2009 M\$	30-06-2010 M\$	30-06-2009 M\$	30-06-2010 M\$	30-06-2009 M\$	30-06-2010 M\$	30-06-2009 M\$
INGRESOS	960.915.634	1.223.070.410	326.306.191	353.602.801	1.039.131.397	911.833.005	587.842.794	533.202.311	215.948.148	241.006.389	(1.689.884)	11.613.285	3.128.454.280	3.274.328.201
Ventas	934.562.945	1.200.968.300	320.347.135	347.230.626	939.815.989	807.512.140	572.117.840	505.296.233	207.059.444	233.222.377	(1.689.884)	11.613.285	2.972.213.469	3.105.842.961
Ventas de energía	845.035.766	1.106.658.507	304.128.982	329.398.766	892.373.386	724.135.998	514.545.135	451.100.509	189.912.879	213.211.855	-	13.310.590	2.745.996.148	2.837.816.225
Otras ventas	14.542.076	18.866.619	-	-	1.084.330	1.646.489	4.331.669	3.251.898	2.043.989	1.207.322	(913.306)	(711.185)	21.088.758	24.261.143
Otras prestaciones de servicios	74.985.103	75.443.174	16.218.153	17.831.860	46.358.273	81.729.653	53.241.036	50.943.826	15.102.576	18.803.200	(776.578)	(986.120)	205.128.563	243.765.593
Otros ingresos de explotación	26.352.689	22.102.110	5.959.056	6.372.175	99.315.408	104.320.865	15.724.954	27.906.078	8.888.704	7.784.012	-	-	156.240.811	168.485.240
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(523.880.582)	(649.508.279)	(200.043.311)	(203.058.946)	(577.343.682)	(510.307.262)	(256.399.127)	(194.588.212)	(84.955.107)	(97.877.337)	1.003.247	1.210.360	(1.641.618.562)	(1.654.129.676)
Compras de energía	(227.943.883)	(321.536.516)	(76.351.664)	(90.968.886)	(266.479.129)	(266.733.464)	(145.095.453)	(102.280.113)	(38.537.885)	(53.083.186)	-	-	(754.408.014)	(834.602.165)
Consumo de combustible	(178.440.872)	(223.691.087)	(113.267.682)	(97.469.729)	(13.444.875)	(6.371.616)	(19.982.290)	(7.802.425)	(20.513.425)	(20.992.853)	-	-	(345.649.144)	(356.327.710)
Gastos de transporte	(85.910.666)	(60.929.651)	(2.149.440)	(4.775.555)	(44.911.389)	(18.688.331)	(55.481.526)	(48.178.166)	(6.565.128)	(6.716.947)	-	-	(195.018.149)	(139.288.650)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(31.585.161)	(43.351.025)	(8.274.525)	(9.844.776)	(252.508.289)	(218.513.851)	(35.839.858)	(36.327.508)	(19.338.669)	(17.084.351)	1.003.247	1.210.360	(346.543.255)	(323.911.151)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	437.035.052	573.562.131	126.262.880	150.543.855	461.787.715	401.525.743	331.443.667	338.614.099	130.993.041	143.129.052	(686.637)	12.823.645	1.486.835.718	1.620.198.525
Trabajos para el Inmovilizado	1.175.964	1.236.191	3.788.344	4.172.135	7.251.087	6.409.298	1.793.673	934.474	822.314	1.724.149	-	-	14.831.382	14.476.247
Gastos de Personal	(52.706.579)	(53.115.243)	(35.994.886)	(37.466.824)	(54.234.171)	(52.359.125)	(24.184.021)	(22.368.963)	(10.484.775)	(12.158.916)	-	-	(177.604.432)	(177.469.071)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(53.381.358)	(43.185.339)	(38.736.071)	(42.267.968)	(81.270.392)	(80.359.603)	(42.886.262)	(40.887.328)	(18.265.918)	(21.830.484)	566.297	427.523	(233.973.704)	(228.103.199)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	332.123.079	478.497.740	55.320.267	74.981.198	333.534.239	275.216.313	266.167.057	276.292.282	103.064.662	110.863.801	(120.340)	13.251.168	1.090.088.964	1.229.102.502
Amortizaciones y pérdida por deterioro	(68.626.731)	(66.292.376)	(18.059.788)	(22.672.543)	(84.107.295)	(60.867.619)	(51.995.726)	(46.802.319)	(30.947.705)	(29.974.046)	-	(13.310.590)	(253.737.245)	(239.919.493)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	263.496.348	412.205.364	37.260.479	52.308.655	249.426.944	214.348.694	214.171.331	229.489.963	72.116.957	80.889.755	(120.340)	(59.422)	836.351.719	989.183.009
RESULTADO FINANCIERO	(56.844.462)	(51.991.568)	(2.849.954)	(28.946.193)	(45.636.879)	(22.444.433)	(30.070.273)	(33.873.777)	(11.837.850)	(21.247.466)	282.590	5.762.010	(146.956.828)	(152.741.427)
Ingresos financieros	8.680.105	16.909.524	4.633.083	5.457.503	51.335.570	33.895.539	7.288.719	10.659.134	1.079.217	2.526.750	(1.519.733)	(1.552.335)	71.496.961	67.896.115
Gastos financieros	(58.970.055)	(65.802.634)	(17.453.596)	(16.047.787)	(99.348.232)	(68.877.428)	(37.394.363)	(44.682.278)	(13.196.086)	(24.011.728)	1.519.733	1.596.239	(224.842.599)	(217.825.616)
Resultados por Unidades de Reajuste	(7.663.776)	21.345.534	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(7.663.776)	21.345.534
Diferencias de cambio	1.109.264	(24.443.992)	9.970.559	(18.355.909)	2.375.783	12.537.456	35.371	149.367	279.019	237.512	282.590	5.718.106	14.052.586	(24.157.460)
Positivas	24.697.132	11.482.451	19.646.650	4.777.809	21.568.239	16.566.951	517.017	1.360.573	744.910	1.154.499	(2.893.450)	(168.005)	64.280.498	35.174.278
Negativas	(23.587.868)	(35.926.443)	(9.676.091)	(23.133.718)	(19.192.456)	(4.029.495)	(481.646)	(1.211.206)	(465.891)	(916.987)	3.176.040	5.886.111	(50.227.912)	(59.331.738)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	319.246	(3.031.754)	144.543	318.420	-	-	-	-	-	4.340.272	(201)	(74)	463.588	1.626.864
Diferencia Negativa de Consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado de Otras Inversiones	1.255.968	1.799.088	125.629	125.673	-	-	(282.498)	-	-	-	(1.381.728)	(125.742)	(282.629)	1.799.019
Resultados en Ventas de Activos	1.053.710	57.885	-	-	103.892	207.381	463.534	55.124	(46.626)	(117.806)	-	-	1.574.510	202.584
Otros Gastos Distintos de los de Operación	-	1.069	-	-	-	(1.069)	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	209.280.810	359.040.084	34.680.697	23.806.555	203.893.957	192.110.573	184.282.094	195.671.310	60.232.481	63.864.755	(1.219.679)	5.576.772	691.150.360	840.070.049
Impuesto Sobre Sociedades	(81.468.498)	(13.783.930)	(12.151.171)	(7.609.543)	(46.545.342)	(46.643.590)	(59.496.440)	(58.441.134)	(21.828.169)	(22.584.565)	-	-	(221.489.620)	(149.062.762)
Resultado Despues De Impuestos De Las Actividades Continuas	127.812.312	345.256.154	22.529.526	16.197.012	157.348.615	145.466.983	124.785.654	137.230.176	38.404.312	41.280.190	(1.219.679)	5.576.772	469.660.740	691.007.287
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado Despues De Impuestos De Las Actividades Interrumpidas	127.812.312	345.256.154	22.529.526	16.197.012	157.348.615	145.466.983	124.785.654	137.230.176	38.404.312	41.280.190	(1,219.679)	5,576.772	469.660.740	691.007.287
RESULTADO DEL EJERCICIO	127.812.312	345.256.154	22.529.526	16.197.012	157.348.615	145.466.983	124.785.654	137.230.176	38.404.312	41.280.190	(1,219.679)	5,576.772	469.660.740	691.007.287
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	198.173.195	360.905.854
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	271.487.545	330.101.433

33.4 Generación y distribución por países.

a) Generación

Línea de Negocio	Generación													
	Pais	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales
ACTIVOS	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	335.600.468	507.744.040	155.317.969	140.991.440	279.590.007	306.278.528	131.939.018	256.813.794	59.371.789	54.343.007	25.425.951	(14.751.264)	987.245.202	1.251.419.545
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	38.186.502	239.557.586	17.902.363	24.950.525	100.062.436	172.292.830	14.074.177	160.939.980	21.859.892	21.294.688	-	-	192.085.370	619.035.609
Otros activos financieros corrientes	125.772	1.536.089	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	125.772	1.536.089
Otros Activos No Financieros, Corriente	1.010.809	3.006.861	687.622	5.697.002	80.880	714.402	215.873	1.554.560	1.759.534	2.016.998	-	-	3.754.718	12.989.823
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	148.788.690	165.592.963	113.322.729	88.133.531	128.587.205	80.628.076	72.327.843	55.169.859	12.408.737	11.073.405	38.075.830	(7.437.609)	513.511.034	393.160.225
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente	74.969.884	35.218.885	21.184.801	18.151.446	29.613.334	32.909.657	39.106.134	32.526.869	11.315.040	8.979.580	(12.649.879)	(7.313.655)	163.539.314	120.472.782
Inventarios	25.600.371	18.778.149	2.057.672	3.803.384	23.238	22.134	6.214.991	6.622.526	11.964.340	10.975.529	-	-	45.860.612	40.201.722
Activos por impuestos corrientes	46.918.440	44.053.507	162.783	255.552	21.222.914	19.711.429	-	-	64.246	2.807	-	-	68.368.383	64.023.295
Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	3.979.812.262	3.993.095.099	264.394.106	249.643.009	684.790.041	676.395.960	1.380.638.208	1.228.326.578	842.290.317	785.935.394	(1.057.219.529)	(1.080.086.895)	6.094.705.405	5.853.309.145
Otros activos financieros no corrientes	3.264.479	4.060.933	-	-	-	-	-	-	152.821	80.862	-	-	3.417.300	4.141.795
Otros activos no financieros no corrientes	456.642	550.079	11.563.967	10.805.636	20.877.966	19.728.902	1.239.270	1.092.649	356.583	336.605	-	-	34.494.428	32.513.871
Derechos por cobrar no corrientes	2.277.624	2.378.486	76.553.745	62.959.282	17.624.348	19.307.193	3.380.040	3.028.768	-	-	-	-	99.835.757	87.673.729
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente	6.524.476	-	-	-	50.309.923	47.710.556	-	-	-	-	(48.875.240)	(36.752.514)	7.959.159	10.958.042
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.566.818.483	1.598.184.456	3.525.138	3.297.780	11.718.581	11.308.690	1.558	1.366	48.200.653	47.596.359	(1.045.327.911)	(1.076.313.557)	584.936.502	584.075.094
Activos intangibles distintos de la plusvalía	8.350.825	8.007.620	232.078	246.210	795.825	4.055.751	19.742.281	17.245.016	438.315	506.047	-	-	29.559.324	30.060.644
Plusvalía	14.800	13.692	2.848.075	2.780.777	-	-	-	-	11.974.794	11.050.603	96.300.051	88.966.819	111.137.720	102.811.891
Propiedades, Planta y Equipo	2.364.401.299	2.359.882.964	154.400.181	154.533.019	528.941.366	528.479.286	1.292.198.556	1.148.817.647	775.269.660	724.212.506	(59.316.429)	(55.987.643)	5.055.894.633	4.859.937.779
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	27.703.634	20.016.869	15.270.922	15.020.305	54.522.032	45.805.582	64.076.503	58.141.132	5.897.491	2.152.412	-	-	167.470.582	141.136.300
TOTAL ACTIVOS	4.315.412.730	4.500.839.139	419.712.075	390.634.449	964.380.048	982.674.488	1.512.577.226	1.485.140.372	901.662.106	840.278.401	(1.031.793.578)	(1.094.838.159)	7.081.950.607	7.104.728.690

Línea de Negocio	Generación														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS															
PASIVOS CORRIENTES	346.702.879	625.965.349	168.990.855	143.720.453	240.861.347	180.531.897	161.419.299	130.634.275	64.670.538	71.313.577	(22.512.623)	(18.229.801)	960.132.295	1.133.935.750	
Otros pasivos financieros corrientes	60.597.442	189.810.430	86.426.060	61.487.491	69.249.479	66.171.126	56.070.694	57.137.900	38.331.507	38.334.893	-	-	310.675.182	412.941.840	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	180.403.673	279.642.827	31.789.704	30.014.055	96.607.521	55.325.502	23.900.893	28.526.181	15.441.023	20.319.427	-	-	348.142.814	413.827.992	
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	58.535.903	70.031.934	26.278.476	29.317.861	57.338.052	49.239.836	59.893.324	2.477.464	298.038	262.056	(22.512.623)	(18.229.801)	179.831.170	133.099.350	
Otras provisiones a corto plazo	24.086.148	25.922.905	1.118.701	1.163.928	1.869.300	1.883.131	26.181	26.684	3.804.943	2.790.365	-	-	30.905.273	31.787.013	
Pasivos por Impuestos corrientes	7.040.786	57.461.125	23.213.223	21.511.319	15.796.997	7.912.298	16.024.356	37.298.367	5.372.690	8.066.064	-	-	67.448.052	132.249.173	
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	-	367.702	-	-	-	-	3.531.589	3.081.031	-	-	-	-	3.531.589	3.448.733	
Otros pasivos no financieros corrientes	16.038.927	2.728.426	164.691	225.799	(2)	4	1.972.262	2.086.648	1.422.337	1.540.772	-	-	19.598.215	6.581.649	
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PASIVOS NO CORRIENTES	1.309.651.524	1.310.207.063	149.148.233	160.157.823	201.847.500	270.850.843	482.359.118	424.071.893	380.477.038	358.335.279	(40.981.235)	(36.367.467)	2.482.502.178	2.487.255.434	
Otros pasivos financieros no corrientes	1.089.236.682	1.089.852.354	80.713.099	98.646.588	136.227.974	162.226.842	462.847.909	406.377.244	207.846.124	200.034.511	-	-	1.976.871.788	1.957.137.539	
Pasivos no corrientes	2.982.186	7.361.867	-	-	14.499.896	16.720.727	-	-	-	-	-	-	17.482.082	24.082.594	
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, no corriente	77.939	76.986	40.981.235	37.218.338	2.609.897	46.920.142	-	-	-	-	(40.981.235)	(37.218.338)	2.687.836	46.997.128	
Otras provisiones a largo plazo	9.546.571	9.246.395	-	-	41.816.592	38.132.390	488.421	430.975	11.844.211	10.482.637	-	-	63.695.795	58.292.397	
Pasivo por impuestos diferidos	187.182.925	184.228.532	13.310.836	13.113.742	6.693.141	6.850.742	-	-	160.786.703	147.818.131	-	-	367.973.605	352.011.147	
Obligación por Beneficios Post Empleo, No Corriente	9.701.325	9.313.208	-	-	-	-	19.022.788	17.263.674	-	-	-	-	28.724.113	26.576.882	
Otros pasivos no financieros no corrientes	10.923.896	10.127.721	14.143.063	11.179.155	-	-	-	-	-	-	-	850.871	25.066.959	22.157.747	
PATRIMONIO NETO	2.659.058.327	2.564.666.727	101.572.987	86.756.173	521.671.201	531.291.748	868.798.809	930.434.204	456.514.530	410.629.545	(968.299.720)	(1.040.240.891)	3.639.316.134	3.483.537.506	
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	2.659.058.327	2.564.666.727	101.572.987	86.756.173	521.671.201	531.291.748	868.798.809	930.434.204	456.514.530	410.629.545	(968.299.720)	(1.040.240.891)	3.639.316.134	3.483.537.506	
Capital emitido	2.121.258.434	2.114.323.325	92.185.037	92.185.037	203.659.553	203.659.553	142.906.410	259.460.190	164.297.758	164.297.758	(893.875.938)	(1.081.547.390)	1.830.431.254	1.752.378.473	
Ganancias (pérdidas) acumuladas	873.413.669	1.133.764.178	7.334.414	3.698.891	46.168.005	124.457.334	67.371.822	138.029.796	12.741.770	21.916.044	335.764.726	2.101.411	1.342.794.406	1.423.967.654	
Primas de emisión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras reservas	(335.613.776)	(683.420.776)	2.053.536	(9.127.755)	271.843.643	203.174.861	658.520.577	532.944.218	279.475.002	224.415.743	(410.188.508)	39.205.088	466.090.474	307.191.379	
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total Patrimonio Neto y Pasivos	4.315.412.730	4.500.839.139	419.712.075	390.634.449	964.380.048	982.674.488	1.512.577.226	1.485.140.372	901.662.106	840.278.401	(1.031.793.578)	(1.094.838.159)	7.081.950.607	7.104.728.690	

Línea de Negocio	Generación														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		30-06-2010 M\$	30-06-2009 M\$	30-06-2010 M\$	30-06-2009 M\$	30-06-2010 M\$	30-06-2009 M\$	30-06-2010 M\$	30-06-2009 M\$	30-06-2010 M\$	30-06-2009 M\$	30-06-2010 M\$	30-06-2009 M\$	30-06-2010 M\$	30-06-2009 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES															
INGRESOS	620.970.994	739.334.263	172.074.775	164.351.043	130.491.833	153.537.468	264.343.121	234.470.607	109.443.669	109.726.390	(438.691)	(427.523)	1.296.885.701	1.400.992.248	
Ventas	598.964.198	733.012.876	170.080.128	164.343.433	129.340.566	153.312.984	263.397.025	234.398.975	109.334.199	109.479.757	(438.691)	(427.523)	1.270.677.425	1.394.120.502	
Ventas de energía	587.917.194	722.624.500	167.140.269	160.807.546	118.831.204	105.154.387	263.093.179	234.004.037	104.618.269	103.618.614	-	-	1.241.600.115	1.326.209.084	
Otras ventas	2.267.196	450.242	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.267.196	450.242	
Otras prestaciones de servicios	8.779.808	9.938.134	2.939.859	3.535.887	10.509.362	48.158.597	303.846	394.938	4.715.930	5.861.143	(438.691)	(427.523)	26.810.114	67.461.176	
Otros ingresos de explotación	22.006.796	6.321.387	1.994.647	7.610	1.151.267	224.484	946.096	71.632	109.470	246.633	-	-	26.208.276	6.871.746	
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(310.108.204)	(316.987.075)	(125.443.067)	(113.928.967)	(39.427.326)	(47.317.844)	(110.318.739)	(72.061.421)	(40.056.766)	(27.233.255)	-	-	(625.354.102)	(577.528.562)	
Compras de energía	(57.424.081)	(29.636.471)	(4.501.434)	(5.646.092)	(9.893.893)	(22.977.317)	(53.532.581)	(30.299.290)	(9.481.083)	1.465.166	-	-	(134.833.072)	(87.094.004)	
Consumo de combustible	(178.438.613)	(223.689.615)	(113.267.682)	(97.469.729)	(13.444.875)	(6.371.616)	(19.982.290)	(7.802.425)	(20.513.425)	(20.992.853)	-	-	(345.646.885)	(356.326.238)	
Gastos de transporte	(71.093.590)	(60.929.651)	(1.562.110)	(3.799.783)	(2.659.150)	(2.195.939)	(24.193.876)	(22.093.028)	(6.619.193)	(6.716.947)	-	-	(106.127.919)	(95.735.348)	
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(3.151.920)	(2.731.338)	(6.111.841)	(7.013.363)	(13.429.408)	(15.772.972)	(12.609.992)	(11.866.678)	(3.443.065)	(988.621)	-	-	(38.746.226)	(38.372.972)	
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	310.862.790	422.347.188	46.631.708	50.422.076	91.064.507	106.219.624	154.024.382	162.409.186	69.386.903	82.493.135	(438.691)	(427.523)	671.531.599	823.463.686	
Trabajos para el Inmovilizado	-	-	-	-	-	-	305.094	223.539	-	167.589	-	-	305.094	391.128	
Gastos de Personal	(14.786.879)	(13.688.463)	(5.681.044)	(5.855.921)	(5.574.233)	(7.324.875)	(5.733.577)	(5.370.211)	(3.255.345)	(3.783.854)	-	-	(35.031.078)	(36.023.324)	
Otros Gastos Fijos de Explotación	(26.068.163)	(17.754.251)	(5.341.487)	(6.424.312)	(7.007.409)	(5.901.536)	(11.156.081)	(10.758.739)	(7.824.510)	(11.854.331)	438.691	427.523	(56.958.959)	(52.265.646)	
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	270.007.748	390.904.474	35.609.177	38.141.843	78.482.865	92.993.213	137.439.818	146.503.775	58.307.048	67.022.539	-	-	579.846.656	735.565.844	
Amortizaciones y pérdida por deterioro	(49.818.118)	(48.766.728)	(9.856.437)	(12.153.544)	(24.204.626)	(16.050.104)	(20.564.785)	(17.725.995)	(19.633.245)	(18.993.379)	-	-	(124.077.211)	(113.689.750)	
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	220.189.630	342.137.746	25.752.740	25.988.299	54.278.239	76.943.109	116.875.033	128.777.780	38.673.803	48.029.160	-	-	455.769.445	621.876.094	
RESULTADO FINANCIERO	(36.089.125)	(44.028.140)	389.326	(25.858.284)	(7.595.447)	(6.090.210)	(16.856.103)	(21.479.630)	(6.320.314)	(16.315.571)	723.503	5.718.106	(65.748.160)	(108.053.729)	
Ingresos financieros	4.038.945	7.326.833	665.731	1.908.743	10.143.115	8.245.795	2.856.709	6.829.457	314.219	1.082.106	(1.486.850)	(1.552.335)	16.531.869	23.840.599	
Gastos financieros	(38.994.228)	(46.454.498)	(9.529.726)	(9.872.936)	(17.869.885)	(26.299.689)	(19.690.082)	(28.382.349)	(6.949.489)	(17.585.597)	1.486.850	1.552.335	(91.546.560)	(127.042.734)	
Resultados por Unidades de Reajuste	(1.959.284)	9.386.499	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.959.284)	9.386.499	
Diferencias de cambio	825.442	(14.286.974)	9.253.321	(17.894.091)	131.323	11.963.684	(22.730)	73.262	314.956	187.920	723.503	5.718.106	11.225.815	(14.238.093)	
Positivas	3.574.764	10.578.890	18.827.331	2.039.242	17.946.928	15.739.565	77.023	102.264	385.724	189.440	(1.962.774)	-	38.848.996	28.649.401	
Negativas	(2.749.322)	(24.865.864)	(9.574.010)	(19.933.333)	(17.815.605)	(3.775.881)	(99.753)	(29.002)	(70.768)	(1.520)	2.686.277	5.718.106	(27.623.181)	(42.887.494)	
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	319.045	(3.031.828)	52	318.420	-	-	-	-	-	4.340.272	-	-	319.097	1.626.864	
Diferencia Negativa de Consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Resultado de Otras Inversiones	(24.092)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(24.092)	-	
Resultados en Ventas de Activos	138.684	(3.635)	-	-	584	3.207	-	52.812	(46.626)	(85.884)	-	-	92.642	(33.500)	
Otros Gastos Distintos de los de Operación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	184.534.142	295.074.143	26.142.118	448.435	46.683.376	70.856.106	100.018.930	107.350.962	32.306.863	35.967.977	723.503	5.718.106	390.408.932	515.415.729	
Impuesto Sobre Sociedades	(52.484.136)	(35.386.743)	(9.136.523)	365.432	(515.371)	(14.950.931)	(33.043.521)	(35.534.582)	(12.356.819)	(11.739.756)	-	-	(107.536.370)	(97.246.580)	
Resultado Despues De Impuestos De Las Actividades Continuas	132.050.006	259.687.400	17.005.595	813.867	46.168.005	55.905.175	66.975.409	71.816.380	19.950.044	24.228.221	723.503	5.718.106	282.872.562	418.169.149	
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Resultado Despues De Impuestos De Las Actividades Interrumpidas	132.050.006	259.687.400	17.005.595	813.867	46.168.005	55.905.175	66.975.409	71.816.380	19.950.044	24.228.221	723.503	5.718.106	282.872.562	418.169.149	
RESULTADO DEL EJERCICIO	132.050.006	259.687.400	17.005.595	813.867	46.168.005	55.905.175	66.975.409	71.816.380	19.950.044	24.228.221	723.503	5.718.106	282.872.562	418.169.149	
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

b) Distribución

Línea de Negocio	Distribución													
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales
		30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$
ACTIVOS														
ACTIVOS CORRIENTES	249.726.876	201.194.118	114.166.024	93.131.605	553.271.729	533.785.021	294.027.638	333.863.028	64.621.882	54.915.535	(839.834)	(490.075)	1.274.974.315	1.216.399.232
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	94.188.366	17.933.851	44.432.326	28.163.140	117.972.271	145.450.780	101.482.928	232.157.724	11.589.320	7.898.726	-	-	369.665.211	431.604.221
Otros activos financieros corrientes	-	-	1.269.593	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.269.593	-
Otros Activos No Financieros, Corriente	3.116.148	3.508.628	919.426	4.765.940	19.221.430	12.292.485	226.665	959.511	995.239	927.900	-	-	24.478.908	22.454.464
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	137.833.358	169.492.117	61.194.666	55.933.943	385.303.702	358.989.786	124.443.023	93.045.071	47.278.388	41.842.319	737.032	20.488	756.790.169	719.323.724
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente	6.740.427	1.726.640	179.320	208.445	-	465.212	59.756.987	1.874.539	374.640	307.839	(1.576.866)	(510.563)	65.474.508	4.072.112
Inventarios	1.193.828	1.370.198	3.263.300	3.492.452	1.908.532	1.489.962	7.737.548	5.826.183	4.371.560	3.938.751	-	-	18.474.768	16.117.546
Activos por impuestos corrientes	6.654.749	7.162.684	2.907.393	567.685	28.865.794	15.096.796	380.487	-	12.735	-	-	-	38.821.158	22.827.165
Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	1.191.616.537	1.194.415.123	339.565.943	320.067.184	1.993.367.109	1.879.491.174	994.215.726	882.909.627	394.277.706	363.706.049	-	-	4.913.043.021	4.640.589.157
Otros activos financieros no corrientes	25.963	24.920	-	-	2.078.743	-	9.420	874	2.459.965	1.647.417	-	-	4.574.091	1.673.211
Otros activos no financieros no corrientes	568.662	491.799	805.438	786.539	61.800.044	59.012.257	-	31.400	-	-	-	-	63.174.144	60.321.995
Derechos por cobrar no corrientes	7.546.565	9.640.749	5.842.805	7.846.841	97.809.554	82.241.816	6.552.474	5.864.754	-	315.381	-	-	117.751.398	105.909.541
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente	-	-	-	-	-	210.855	-	-	-	-	-	-	-	210.855
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	593.821.585	578.500.084	34.033	33.228	132.323.184	105.045.877	-	-	-	-	-	-	726.178.802	683.579.189
Activos intangibles distintos de la plusvalía	14.796.449	16.104.398	3.109.812	2.903.815	1.420.541.201	1.353.856.678	18.588.692	17.026.418	3.021.640	2.924.376	-	-	1.460.057.794	1.392.815.685
Plusvalía	2.240.478	2.240.478	-	-	129.166.933	124.648.965	8.546.170	7.497.542	-	-	-	-	139.953.581	134.386.985
Propiedades, Planta y Equipo	546.471.720	544.647.596	314.505.941	294.838.019	14.980.951	14.398.121	882.285.594	783.737.988	388.796.101	358.818.875	-	-	2.147.040.307	1.996.440.599
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	26.145.115	42.765.099	15.267.914	13.658.742	134.666.499	140.076.605	78.233.376	68.750.651	-	-	-	-	254.312.904	265.251.097
TOTAL ACTIVOS	1.441.343.413	1.395.609.241	453.731.967	413.198.789	2.546.638.838	2.413.276.195	1.288.243.364	1.216.772.655	458.899.588	418.621.584	(839.834)	(490.075)	6.188.017.336	5.856.988.389

Línea de Negocio	Distribución														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$	30-06-2010 M\$	31-12-2009 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS															
PASIVOS CORRIENTES	144.369.894	147.471.992	208.045.769	170.584.075	529.746.743	456.935.441	248.360.325	235.651.234	68.608.349	61.137.029	(839.834)	(490.075)	1.198.291.246	1.071.289.696	
Otros pasivos financieros corrientes	721.126	115.477	13.222.953	10.583.980	127.989.046	137.448.492	89.145.811	84.153.139	22.192.715	17.669.038	-	-	253.271.651	249.970.126	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	67.091.647	64.754.414	142.199.024	115.839.550	243.646.575	199.559.790	95.130.469	90.054.931	19.765.064	17.175.620	-	-	567.832.779	487.384.305	
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	57.810.583	59.694.812	2.508.297	2.451.028	127.887.564	104.779.978	40.910.322	34.562.690	11.109.568	11.448.425	(839.834)	(490.075)	239.386.500	212.446.858	
Otras provisiones a corto plazo	5.477.882	7.260.776	25.920.657	21.138.602	7.415.631	6.106.634	3.265.578	3.463.182	8.740.080	8.672.619	-	-	50.819.828	46.641.813	
Pasivos por Impuestos corrientes	9.748.476	11.275.178	8.921.865	6.040.230	21.361.738	7.005.679	16.419.758	20.455.585	3.626.842	4.329.031	-	-	60.078.679	49.105.703	
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	1.239.422	1.239.422	749.810	119.702	-	-	869.807	-	-	-	-	-	2.859.039	1.359.124	
Otros pasivos no financieros corrientes	2.280.758	3.131.913	14.523.163	14.410.983	1.446.189	2.034.868	2.618.580	2.961.707	3.174.080	1.842.296	-	-	24.042.770	24.381.767	
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PASIVOS NO CORRIENTES	217.118.797	219.826.811	47.397.396	54.242.098	895.043.012	923.842.504	452.980.951	393.163.308	231.060.310	213.746.029	-	-	1.843.600.466	1.804.820.750	
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	26.382.761	32.705.156	546.814.365	572.557.839	322.074.570	276.335.677	163.513.346	149.770.579	-	-	1.058.785.042	1.031.369.251	
Pasivos no corrientes	710	450	372.035	478.409	26.202.781	33.236.714	847.113	721.362	-	-	-	-	27.422.639	34.436.935	
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, no corriente	168.174.832	170.085.874	-	-	8.852.160	11.767.969	-	-	-	-	-	-	177.026.992	181.853.843	
Otras provisiones a largo plazo	5.969.397	6.815.239	7.935.740	7.703.251	175.294.635	174.996.080	2.169.703	2.295.015	164.226	184.352	-	-	191.533.701	191.993.937	
Pasivo por impuestos diferidos	24.445.710	24.179.982	11.300.864	11.424.565	68.731.900	62.496.895	59.777.148	51.497.425	67.130.697	63.570.261	-	-	231.386.319	213.169.128	
Obligación por Beneficios Post Empleo, No Corriente	15.631.492	15.292.150	1.396.429	1.915.904	69.147.171	68.787.007	68.112.417	62.313.829	-	-	-	-	154.287.509	148.308.890	
Otros pasivos no financieros no corrientes	2.896.656	3.453.116	9.567	14.813	-	-	-	-	252.041	220.837	-	-	3.158.264	3.688.766	
PATRIMONIO NETO	1.079.854.722	1.028.310.438	198.288.802	188.372.616	1.121.849.083	1.032.498.250	586.902.088	587.958.113	159.230.929	143.738.526	-	-	3.146.125.624	2.980.877.943	
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.079.854.722	1.028.310.438	198.288.802	188.372.616	1.121.849.083	1.032.498.250	586.902.088	587.958.113	159.230.929	143.738.526	-	-	3.146.125.624	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	957.606.505	953.527.838	18.260.865	34.889.191	92.537.611	171.869.360	57.200.073	126.241.783	16.630.568	24.352.356	-	-	1.142.235.622	1.310.880.528	
Primas de emisión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras reservas	(246.246.767)	(293.712.384)	44.550.338	18.005.827	447.787.708	279.105.126	525.768.005	457.782.320	109.758.736	86.544.545	-	-	881.618.020	547.725.434	
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.441.343.413	1.395.609.241	453.731.967	413.198.789	2.546.638.838	2.413.276.195	1.288.243.364	1.216.772.655	458.899.588	418.621.584	(839.834)	(490.075)	6.188.017.336	5.856.988.389	

Línea de Negocio	Distribución													
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	30-06-2010 M\$	30-06-2009 M\$	30-06-2010 M\$	30-06-2009 M\$	30-06-2010 M\$	30-06-2009 M\$	30-06-2010 M\$	30-06-2009 M\$	30-06-2010 M\$	30-06-2009 M\$	30-06-2010 M\$	30-06-2009 M\$	30-06-2010 M\$	30-06-2009 M\$
INGRESOS	441.023.317	579.182.986	151.682.660	184.210.979	971.900.129	807.595.582	386.895.513	354.838.631	154.873.787	154.196.753	-	-	2.106.375.406	2.080.024.931
Ventas	436.675.857	563.748.795	147.718.251	179.414.987	873.721.397	703.499.201	372.018.738	326.837.189	146.056.123	146.549.238	-	-	1.976.190.366	1.920.049.410
Ventas de energía	401.022.143	535.236.021	137.004.633	168.609.564	840.698.268	675.371.037	322.998.546	277.321.424	142.525.999	142.394.864	-	-	1.844.249.589	1.798.932.910
Otras ventas	2.101.879	3.593.540	-	-	-	-	910.960	1.045.904	9.030	6.270	-	-	3.021.869	4.645.714
Otras prestaciones de servicios	33.551.835	24.919.234	10.713.618	10.805.423	33.023.129	28.128.164	48.109.232	48.469.861	3.521.094	4.148.104	-	-	128.918.908	116.470.786
Otros ingresos de explotación	4.347.460	15.434.191	3.964.409	4.795.992	98.178.732	104.096.381	14.876.775	28.001.442	8.817.664	7.647.515	-	-	130.185.040	159.975.521
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(334.935.710)	(453.063.989)	(73.294.874)	(87.188.250)	(598.723.773)	(511.411.089)	(215.406.883)	(183.894.886)	(94.800.666)	(94.181.777)	-	-	(1.317.161.906)	(1.329.739.991)
Compras de energía	(313.768.512)	(442.728.060)	(71.860.264)	(85.336.954)	(323.741.322)	(300.145.573)	(162.758.588)	(132.164.480)	(86.288.191)	(87.349.975)	-	-	(958.416.877)	(1.047.725.042)
Consumo de combustible	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos de transporte	(14.800.499)	-	(587.330)	(975.772)	(42.252.239)	(16.492.392)	(41.260.889)	(35.957.995)	-	-	-	-	(98.900.957)	(53.426.159)
Otros provisionamientos variables y servicios	(6.366.699)	(10.335.929)	(847.280)	(875.524)	(232.730.212)	(194.773.124)	(11.387.406)	(15.772.411)	(8.512.475)	(6.831.802)	-	-	(259.844.072)	(228.588.790)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	106.087.607	126.118.997	78.387.786	97.022.729	373.176.356	296.184.493	171.488.630	170.943.745	60.073.121	60.014.976	-	-	789.213.500	750.284.940
Trabajos para el Inmovilizado	1.175.964	1.236.191	3.788.344	4.172.135	7.251.087	6.409.298	1.488.579	710.935	822.314	1.556.560	-	-	14.526.288	14.085.119
Gastos de Personal	(11.876.542)	(11.612.006)	(29.319.796)	(30.418.221)	(43.015.373)	(38.344.079)	(14.314.384)	(13.347.608)	(5.245.336)	(5.977.898)	-	-	(103.771.431)	(99.699.812)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(33.045.302)	(31.178.667)	(33.181.991)	(35.630.494)	(80.211.665)	(79.950.399)	(32.772.895)	(31.357.288)	(11.464.291)	(12.072.082)	-	-	(190.676.144)	(190.188.930)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	62.341.727	84.564.515	19.674.343	35.146.149	257.200.405	184.299.313	125.889.930	126.949.784	44.185.808	43.521.556	-	-	509.292.213	474.481.317
Amortizaciones y pérdida por deterioro	(14.883.567)	(14.099.386)	(8.171.108)	(10.472.978)	(59.104.807)	(44.284.364)	(30.950.622)	(28.520.121)	(11.115.976)	(10.847.280)	-	-	(124.226.080)	(108.224.129)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	47.458.160	70.465.129	11.503.235	24.673.171	198.095.598	140.014.949	94.939.308	98.429.663	33.069.832	32.674.276	-	-	385.066.133	366.257.188
RESULTADO FINANCIERO	152.756	(907.103)	(3.228.710)	(2.754.659)	(44.719.949)	(30.307.002)	(13.149.273)	(12.240.236)	(5.422.810)	(4.875.272)	(306.361)	-	(66.674.347)	(51.084.272)
Ingresos financieros	4.616.658	8.058.967	3.950.227	3.543.933	36.841.721	23.679.099	5.068.030	5.325.324	754.862	1.420.133	-	-	51.231.498	42.027.456
Gastos financieros	(4.413.193)	(9.081.593)	(7.635.422)	(5.806.844)	(83.895.138)	(54.153.128)	(18.286.211)	(17.635.255)	(6.208.449)	(6.379.009)	-	-	(120.438.413)	(93.055.829)
Resultados por Unidades de Reajuste	531.045	(582.975)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	531.045	(582.975)
Diferencias de cambio	(581.754)	698.498	456.485	(491.748)	2.333.468	167.027	68.908	69.695	30.777	83.604	(306.361)	-	2.001.523	527.076
Positivas	564.931	1.501.603	493.946	2.708.637	3.337.945	171.036	425.294	1.211.433	152.410	571.549	(306.361)	-	4.668.165	6.164.258
Negativas	(1.146.685)	(803.105)	(37.461)	(3.200.385)	(1.004.477)	(4.009)	(356.386)	(1.141.738)	(121.633)	(487.945)	-	-	(2.666.642)	(5.637.182)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	-	37.585.849	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	37.585.849
Diferencia Negativa de Consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado de Otras Inversiones	-	758.509	-	-	-	-	(282.498)	-	-	-	-	-	(282.498)	758.509
Resultados en Ventas de Activos	(43.617)	(329.506)	-	-	96.596	2.672	454.587	2.312	-	(31.922)	-	-	507.566	(356.444)
Otros Gastos Distintos de los de Operación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	47.567.299	107.572.878	8.274.525	21.918.512	153.472.245	109.710.619	81.962.124	86.191.739	27.647.022	27.767.082	(306.361)	-	318.616.854	353.160.830
Impuesto Sobre Sociedades	(19.774.339)	(7.409.127)	(3.014.648)	(7.751.951)	(43.696.211)	(27.816.560)	(25.493.064)	(22.073.353)	(9.432.832)	(10.696.602)	-	-	(101.411.094)	(75.747.593)
Resultado Despues De Impuestos De Las Actividades Continuas	27.792.960	100.163.751	5.259.877	14.166.561	109.776.034	81.894.059	56.469.060	64.118.386	18.214.190	17.070.480	(306.361)	-	217.205.760	277.413.237
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado Despues De Impuestos De Las Actividades Interrumpidas	27.792.960	100.163.751	5.259.877	14.166.561	109.776.034	81.894.059	56.469.060	64.118.386	18.214.190	17.070.480	(306.361)	-	217.205.760	277.413.237
RESULTADO DEL EJERCICIO	27.792.960	100.163.751	5.259.877	14.166.561	109.776.034	81.894.059	56.469.060	64.118.386	18.214.190	17.070.480	(306.361)	-	217.205.760	277.413.237
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

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 30 de junio 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\$	1.936.614	M\$	2.126.831	2.923.298	-	-	-	-	-	-
Mitsubishi	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	53.056.637	M\$	76.577.645	72.279.911	-	-	-	-	-	-
Credit Suisse First Boston	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	16.160.532	M\$	4.605.000	4.346.571	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Endesa Matriz	Acreedor	Boletas		M\$		M\$	291.875	2.728.493	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Edegel	Acreedor	Prenda	Inmuebles y Equipos	M\$	115.021.740	M\$	37.806.956	39.780.681	-	-	-	-	-	-
Banco Santander (Agente de garantía)	G.N.L. Quintero	Coligada	Prenda	Acciones	M\$	2.121.847	M\$	101.483.845	93.151.966	-	-	-	-	-	-
Deutsche Bank (*) / Santander Benelux	Enersis S.A.	Acreedor	Cuenta de depósitos	Cuenta de depósitos	M\$	16.869.650	M\$	95.351.575	108.091.723	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Ampla S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros		M\$	14.945.421	M\$	108.782.675	135.611.919	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Coelce S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros		M\$	12.576.994	M\$	118.100.056	124.589.138	-	-	-	-	-	-
International Finance Corporation	CGT Fortaleza S.A.	Acreedor	Hipoteca y Prenda	Inmuebles y Equipos	M\$	200.389.844	M\$	48.890.293	48.053.928	-	-	-	-	-	-
Varios acreedores	Synapsis Brasil	Acreedor	Hipoteca y Prenda	Inmuebles	M\$	1.596.391	M\$	407.274	337.403	-	-	-	-	-	-
Varios acreedores	Cam Argentina	Acreedor	Prenda	Bonos del gobierno	M\$	96.182	M\$	80.749	101.367	-	-	-	-	-	-

Al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 Enersis y sus filiales tenían compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$ 31.950.655.773 y M\$ 27.957.381.822, respectivamente.

34.2 Garantías Indirectas.

Acreedor de la Garantía	Deudor		Activos Comprometidos			Saldo pendiente al 30 de junio 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\$	150.895.967	M\$	150.895.967	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 nuestras filiales Endesa Chile y Pehuenche al 30 de junio de 2010 asciende a Ch\$103.000 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. DOTACIÓN.

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 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009, era la siguiente:

País	30-06-2010				Promedio del periodo
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	113	2.473	572	3.158	3.190
Argentina	33	2.221	854	3.108	3.115
Brasil	48	2.499	354	2.901	2.975
Perú	22	915	178	1.115	1.141
Colombia	27	1.767	136	1.930	1.914
Total	243	9.875	2.094	12.212	12.335

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.

No se han producido hechos posteriores significativos entre el 30 de junio de 2010 y la fecha de emisión de los estados financieros.

37. MEDIO AMBIENTE.

Los gastos ambientales al 30 de junio de 2010 y 2009 son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Proyecto	30-06-2010 M\$	30-06-2009 M\$
Gasatacama S.A.	Seguimientos ambientales (calidad del aire, seguimiento marino, etc).	18.058	35.249
Hidroaysen S.A.	Gastos en Educación y Turismo.	27.686	32.418
Edegel S.A.	Monitoreos ambientales, gestión de residuos, mitigaciones y restauraciones.	330.805	-
Codensa	Gestión ambiental de transformadores.	3.432	-
Edesur S.A.	Disposición final de residuos y elementos contaminantes.	401	134.201
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.	6.689	5.310
Transportadora de Energía S.A.	Auditoría ISO 14.001 y Resolución ENRE 57/2003 (Seguridad Pública), monitoreo ambiental y actualización de normativa ambiental.	8.027	4.988
Total		395.098	212.166

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

A continuación incluimos detalle al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009:

30-06-2010										
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	249.726.876	1.191.616.537	1.441.343.413	(144.369.894)	(217.118.797)	(361.488.691)	436.675.857	(372.071.806)	64.604.051
Synapsis Soluc. y Serv. It Ltda.	consolidado	30.846.339	16.193.102	47.039.441	(16.558.029)	(2.790.541)	(19.348.570)	34.777.746	(33.708.757)	1.068.989
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	consolidado	26.701.917	34.842.191	61.544.108	(2.464.523)	(1.963.014)	(4.427.537)	2.604.838	(1.877.288)	727.550
Compañía Americana de Multiservicios de Chile Ltda.	consolidado	69.904.761	24.052.897	93.957.658	(35.290.163)	(7.902.579)	(43.192.742)	54.462.956	(57.508.031)	(3.045.075)
Distrilima S.A.	separado	363.615	52.828.801	53.192.416	(321.609)	-	(321.609)	7.924.029	(5.713)	7.918.316
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	separado	64.258.267	394.305.267	458.563.534	(68.314.301)	(231.060.310)	(299.374.611)	145.661.553	(127.441.650)	18.219.903
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	separado	537.027.054	3.076.519.986	3.613.547.040	(282.157.641)	(1.192.590.279)	(1.474.747.920)	559.988.765	(241.549.888)	318.438.877
Endesa Eco S.A.	separado	21.313.595	139.330.733	160.644.328	(150.084.293)	(19.186.649)	(169.270.942)	6.376.916	(5.087.366)	1.289.550
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	25.043.806	244.594.656	269.638.462	(48.140.251)	(40.814.252)	(88.954.503)	103.889.386	(28.628.205)	75.261.181
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	separado	45.396.886	83.914.835	129.311.721	(73.425.500)	(11.816.992)	(85.242.492)	91.274.202	(91.090.102)	184.100
Empresa Eléctrica Pangue S.A.	separado	9.248.002	136.959.049	146.207.051	(64.899.570)	(14.162.829)	(79.062.399)	38.074.644	(19.672.248)	18.402.396
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	19.519.439	78.578.230	98.097.669	(3.990.278)	(7.230.709)	(11.220.987)	21.760.276	(21.814.353)	(54.077)
Inversiones Endesa Norte S.A.	separado	-	25.157.716	25.157.716	(3.266.522)	-	(3.266.522)	-	(42.188)	(42.188)
Gasatagama Holding	separado	58.198.458	173.316.812	231.515.270	(88.220.362)	(26.051.378)	(114.271.740)	77.423.405	(68.924.292)	8.499.113
Sociedad Concesionaria Túnel el Melón S.A.	separado	20.723.928	17.012.294	37.736.222	(2.662.733)	(15.585.484)	(18.248.217)	3.488.536	(2.330.548)	1.157.988
Endesa Argentina S.A.	separado	8.970.659	39.170.398	48.141.057	(21.732)	-	(21.732)	5.796.102	45.220	5.841.322
Endesa Costanera S.A.	separado	44.861.764	143.528.345	188.390.109	(120.282.045)	(64.378.968)	(184.661.013)	137.897.535	(137.368.537)	528.998
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	72.517.126	101.535.293	174.052.419	(45.716.677)	(43.091.114)	(88.807.791)	29.242.734	(12.555.742)	16.686.992
Emgesa S.A. E.S.P.	separado	131.939.018	1.380.638.208	1.512.577.226	(161.419.299)	(482.359.118)	(643.778.417)	263.241.826	(196.266.417)	66.975.409
Generandes Perú S.A.	separado	105.682	205.399.238	205.504.920	(15.206)	-	(15.206)	7.469.197	(86.250)	7.382.947
Edegel S.A.A.	separado	54.286.113	750.932.128	805.218.241	(45.290.572)	(332.274.310)	(377.564.882)	97.749.901	(75.079.698)	22.670.203
Chinango S.A.	separado	5.542.810	113.472.008	119.014.818	(19.927.577)	(61.967.469)	(81.895.046)	12.428.878	(9.806.763)	2.622.115
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	separado	5.593.774	48.503.218	54.096.992	(25.748.648)	(391.672)	(26.140.320)	-	(1.577.163)	(1.577.163)
Endesa Brasil S.A.	separado	230.407.554	1.160.152.647	1.390.560.201	(101.030.575)	-	(101.030.575)	115.016.425	-	115.016.425
Central Generadora Termoelectrica Fortaleza S.A.	separado	92.309.703	181.523.925	273.833.628	(45.568.773)	(47.193.016)	(92.761.789)	67.814.453	(41.315.172)	26.499.281
Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A.	separado	106.331.559	144.813.651	251.145.210	(13.350.063)	(9.819.103)	(23.169.166)	52.875.996	(20.245.083)	32.630.913
Compañía de Interconexión Energética S.A.	separado	80.948.745	358.452.465	439.401.210	(181.942.511)	(144.835.381)	(326.777.892)	8.650.117	(21.612.306)	(12.962.189)
Compañía Energética Do Ceará S.A.	separado	234.611.816	712.150.115	946.761.931	(252.546.102)	(302.609.453)	(555.155.555)	389.672.052	(318.634.040)	71.038.012
Ampla Energia e Serviços S.A.	separado	306.374.944	1.019.720.841	1.326.095.785	(214.649.514)	(592.433.559)	(807.083.073)	484.008.197	(435.959.354)	48.048.843
Ampla Investimentos e Serviços S.A.	separado	12.928.463	132.323.184	145.251.647	(75.631.163)	-	(75.631.163)	9.080.716	-	9.080.716
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	separado	285.217.201	972.461.675	1.257.678.876	(242.515.416)	(435.464.030)	(677.979.446)	355.604.346	(302.076.741)	53.527.605
Empresa Eléctrica de Cundinamarca S.A.	separado	15.457.086	51.710.796	67.167.882	(12.491.558)	(17.516.920)	(30.008.478)	16.885.005	(13.943.550)	2.941.455
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	114.166.024	339.565.943	453.731.967	(208.045.769)	(47.397.396)	(255.443.165)	147.718.251	(142.458.374)	5.259.877

31-12-2009										
Estados financieros	Activos Corrientes 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 (Pérdida) 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)
Gasatagama 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 Termoelectrica 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 30/06/2010			% Participación a 31/12/2009			Relación	País	Actividad
			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
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
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
Extranjero	Atacama Finance Co	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Islas Caimán	Sociedad de Cartera
Extranjero	Compañía Americana de Multiservicios de Brasil 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
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
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
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
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
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
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
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
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.
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
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
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
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
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
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

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 30/06/2010			% Participación a 31/12/2009			Relación	País	Actividad
			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
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
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
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
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
77.573.910-K	Consorcio Ingendesa Minimetel Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Servicios de Ingeniería
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
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
Extranjero	Distrilec Inversora S.A.	Peso Argentino	27,19%	24,31%	51,50%	27,19%	24,31%	51,50%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
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
Extranjero	Empesa 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.
Extranjero	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	Nuevos Soles	35,02%	30,15%	65,17%	24,00%	51,68%	75,68%	Filial	Perú	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
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
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
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
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
96.589.170-6	Empresa Eléctrica Pangué S.A.	Peso Chileno	0,00%	94,99%	94,99%	0,00%	94,99%	94,99%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
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
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
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Endesa Brasil S.A.	Real	22,06%	49,46%	71,52%	22,06%	49,46%	71,52%	Filial	Brasil	Sociedad de Cartera
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

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 30/06/2010			% Participación a 31/12/2009			Relación	País	Actividad
			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
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
Extranjero	Energex Co.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Islas Caimán	Sociedad de Cartera
Extranjero	EN-Brasil Comercio e Servicios S.A.	Real	0,00%	99,99%	99,99%	0,00%	0,00%	0,00%	Asociada	Brasil	Sociedad de Cartera
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
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
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
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
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
Extranjero	Generandes Perú S.A.	Nuevos Soles	0,00%	61,00%	61,00%	0,00%	61,00%	61,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
76.041.891-9	Hidroaysén 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
Extranjero	Hidroeléctrica 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
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Peso Argentino	0,00%	96,09%	96,09%	0,00%	96,09%	96,09%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
En trámite	ICT Servicios Informáticos Ltda.	Peso Chileno	99,00%	1,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Servicios Informáticos
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
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
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
Extranjero	Inversiones Distrilima S.A.	Nuevos Soles	34,99%	15,38%	50,37%	34,99%	15,38%	50,37%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
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
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

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 30/06/2010			% Participación a 31/12/2009			Relación	País	Actividad
			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
Extranjero	Investluz S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Sociedad de Cartera
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
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
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
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
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
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
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
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
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
Extranjero	Synapsis Argentina S.R.I.	Peso Argentino	5,00%	95,00%	100,00%	5,00%	95,00%	100,00%	Filial	Argentina	Servicios Informáticos
Extranjero	Synapsis Brasil Ltda.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Servicios Informáticos
Extranjero	Synapsis Colombia Ltda.	Peso Colombiano	0,20%	99,80%	100,00%	0,20%	99,80%	100,00%	Filial	Colombia	Servicios Informáticos
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
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
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
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
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
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

ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN:

Sociedad	% Participación				% Participación				% Participación
	a 30 de junio de 2010				a 31 de diciembre de 2009				a 31 de diciembre de 2008
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Total
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	-	-	-		-	49,00%	49,00%	Integración proporcional	0%
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	-	-	-		-	4,90%	4,90%	Integración global	0%

ANEXO N° 3 SOCIEDADES ASOCIADAS:

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 30/06/2010			% Participación a 31/12/2009			País	Actividad
			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
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
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
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
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
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Peso Chileno	0,00%	26,20%	26,20%	0,00%	26,20%	26,20%	Chile	Servicios
Extranjero	Sacme S.A.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Argentina	Supervisión y Control Sistema Eléctrico

ANEXO N° 4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA:

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

a) Préstamos bancarios

a. Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/12/2009	
			Vencimiento		Total Corriente al 30/06/2010	Vencimiento		Total No Corriente al 30/06/2010	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	Uno a Tres Meses		Tres a Doce Meses	Uno a Tres Años			Tres a Cinco Años
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
Chile	US\$	2,82%	1.606.824	35.191.499	36.798.323	61.416.769	112.762.670	-	174.179.439	1.860.644	132.415.089	134.275.733	110.879.501	109.023.058	1.257.552	221.160.111
Chile	CH\$	-	54.943	895.604	950.547	-	-	-	770.828	126.775	897.603	236.372	-	-	-	236.372
Perú	US\$	5,21%	3.868.572	7.832.468	11.701.040	23.360.830	-	23.360.830	6.879.846	12.043.084	18.922.930	24.300.608	1.839.338	-	-	26.139.946
Perú	Soles	4,37%	3.946.623	1.570.048	5.516.671	37.236.542	16.925.156	-	54.161.698	959.816	11.120.797	12.080.613	45.433.352	-	-	45.433.352
Argentina	US\$	4,90%	4.355.590	17.076.394	21.431.984	16.226.491	-	16.226.491	6.253.151	12.774.805	19.027.956	23.974.767	-	-	-	23.974.767
Argentina	\$ Arg	15,72%	11.011.931	23.534.932	34.546.863	31.195.086	-	4.833.213	36.028.299	8.684.708	13.360.954	22.045.662	37.917.438	-	-	37.917.438
Colombia	\$ Col	6,99%	1.620.536	4.843.990	6.464.526	90.738.262	-	90.738.262	2.474.692	7.561.559	10.036.251	88.421.279	-	-	-	88.421.279
Brasil	US\$	-	847.014	12.586.721	13.433.735	23.185.406	27.451.338	12.983.049	63.619.793	1.018.392	12.357.474	13.375.866	26.976.832	14.097.354	25.725.061	66.799.247
Brasil	Real	-	32.810.616	183.343.047	216.153.663	356.017.547	95.876.270	12.424.651	464.318.468	34.103.712	156.659.651	190.763.363	378.708.526	95.700.545	16.831.450	491.240.521
			60.122.649	286.874.703	346.997.352	639.376.933	253.015.434	30.240.913	922.633.280	63.005.789	358.420.188	421.425.977	736.848.675	220.660.295	43.814.063	1.001.323.033

b. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	06-2010				12-2009												
							Corriente		No Corriente		Corriente		No Corriente										
							Menos de 90 días	más de 90 días	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	Ampla	Brasil	Banco Itaú	Real	9,88%	10,19%	100.338	1.898.188	1.998.526	2.937.368	-	-	2.937.368	116.911	1.126.775	1.243.686	3.552.065	-	-	-	-	3.552.065	
Extranjera	Ampla	Brasil	Unibanco	Real	9,76%	10,22%	98.773	1.887.679	1.986.452	2.854.709	-	-	2.854.709	115.594	1.112.222	1.227.816	3.504.099	-	-	-	-	3.504.099	
Extranjera	Ampla	Brasil	Banco Alfa	Real	9,53%	10,00%	1.979.969	2.892.450	4.872.419	18.306.554	-	-	18.306.554	1.955.113	3.030.536	4.985.649	20.236.886	-	-	-	-	20.236.886	
Extranjera	Ampla	Brasil	Eletrobras	Real	6,00%	6,00%	207.921	622.478	830.399	2.125.354	2.892.677	2.728.630	7.746.661	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Ampla	Brasil	Brasdesco	Real	6,92%	10,12%	596.796	9.351.068	9.947.864	29.822.690	-	-	29.822.690	985.138	3.779.758	4.764.896	31.973.976	7.201.106	2.901.540	-	-	-	42.076.622
Extranjera	Ampla	Brasil	Banco do Brasil	Real	9,63%	10,02%	732.445	2.189.374	2.921.819	5.843.638	30.664.836	-	36.508.474	854.691	2.611.555	3.466.246	6.932.491	31.716.155	-	-	-	-	38.648.646
Extranjera	Ampla	Brasil	BANCO HSBC	Real	9,63%	9,91%	1.098.754	14.511.947	15.610.701	39.609.583	-	-	39.609.583	1.269.388	3.878.686	5.148.074	49.342.293	-	-	-	-	-	49.342.293
Extranjera	Ampla	Brasil	Bndes	Real	10,13%	11,02%	10.331.415	30.564.468	40.895.883	24.791.567	1.213.878	-	26.005.445	10.712.128	30.129.289	40.841.417	37.939.925	-	-	-	-	-	37.939.925
Extranjera	CGTF Fortaleza	Brasil	IFC - A	US\$	7,93%	7,89%	423.115	3.151.165	3.574.280	8.271.697	12.808.747	6.704.246	27.784.690	456.263	3.206.151	3.662.414	7.785.583	6.004.096	12.618.618	-	-	-	26.408.297
Extranjera	CGTF Fortaleza	Brasil	IFC - B	US\$	2,78%	2,98%	161.189	4.032.031	4.193.220	8.703.334	12.895.293	-	21.598.627	262.389	3.993.950	4.256.339	9.004.830	7.072.136	6.350.778	-	-	-	22.427.744
Extranjera	CGTF Fortaleza	Brasil	IFC - C	US\$	11,95%	11,96%	113.235	338.474	451.709	903.419	1.471.521	4.430.445	6.805.385	107.553	328.635	436.188	872.377	762.434	4.583.845	-	-	-	6.218.656
Extranjera	CIEN	Brasil	Banco Santander Central Hispano	Real	11,70%	11,30%	3.956.261	71.659.531	75.615.792	111.041.330	-	-	111.041.330	5.553.443	72.696.422	78.249.865	133.977.433	-	-	-	-	-	133.977.433
Extranjera	Coelce	Brasil	Bndes	Real	11,80%	11,80%	394.806	4.166.633	4.561.439	14.341.639	-	-	14.341.639	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Coelce	Brasil	Banco Europeo de Inversiones	US\$	6,58%	5,49%	21.153	222.245	243.398	399.989	275.777	1.848.358	2.524.124	29.795	235.418	265.213	461.208	258.688	2.171.820	-	-	-	2.891.716
Extranjera	Coelce	Brasil	Eletrobras	Real	6,58%	6,35%	1.513.154	4.982.776	6.495.930	11.355.979	8.355.488	9.696.021	29.407.488	3.186.809	10.352.999	13.539.808	23.622.141	13.075.933	10.317.174	-	-	-	47.015.248
Extranjera	Coelce	Brasil	Banco do Brasil	Real	10,75%	17,44%	3.042.765	9.246.469	12.289.234	8.817.088	2.510.739	-	11.327.827	245.398	1.347.354	1.592.752	3.204.603	1.611.851	-	-	-	-	4.816.454
Extranjera	Coelce	Brasil	Bndes	Real	9,95%	10,03%	5.282.664	15.830.837	21.113.501	42.227.004	30.699.740	-	72.926.744	5.276.079	15.386.699	20.662.778	37.053.682	27.764.499	3.612.736	-	-	-	68.430.917
Extranjera	Coelce	Brasil	Banco do Nordeste	Real	8,50%	7,67%	3.004.303	9.000.045	12.004.348	31.924.332	14.822.186	-	46.746.518	3.833.020	11.207.356	15.040.376	27.368.932	14.331.001	-	-	-	-	41.699.934
Extranjera	Coelce	Brasil	Banco Europeu	US\$	6,58%	5,49%	128.322	4.842.806	4.971.128	4.906.967	-	-	4.906.967	162.392	4.593.320	4.755.712	8.852.834	-	-	-	-	-	8.852.834
Extranjera	Coelce	Brasil	Divida Previdenciária	Real	12,75%	12,75%	470.252	4.539.104	5.009.356	10.018.712	4.716.726	-	14.735.438	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edegel	Perú	Banco de Crédito	US\$	5,70%	5,70%	1.729.888	2.295.058	4.024.946	11.708.729	-	-	11.708.729	5.071.000	-	5.071.000	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edegel	Perú	Banco de Crédito	US\$	L3M + 2,5	L3M + 2,5	-	-	-	-	-	-	175.139	4.118.468	4.293.607	10.492.763	1.839.338	-	-	-	-	-	12.332.101
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	US\$	L3M + 3	L3M + 3	493.483	1.574.766	2.068.249	7.675.459	-	7.675.459	513.959	1.519.062	2.033.021	8.387.679	-	-	-	-	-	-	8.387.679
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Scotiabank	US\$	L6M + 1,25	L6M + 1,25	33.451	3.962.644	3.996.095	3.976.642	-	3.976.642	80.855	3.854.157	3.935.012	5.656.538	-	-	-	-	-	-	5.656.538
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Soles	4,28%	4,21%	30.697	91.757	122.454	2.932.888	-	-	2.932.888	37.221	113.730	150.951	2.819.269	-	-	-	-	-	2.819.269
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Soles	4,40%	4,33%	63.087	188.576	251.663	5.953.946	-	-	5.953.946	58.946	180.114	239.060	5.640.104	-	-	-	-	-	5.640.104
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Soles	4,30%	4,23%	59.620	178.212	237.832	5.690.418	-	-	5.690.418	55.708	170.218	225.926	5.386.989	-	-	-	-	-	5.386.989
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Scotiabank	US\$	5,95%	5,95%	-	-	-	-	-	-	1.014.200	-	-	1.014.200	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Westib	US\$	5,50%	5,50%	-	-	-	-	-	-	8.970	1.014.200	1.023.170	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Soles	6,60%	6,60%	64.584	193.051	257.635	5.845.872	-	-	5.845.872	141.879	433.518	575.397	6.066.548	-	-	-	-	-	6.066.548
Extranjera	Edegel	Perú	Banco de Crédito	US\$	5,70%	5,70%	1.611.750	-	1.611.750	-	-	-	15.723	1.537.197	1.552.920	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Scotiabank	Soles	6,55%	6,55%	14.561	43.524	58.085	1.598.001	-	-	1.598.001	13.235	40.439	53.674	1.506.041	-	-	-	-	-	1.506.041
Extranjera	Edehor	Perú	Banco de Crédito	Soles	2,60%	2,60%	28.717	85.838	114.555	229.108	2.851.141	-	3.080.249	44.279	135.296	179.575	2.735.397	-	-	-	-	-	2.735.397

c. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés nominal	06-2010										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	Edehlor	Perú	Banco de Crédito	Soles	4,00%	4,00%	28.717	85.838	114.555	229.108	2.851.141	-	3.080.249	44.279	135.296	179.575	2.735.397	-	-	-	2.735.397
Extranjera	Edehlor	Perú	Banco de Crédito	Soles	4,00%	4,00%	24.888	74.394	99.282	198.565	2.479.375	-	2.677.940	38.384	117.285	155.669	2.370.700	-	-	-	2.370.700
Extranjera	Edehlor	Perú	Banco de Crédito	Soles	4,00%	4,00%	11.487	34.335	45.822	91.643	1.140.456	-	1.232.099	17.711	54.118	71.829	1.094.159	-	-	-	1.094.159
Extranjera	Edehlor	Perú	Banco de Crédito	Soles	2,60%	2,60%	28.717	85.838	114.555	229.108	2.851.141	-	3.080.249	44.279	135.296	179.575	2.735.397	-	-	-	2.735.397
Extranjera	Edehlor	Perú	Banco de Crédito	Soles	4,00%	4,00%	37.746	112.828	150.574	5.915.630	-	-	5.915.630	223.057	5.792.572	6.015.629	-	-	-	-	
Extranjera	Edehlor	Perú	BBVA	Soles	4,40%	4,40%	84.571	252.794	337.365	7.940.408	-	-	7.940.408	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edehlor	Perú	Scotiabank	Soles	4,35%	4,35%	1.710.685	-	1.710.685	-	-	-	-	22.251	1.608.821	1.631.072	-	-	-	-	
Extranjera	Edehlor	Perú	Scotiabank	Soles	4,35%	4,35%	1.710.685	-	1.710.685	-	-	-	-	-	24.982	1.612.523	1.637.505	-	-	-	-
Extranjera	Edehlor	Perú	Interbank	Soles	5,72%	5,72%	-	-	-	-	-	-	-	119.807	366.078	485.885	7.784.356	-	-	-	7.784.356
Extranjera	Edehlor	Perú	Interbank	Soles	5,72%	5,72%	-	-	-	-	-	-	-	119.807	366.078	485.885	7.784.356	-	-	-	7.784.356
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	BBVA	\$ Arg	20,00%	20,00%	347.896	3.727.314	4.075.210	5.117.529	-	-	5.117.529	336.907	2.318.241	2.655.148	6.381.557	-	-	-	6.381.557
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco de la Ciudad de Buenos Aires	\$ Arg	14,85%	14,61%	60.973	182.257	243.230	1.802.498	-	-	1.802.498	60.820	185.840	246.660	1.908.848	-	-	-	1.908.848
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Standard Bank	\$ Arg	17,43%	16,05%	167.390	1.511.782	1.679.172	3.436.849	-	-	3.436.849	192.756	588.978	781.734	4.490.131	-	-	-	4.490.131
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Santander Río	\$ Arg	15,17%	15,84%	140.300	1.531.863	1.672.163	2.693.160	-	-	2.693.160	157.987	482.738	640.725	3.816.535	-	-	-	3.816.535
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Santander Río	\$ Arg	15,17%	15,84%	104.227	311.548	415.775	3.166.876	-	-	3.166.876	119.289	364.494	483.783	3.352.871	-	-	-	3.352.871
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco de la Ciudad de Buenos Aires	\$ Arg	15,19%	14,52%	40.546	121.196	161.742	1.174.055	-	-	1.174.055	39.533	120.796	160.329	1.240.752	-	-	-	1.240.752
Extranjera	Emgesa	Colombia	Davivienda	\$ Col	6,99%	6,99%	167.619	501.035	668.654	9.368.990	-	-	9.368.990	255.968	782.125	1.038.093	9.120.095	-	-	-	9.120.095
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bancolombia	\$ Col	6,99%	6,99%	120.070	358.905	478.975	6.870.485	-	-	6.870.485	183.357	560.258	743.615	6.781.522	-	-	-	6.781.522
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bancolombia	\$ Col	6,99%	6,99%	395.404	1.181.913	1.577.317	22.100.906	-	-	22.100.906	603.814	1.844.989	2.448.803	21.513.776	-	-	-	21.513.776
Extranjera	Emgesa	Colombia	BBVA Colombia	\$ Col	6,99%	6,99%	438.362	1.310.320	1.748.682	24.502.010	-	-	24.502.010	669.415	2.045.433	2.714.848	23.851.093	-	-	-	23.851.093
Extranjera	Emgesa	Colombia	Banco Santander Central Hispano	\$ Col	6,99%	6,99%	499.061	1.491.817	1.990.898	27.895.871	-	-	27.895.871	762.138	2.328.754	3.090.892	27.154.793	-	-	-	27.154.793
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Provincia de Buenos Aires	US\$	5,86%	5,86%	299.192	402.938	702.130	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Galicia	US\$	LIBOR + 3	LIBOR + 3	155.803	-	155.803	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Credit Suisse International	US\$	LIBOR + 12	LIBOR + 12	166.708	4.797.983	4.964.691	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Citibank	US\$	LIBOR + 4,8	LIBOR + 4,8	271.937	210.739	482.676	-	-	-	-	-	88.632	2.428.842	2.517.474	2.202.337	-	2.202.337	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Nación Argentina	\$ Arg	BAIBOR + 5	BAIBOR + 5	3.416.925	-	3.416.925	-	-	-	-	2.952.670	2.952.670	2.771.743	2.517.474	-	-	-	2.517.474
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Mediocredito Italiano	\$ Arg	1,75%	1,75%	9.464	2.162.847	2.172.311	-	-	-	-	1.880.543	1.880.543	12.760	1.968.909	1.981.669	977.862	-	977.862
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Santander Río	\$ Arg	16,07%	16,07%	1.011.410	-	1.011.410	-	-	-	-	-	-	4.453.137	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Itau	\$ Arg	BAIBOR + 5	BAIBOR + 5	2.076.799	1.025.078	3.101.787	-	-	-	-	-	1.674.866	1.015.968	2.690.834	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Citibank	\$ Arg	13,80%	13,80%	574.043	-	574.043	-	-	-	-	-	858.964	789.556	1.648.520	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Galicia	\$ Arg	15,50%	15,50%	561.335	-	561.335	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Citibank	US\$	5,32%	5,32%	13.602	928.447	942.049	-	-	-	-	6.417	404.266	410.683	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Galicia	US\$	6,39%	6,39%	2.470	402.938	405.408	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco de la Ciudad de Buenos Aires	\$ Arg	15,80%	15,80%	39.259	1.065.215	1.104.474	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Standard Bank	\$ Arg	17,14%	17,14%	1.327.134	-	1.327.134	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Superville	\$ Arg	13,80%	13,80%	273.354	-	273.354	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-€ Endesa S.A. (Chile)		Chile	B.N.P. Paribas	US\$	6,32%	5,98%	74.601	1.106.737	1.181.338	2.362.676	2.625.435	-	-	4.988.111	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-€ Endesa S.A. (Chile)		Chile	Export Development Corporation Loan	US\$	Libor + 1,0	Libor + 1,0	104.212	276.387	380.599	53.725.000	-	-	-	-	-	53.725.000	-	-	-	-	
91.081.000-€ Endesa S.A. (Chile)		Chile	Banco Bilbao Vizcaya Argentina S.A.	US\$	Libor + 0,75	Libor + 0,75	398.139	424.073	822.212	1.644.425	1.202.746	-	-	2.847.171	76.659	84.077	160.736	310.503	295.877	-	606.380
91.081.000-€ Endesa S.A. (Chile)		Chile	The Bank of Tokyo-Mitsubishi, Ltd.	US\$	Libor + 0,30	Libor + 0,30	-	-	-	-	-	-	-	76.659	84.077	160.736	310.503	295.877	-	606.380	
91.081.000-€ Endesa S.A. (Chile)		Chile	Caja Madrid, Caja Madrid Miami Agency	US\$	Libor + 0,30	Libor + 0,30	-	-	-	-	-	-	-	76.659	84.077	160.736	310.503	295.877	-	606.380	
91.081.000-€ Endesa S.A. (Chile)		Chile	Banco Santander Central Hispano S.A. N.Y.B.	US\$	Libor + 0,30	Libor + 0,30	-	-	-	-	-	-	-	76.659	84.078	160.737	310.503	295.877	-	606.380	
91.081.000-€ Endesa S.A. (Chile)		Chile	Citibank NA, Nassau, Bahamas Branch	US\$	Libor + 0,30	Libor + 0,30	-	-	-	-	-	-	-	76.659	84.078	160.737	310.503	295.876	-	606.379	
91.081.000-€ Endesa S.A. (Chile)		Chile	Inq Bank N.V.	US\$	Libor + 0,75	Libor + 0,75	-	-	-	-	-	-	-	12.790	173.010	185.800	345.665	239.767	209.592	795.024	
91.081.000-€ Endesa S.A. (Chile)		Chile	San Paolo IMI S.p.A.	US\$	Libor + 0,75	Libor + 0,75	-	-	-	-	-	-	-	12.790	173.010	185.800	345.665	239.767	209.592	795.024	
91.081.000-€ Endesa S.A. (Chile)		Chile	HSBC Bank plc Spanish Branch	US\$	Libor + 0,75	Libor + 0,75	-	-	-	-	-	-	-	12.790	173.010	185.800	345.665	239.767	209.592	795.024	
91.081.000-€ Endesa S.A. (Chile)		Chile	ABN AMRO Bank	US\$	Libor + 0,75	Libor + 0,75	-	-	-	-	-	-	-	12.790	173.010	185.800	345.665	239.767	209.592	795.024	
91.081.000-€ Endesa S.A. (Chile)		Chile	Instituto de Crédito Oficial	US\$	Libor + 0,3	Libor + 0,3	-	-	-	-	-	-	-	350.939	1.052.816	1.403.755	102.121.878	-	-	-	102.121.878
91.081.000-€ Endesa S.A. (Chile)		Chile	Deutsche Bank AG New York Branch	US\$	Libor + 0,75	Libor + 0,75	-	-	-	-	-	-	-	12.790	173.010	185.800	345.665	239.767	209.592	795.024	
91.081.000-€ Endesa S.A. (Chile)		Chile	The Bank of Nova Scotia	US\$	Libor + 0,3	Libor + 0,3	-	-	-	-	-	-	-	12.790	173.010	185.800	345.665	239.768	209.592	795.025	
91.081.000-€ Endesa S.A. (Chile)		Chile	Banco Bilbao Vizcaya Argentina S.A.	US\$	Libor + 0,75	Libor + 0,75	446.317	1.334.100	1.780.417	3.560.834	108.934.489	-	-	112.495.323	580.915	1.775.019	2.355.934	4.711.868	104.750.582	-	109.462.450
91.081.000-€ Endesa S.A. (Chile)		Chile	Caja Madrid, Caja Madrid Miami Agency	US\$	Libor + 0,30	Libor + 0,30	-	-	-	-	-	-	-	439.829	127.820.814	128.260.643	-	-	-	-	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Deutsche Bank	US\$	Libor + 3,5	Libor + 3,5	1.720.170	5.158.407	6.878.577	8.112.278	-	-	-	8.112.278	1.691.369	4.966.337	6.657.706	10.883.496	-	-	10.883.496
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Standard Bank	US\$	Libor + 3,5	Libor + 3,5	1.725.708	5.174.942													

b) Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas

d. Resumen de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			
			Vencimiento		Total Corriente al 30/06/2010	Vencimiento			Total No Corriente al 30/06/2010	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		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\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Chile	US\$	8,22%	17.098.607	51.109.965	68.208.572	136.417.144	603.476.025	409.359.535	1.149.252.704	15.628.041	47.752.347	63.380.388	126.760.775	460.199.594	530.676.061	1.117.636.430
Chile	CH\$	4,95%	9.007.050	32.768.529	41.775.579	84.065.161	136.729.339	737.128.030	957.922.530	3.106.823	15.050.387	18.157.210	35.877.886	29.967.675	487.997.370	553.842.931
Perú	US\$	6,91%	850.699	2.520.743	3.371.442	20.808.612	14.824.066	30.722.209	66.354.887	724.841	2.214.792	2.939.633	19.585.709	3.563.753	34.273.976	57.423.438
Perú	Soles	6,49%	3.702.041	38.621.471	42.323.512	91.852.429	93.522.291	33.504.688	218.879.408	3.273.694	25.385.026	28.658.720	70.360.662	91.399.182	48.895.891	210.655.735
Argentina	\$ Arg		670.184	10.912.861	11.583.045	11.193.319	-	-	11.193.319	657.735	10.459.172	11.116.907	14.674.385	-	-	14.674.385
Colombia	\$ Col	7,33%	15.287.843	172.609.722	187.897.565	191.874.967	331.108.327	400.739.058	923.722.352	72.170.887	113.532.030	185.702.917	213.568.835	206.774.272	439.859.884	860.202.991
Brasil	Real		7.726.517	22.874.471	30.600.988	232.733.149	90.773.679	-	323.506.828	46.884.930	22.466.550	69.351.480	223.769.344	54.505.883	26.865.685	305.140.912
			54.342.941	331.417.762	385.760.703	768.944.781	1.270.433.727	1.611.453.520	3.650.832.028	142.446.951	236.860.304	379.307.255	704.597.596	846.410.359	1.568.568.867	3.119.576.822

e. Individualización de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por Deudor

f. Individualización de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	06-2010				12-2009													
								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	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	Ampla	Brasil	BONOS	Brasil	Real	CDI+0,85%aa	CDI+0,85%aa	5.181.867	15.489.275	20.671.142	174.432.553	51.185.074	-	-	225.617.627	44.876.908	16.330.926	61.207.834	171.569.196	20.634.513	26.865.685	-	-		
Extranjera	Codensa	Colombia	B3	Colombia	\$ Col	13,12%	13,12%	-	-	-	-	-	-	-	-	15.340.703	-	15.340.703	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Codensa	Colombia	B5	Colombia	\$ Col	IPC+6,14%	IPC+6,14%	1.150.179	58.089.777	59.239.956	-	-	-	-	-	1.224.568	3.741.736	4.966.304	50.415.585	-	-	-	-	50.415.585	
Extranjera	Codensa	Colombia	B8	Colombia	\$ Col	IPC+6,34%	IPC+6,34%	1.473.376	4.404.113	5.877.489	11.754.978	74.132.876	-	-	85.887.854	1.560.426	4.767.969	6.328.395	12.656.791	69.367.358	-	-	-	82.024.149	
Extranjera	Codensa	Colombia	B302	Colombia	\$ Col	IPC+4,60%	IPC+4,60%	-	-	-	-	-	-	-	-	19.819.236	-	19.819.236	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Codensa	Colombia	B102	Colombia	\$ Col	IPC+5,3%	IPC+5,3%	794.158	2.373.841	3.167.999	6.335.996	10.790.184	41.574.937	58.701.117	852.057	2.603.507	3.455.564	6.911.128	6.040.136	44.152.863	57.104.127	-	-	-	
Extranjera	Codensa	Colombia	B52	Colombia	\$ Col	DTF+2,40%	DTF+2,40%	155.107	463.635	618.742	9.897.574	-	-	9.897.574	196.193	599.478	795.671	9.289.007	-	-	-	-	-	-	9.289.007
Extranjera	Codensa	Colombia	B203	Colombia	\$ Col	DTF+2,11%	DTF+2,11%	476.003	30.982.893	31.458.896	-	-	-	-	-	609.435	28.691.230	29.300.665	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Codensa	Colombia	B503	Colombia	\$ Col	DTF+2,58%	DTF+2,58%	399.630	1.194.546	1.594.176	3.188.352	24.711.285	-	27.899.637	504.234	1.540.715	2.044.949	4.089.898	23.080.746	-	-	-	-	-	27.170.644
Extranjera	Codensa	Colombia	B503	Colombia	\$ Col	IPC+5,99%	IPC+5,99%	429.304	1.283.247	1.712.551	3.425.103	21.922.409	-	25.347.512	455.283	1.391.144	1.846.427	3.692.854	20.418.444	-	-	-	-	-	24.111.298
Extranjera	Codensa	Colombia	B102	Colombia	\$ Col	IPC+5,55%	IPC+5,55%	1.270.281	3.797.034	5.067.315	10.134.630	17.259.247	69.150.150	96.544.027	1.376.910	4.207.224	5.584.134	11.168.268	9.760.760	73.074.449	94.003.477	-	-	-	
Extranjera	Codensa	Colombia	B103	Colombia	\$ Col	8,26%	8,26%	415.404	1.241.696	1.657.100	3.314.199	5.644.071	24.273.885	33.232.155	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Codensa	Colombia	B304	Colombia	\$ Col	IPC+3,92%	IPC+3,92%	272.624	814.908	1.087.532	24.258.595	-	-	24.258.595	21.393.402	-	21.393.402	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Codensa	Colombia	B604	Colombia	\$ Col	6,10%	6,10%	584.997	1.748.632	2.333.629	4.667.258	5.627.416	41.009.291	51.303.965	403.189	1.231.967	1.635.156	3.270.312	2.858.163	25.095.544	31.224.019	-	-	-	-
Extranjera	Coelce	Brasil	Itau	Brasil	Real	12,00%	12,00%	656.155	1.740.238	2.396.393	27.312.170	-	-	27.312.170	1.290.964	3.944.613	5.235.577	24.789.050	33.871.370	-	-	-	-	-	58.660.420
Extranjera	Coelce	Brasil	Santander	Brasil	Real	12,00%	12,00%	1.888.495	5.644.958	7.533.453	30.988.426	39.588.605	-	-	70.577.031	1.290.964	3.944.613	5.235.577	24.789.050	33.871.370	-	-	-	-	-
Extranjera	Edesgel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,31%	6,31%	75.319	6.652.662	6.727.981	-	-	-	-	103.120	6.348.902	6.452.022	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edesgel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,28%	6,44%	78.121	233.513	311.634	623.269	4.803.699	-	-	5.426.966	70.916	216.689	287.605	575.210	4.600.274	-	-	-	-	5.175.484
Extranjera	Edesgel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,75%	6,63%	89.216	266.679	355.895	5.791.498	-	-	5.791.498	67.490	206.221	273.711	547.422	4.658.872	-	-	-	-	-	5.206.294
Extranjera	Edesgel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,50%	6,50%	48.795	4.751.902	4.800.697	-	-	-	-	66.805	4.520.998	4.587.803	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edesgel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,44%	6,59%	74.347	222.233	296.580	593.159	4.875.544	-	-	5.468.703	64.750	197.846	262.596	4.407.463	-	-	-	-	-	4.407.463
Extranjera	Edesgel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,63%	6,63%	71.328	4.823.229	4.894.557	-	-	-	-	80.988	247.465	328.453	5.535.754	-	-	-	-	-	-	5.535.754
Extranjera	Edesgel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,59%	6,47%	76.234	227.873	304.107	608.214	1.035.787	6.264.150	7.908.151	69.203	211.455	280.658	561.316	490.575	6.393.595	7.445.486	-	-	-	-
Extranjera	Edesgel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	5,97%	6,28%	166.617	498.041	664.658	11.576.275	-	-	11.576.275	159.078	664.073	645.151	11.324.482	-	-	-	-	-	-	11.324.482
Extranjera	Edesgel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,34%	5,97%	65.609	174.007	239.616	4.298.000	-	-	4.298.000	63.039	192.619	255.658	4.183.579	-	-	-	-	-	-	4.183.579
Extranjera	Edesgel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	9,00%	6,34%	87.135	260.458	347.593	695.187	1.183.901	9.175.191	11.054.275	83.750	255.901	339.651	679.302	593.691	9.511.585	-	-	-	-	9.511.585
Extranjera	Edesgel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	7,78%	7,78%	120.212	359.329	479.541	959.081	5.821.822	-	-	6.780.903	115.983	354.393	470.376	940.751	822.191	4.968.962	-	-	-	6.731.904
Extranjera	Edesgel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	7,13%	7,13%	87.286	260.909	348.195	696.390	1.185.950	5.079.778	6.962.118	83.747	255.894	339.641	679.283	593.675	5.566.542	-	-	-	-	6.839.500
Extranjera	Edesgel	Perú	BANCO SCOTIABANK	Perú	Soles	6,63%	6,63%	62.199	185.922	248.121	496.243	3.765.785	-	-	4.262.026	59.706	182.436	242.142	484.285	423.252	3.283.654	-	-	-	4.191.191
Extranjera	Edesgel	Perú	BANCO SCOTIABANK	Perú	Soles	6,00%	6,00%	91.030	272.101	363.131	726.263	875.672	5.372.500	6.974.435	83.525	255.215	338.740	677.480	592.099	5.490.481	-	-	-	-	6.760.060
Extranjera	Edesgel	Perú	BANCO SCOTIABANK	Perú	Soles	6,47%	6,47%	82.457	246.473	328.930	657.860	793.196	5.372.500	6.823.556	76.013	232.261	308.274	616.547	538.845	5.452.752	-	-	-	-	6.608.144
Extranjera	Edesgel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,72%	6,72%	74.592	222.966	297.558	595.116	1.013.481	5.343.775	6.952.372	69.435	212.161	281.596	563.191	492.214	5.567.091	-	-	-	-	6.622.496
Extranjera	Edesgel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,47%	6,47%	65.214	194.933	260.147	520.294	4.061.668	-	-	4.581.962	59.200	180.888	240.088	480.175	3.887.664	-	-	-	-	4.367.839

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	06-2010								12-2009										
								Corriente				No Corriente				Corriente			No Corriente		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	Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años						
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,09%	6,09%	78.498	234.642	313.140	5.247.635	-	-	5.247.635	71.259	217.735	288.994	577.989	4.431.875	-	-	5.009.864				
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,16%	6,16%	77.743	232.385	310.128	5.294.416	-	-	5.294.416	70.574	215.642	286.216	572.431	4.479.259	-	-	5.051.690				
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,16%	6,16%	80.008	239.154	319.162	5.337.176	-	-	5.337.176	72.629	233.277	294.552	589.104	4.507.017	-	-	4.983.221				
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	5,91%	5,91%	90.142	269.445	359.587	719.174	5.588.830	-	-	6.308.004	81.828	250.031	331.859	663.720	5.349.505	-	-	6.013.225			
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	US\$	6,57%	6,06%	88.154	263.503	351.657	703.313	1.197.740	5.722.240	-	-	7.623.292	-	-	-	-	-	-	-			
Extranjera	Edelnor	Perú	Caja de Pensiones Militar Policial	Perú	Soles	7,38%	7,51%	61.649	184.277	245.926	491.851	4.615.672	-	-	5.107.527	55.115	168.408	223.523	447.047	4.326.341	-	-	4.773.388			
Extranjera	Edelnor	Perú	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	1,27%	0,54%	73.386	219.360	292.746	585.492	4.686.296	-	-	5.271.788	64.965	198.504	263.469	526.938	4.411.721	-	-	4.938.659			
Extranjera	Edelnor	Perú	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	8,67%	5,44%	146.512	437.943	584.455	1.168.910	9.356.303	-	-	10.525.211	131.384	401.452	532.836	1.065.671	8.817.754	-	-	9.883.425			
Extranjera	Edelnor	Perú	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	9,92%	6,50%	1.271	931.104	932.375	-	-	-	-	-	1.396	4.267	5.663	858.552	-	-	-	858.552			
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	9,92%	6,50%	126.805	379.036	505.841	1.011.682	6.419.005	-	-	7.430.687	97.070	5.327.985	5.425.055	-	-	-	-	-			
Extranjera	Edelnor	Perú	Fondo de Seguro de Retiro de Suboficiales y E	Perú	Soles	8,75%	7,04%	70.648	3.848.364	3.919.012	-	-	-	-	-	115.137	351.806	466.943	933.886	816.191	5.379.888	-	-	7.129.965		
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	7,45%	7,31%	54.798	163.798	218.596	3.233.535	-	-	3.233.535	64.238	196.281	260.519	3.508.129	-	-	-	-	-	3.508.129		
Extranjera	Edelnor	Perú	Seguro Social de Salud - Essalud	Perú	Soles	8,00%	7,84%	15.156	45.304	60.460	845.970	-	-	845.970	12.558	42.251	56.079	112.158	701.626	-	-	-	-	813.784		
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	7,71%	7,56%	52.307	156.353	208.660	417.319	503.171	2.851.141	-	-	3.771.631	49.749	152.012	201.761	403.522	2.697.429	-	-	3.100.951		
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	8,32%	8,16%	70.920	211.990	282.910	565.820	682.221	3.421.369	-	-	4.669.411	64.431	196.874	261.305	522.610	456.747	3.480.904	-	-	4.460.261	
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Horizonte	Perú	Soles	7,35%	7,22%	68.233	3.869.754	3.937.987	-	-	-	-	-	47.492	145.115	192.607	385.215	336.667	2.869.613	-	-	3.591.495		
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	7,19%	7,06%	-	-	-	-	-	-	-	-	61.802	188.840	250.642	3.529.416	-	-	-	-	3.529.416		
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	8,16%	8,00%	105.115	314.203	419.318	838.637	1.011.163	5.170.069	-	-	7.019.869	95.177	290.818	385.995	771.990	6.748.968	5.249.054	-	-	6.695.742	
Extranjera	Edelnor	Perú	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	6,77%	6,66%	144.231	144.169	192.400	384.801	3.267.921	-	-	3.267.921	43.809	133.860	177.669	355.339	2.763.983	-	-	-	3.119.322		
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	5,77%	5,69%	54.949	164.249	219.198	3.947.852	-	-	3.947.852	49.900	152.471	202.371	3.760.399	-	-	-	-	-	3.760.399		
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	5,99%	5,91%	57.062	170.566	227.628	455.257	4.124.047	-	-	4.579.304	69.082	211.083	280.165	560.329	489.712	3.578.745	-	-	4.628.786		
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Horizonte	Perú	Soles	6,06%	5,97%	134.051	400.696	534.747	1.069.949	8.360.722	-	-	9.430.211	104.716	319.967	424.883	7.651.537	-	-	-	-	7.651.537		
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	7,06%	6,94%	115.332	344.743	460.075	8.024.255	-	-	8.024.255	121.766	319.676	493.830	987.661	863.189	7.140.730	-	-	-	8.991.580		
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	6,67%	6,56%	95.104	284.277	379.381	6.113.709	-	-	6.113.709	87.406	267.074	354.480	5.852.670	-	-	-	-	-	-	5.852.670	
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	6,96%	6,84%	99.180	296.461	395.641	6.262.862	-	-	6.262.862	90.074	275.226	365.300	730.601	5.262.193	-	-	-	-	-	5.992.794	
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	6,03%	5,94%	57.364	3.877.591	3.934.955	-	-	-	-	-	52.117	159.248	211.365	3.542.295	-	-	-	-	3.542.295		
Extranjera	Edelnor	Perú	Mapfire Perú Cia de Seguros	Perú	Soles	6,38%	6,28%	82.272	245.922	328.194	656.389	5.025.546	-	-	5.681.938	55.115	168.406	223.521	447.042	3.544.259	-	-	-	-	3.991.901	
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	6,93%	6,81%	60.685	181.396	242.081	4.184.762	-	-	4.184.762	74.695	228.234	302.929	605.858	4.813.411	-	-	-	-	-	5.419.269	
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	7,25%	7,13%	86.046	257.203	343.249	686.499	827.727	4.751.902	-	-	6.266.128	78.118	238.695	316.813	633.626	553.772	4.777.488	-	-	5.964.886	
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	7,64%	7,50%	72.460	192.176	264.636	3.801.521	-	-	3.801.521	69.273	211.668	280.941	3.647.445	-	-	-	-	-	-	3.647.445	
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	7,87%	7,72%	111.860	334.364	446.224	2.954.757	5.702.282	-	-	6.557.038	101.564	310.335	411.899	823.799	5.466.450	-	-	-	-	6.290.249	
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	8,49%	8,31%	52.201	156.037	208.238	2.748.450	-	-	2.748.450	47.388	144.797	192.185	2.648.330	-	-	-	-	-	-	2.648.330	
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	8,42%	8,25%	61.633	184.228	245.861	3.021.257	-	-	3.021.257	55.950	170.957	226.907	2.920.296	-	-	-	-	-	-	2.920.296	
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	8,29%	8,12%	96.085	287.210	383.295	6.349.893	-	-	6.349.893	87.175	266.369	353.544	4.819.392	-	-	-	-	-	-	4.819.392	
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	7,97%	7,81%	114.577	342.486	457.063	6.349.893	-	-	6.349.893	103.953	317.634	421.587	843.177	5.262.193	-	-	-	-	-	6.105.367	
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	8,06%	7,91%	67.018	289.998	387.016	774.031	5.283.155	-	-	6.057.188	87.465	267.254	354.719	709.437	620.029	4.458.783	-	-	-	5.788.249	
Extranjera	Edelnor	Perú	Fondo Mi Vivienda	Perú	Soles	6,23%	6,06%	93.439	279.302	372.741	745.484	5.681.794	-	-	6.627.278	84.147	257.115	341.262	682.523	5.623.562	-	-	-	-	6.306.085	
Extranjera	Edelnor	Perú	Atlantic Security Bank	Perú	Soles	6,16%	6,16%	171.681	513.177	684.858	1.369.716	2.332.623	5.702.282	-	-	9.404.621	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	8,56%	8,56%	114.454	342.118	456.572	913.144	4.448.435	-	-	5.361.574	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	cedes7	Argentina	\$ Arq	12,28%	11,75%	670.184	10.912.861	11.583.045	11.193.319	-	-	11.193.319	657.735	10.459.172	11.116.907	14.674.385	-	-	-	-	-	-	14.674.385	
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bonos B10	Colombia	\$ Col	7,97%	7,74%	1.073.245	3.208.669	4.281.314	51.981.331	-	-	51.981.331	1.184.467	3.619.205	4.803.672	9.607.344	8.396.555	53.304.242	-	-	-	-	71.308.141	
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bonos A-10	Colombia	\$ Col	7,21%	7,03%	1.037.843	3.102.248	4.140.091	8.280.181	65.258.835	-	-	73.539.014	177.434	542.158	719.592	1.439.184	1.257.807	10.103.939	-	-	-	-	12.800.930
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bonos B-103	Colombia	\$ Col	7,33%	7,33%	829.074	2.478.212	3.307.286	6.614.573	11.264.599	48.079.859	-	-	65.959.031	822.066	2.511.868	3.333.934	6.667.867	5.827.533	49.587.752	-	-	-	62.083.152
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bonos A102	Colombia	\$ Col	8,39%	8,14%	-	-	-	-	-	-	-	-	1.272.041	3.886.791	5.158.832	48.948.202	-	-	-	-	-	-	48.948.202
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bonos A5	Colombia	\$ Col	5,32%	5,22%	715.497	33.938.724	34.654.221	-	-	-	-	-	848.027	31.784.107	32.632								

c) Obligaciones por Arrendamiento Financiero

g. Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	Pais Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	Pais Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	06-2010						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
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	87.509.100-	Leasing Abengoa Chile	Chile	US\$	6,40%	591.160	1.792.573	2.383.733	4.961.811	7.722.917	23.366.294	36.051.022	554.228	1.680.476	2.234.704	4.463.401	3.896.027	4.901.794	29.779.595
Extranjera	Edesal	Perú	Extranjera	Scotiabank	Perú	US\$	2,03%	2.869.939	7.950.658	10.820.597	32.147.978	18.283.019	19.064.028	69.495.025	2.200.935	8.439.132	10.640.067	32.300.512	10.101.808	15.689.299	68.756.844
96.830.980-3	Gas Atacama S.A.	Chile	96.976.410-	Gasred S.A.	Chile	US\$	8,27%	75.485	234.649	310.134	157.817	-	157.817	70.737	212.201	282.938	281.357	-	-	-	281.357
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	BBVA	Perú	Soles	6,30%	395.070	1.212.656	1.607.726	833.555	-	833.555	324.545	971.217	1.295.762	774.627	-	-	-	774.627
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	COMAFI	Argentina	\$ Arg	21,19%	119.038	465.293	584.331	1.248.479	-	1.248.479	204.234	609.693	813.927	1.411.773	748.771	-	-	2.160.544
Extranjera	Synapsis Brasil Ltda.	Brasil	Extranjera	Leasing - IBM	Brasil	Real	10,00%	-	-	-	566.161	-	566.161	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales								4.050.692	11.655.829	15.706.521	39.915.801	26.005.936	42.430.322	108.352.059	3.354.679	11.912.719	15.267.398	39.231.670	14.746.606	20.591.093	101.752.967

d) Otras Obligaciones

h. Individualización de Otras Obligaciones

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	Pais Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	Pais Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	06-2010						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	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	7.711.066	6.713.259	14.424.325	18.993.802	14.064.019	-	33.057.821	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%	7.711.066	6.713.259	14.424.325	18.993.802	14.064.019	-	33.057.821	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	116.737	422.313	539.050	2.020.841	-	2.020.841	77.062	235.468	312.530	3.223.239	-	-	-	3.223.239
96.827.970-k	Endesa Eco S.A.	Chile	96.601.250-	Inversiones Centinela S.A.	Chile	US\$	N/A	-	-	-	11.953.000	-	11.953.000	-	-	-	-	11.688.452	-	-	11.688.452
Extranjera	Endesa Brasil S.A.	Brasil	Extranjera	IFC	Brasil	US\$	N/A	55.932.232	-	55.932.232	-	-	-	-	55.497.068	55.497.068	-	-	-	-	-
Totales								71.471.101	13.848.830	85.319.931	51.961.445	28.128.038	-	80.089.483	8.440.654	66.615.128	75.055.782	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	30-06-2010	31-12-2009
			M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			84.233.136	116.551.541
	Dólares	Pesos chileno	67.327.576	83.606.901
	Dólares	Pesos Colombianos	1.978	2.381
	Dólares	Soles	1.707.606	8.287.053
	Dólares	Peso Argentino	15.195.976	24.655.206
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes			31.185.294	35.725.419
	Dólares	Pesos chileno	31.185.294	35.725.419
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			313.466	288.225
	Dólares	Pesos chileno	247.633	261.245
	Euros	Pesos chileno	65.833	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			115.731.896	152.565.185
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			115.731.896	152.565.185
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación			2.125.139	10.131.240
	Dólares	Pesos chileno	2.125.139	10.131.240
Plusvalía			508.737.576	483.812.158
	Reales	Soles	11.974.794	11.050.603
	Reales	Pesos chileno	329.478.951	318.282.817
	Pesos Colombianos	Pesos chileno	12.254.727	10.748.633
	Soles	Pesos chileno	127.074.960	116.436.507
	Peso Argentino	Pesos chileno	27.954.144	27.293.598
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			510.862.715	493.943.398
TOTAL ACTIVOS			626.594.611	646.508.583

		30-06-2010							31-12-2009							
		Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes				Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes				
	Moneda extranjera	Moneda funcional	Hasta 90 días	de 91 días a 1 año	Total	más de 1 año a 3 años	más de 3 años a 5 años	más de 5 años	Total	Hasta 90 días	de 91 días a 1 año	Total	más de 1 año a 3 años	más de 3 años a 5 años	más de 5 años	Total
			M\$	M\$	Corriente	M\$	M\$	M\$	no Corriente	M\$	M\$	Corriente	M\$	M\$	M\$	no Corriente
PASIVOS																
Otros pasivos financieros corrientes	Dólares		103.518.254	149.722.187	253.240.441	368.623.462	812.648.073	495.495.115	1.676.766.650	43.554.407	296.269.060	339.823.467	418.096.478	631.476.249	612.523.743	1.662.096.470
	Dólares	Pesos chileno	19.372.076	88.328.686	107.700.762	214.906.541	723.961.612	432.725.829	1.371.593.982	18.113.650	182.060.113	200.173.763	254.073.486	573.118.679	536.835.407	1.364.027.572
	Dólares	Reales	56.779.246	12.586.721	69.365.967	23.185.406	27.451.338	12.983.049	63.619.793	1.018.392	67.854.542	68.872.934	26.976.832	14.097.354	25.725.061	66.799.247
	Dólares	Soles	7.589.210	18.303.869	25.893.079	76.317.420	33.107.085	49.786.237	159.210.742	9.805.622	22.697.008	32.502.630	76.186.829	15.504.899	49.963.275	141.655.003
	Dólares	Peso Argentino	19.777.722	30.502.911	50.280.633	54.214.095	28.128.038	-	82.342.133	14.616.743	23.657.397	38.274.140	60.859.331	28.755.317	-	89.614.648
TOTAL PASIVOS			103.518.254	149.722.187	253.240.441	368.623.462	812.648.073	495.495.115	1.676.766.650	43.554.407	296.269.060	339.823.467	418.096.478	631.476.249	612.523.743	1.662.096.470